



VI

!

!

:

Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром ВНИИГАЗ»

VI Международная научно-техническая конференция

**ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА: АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК
(ROOGD-2016)**

25–26 октября 2016 г.

Тезисы докладов

Москва
2016

Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2016): тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 124 с.

Настоящий сборник составлен по материалам VI Международной научно-технической конференции, проходившей в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 25–26 октября 2016 г.

Структура сборника соответствует Программе конференции и включает следующие разделы: Пленарное заседание и секционные заседания (секции А, В, С, D, E, F, G, S).

Тезисы располагаются в соответствии с порядком выступлений докладчиков.

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Состояние и перспективы работ ПАО «Газпром» на континентальном шельфе Российской Федерации

*В.В. Черепанов, А.Г. Филиппов
(ПАО «Газпром»)*

Как известно, ПАО «Газпром» осуществляется масштабная работа по созданию новых и развитию действующих добычных, газотранспортных и перерабатывающих мощностей. Цель – сохранение высокого уровня энергетической безопасности страны, повышение надежности газоснабжения потребителей, создание необходимых условий для выхода на новые рынки и увеличение экспортных поставок газа.

Одним из важнейших направлений деятельности Общества является освоение ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации. Руководством Общества утверждена «Единая политика Группы Газпром по освоению континентального шельфа Российской Федерации». В развитие Восточной газовой программы создан новый центр морской газодобычи на шельфе Сахалина. На Киринском месторождении пробурены новые эксплуатационные скважины, на Южно-Киринском месторождении продолжаются геологоразведочные работы и осуществляется проектирование обустройства. В сентябре текущего года на Южно-Лунской структуре Киринского перспективного участка проекта «Сахалин-3» открыто новое месторождение.

Правительством Российской Федерации выдана лицензия российско-казахскому предприятию ООО «Нефтегазовая компания Центральная», в которой участие ПАО «Газпром» составляет 25 %, на геологическое изучение и добычу углеводородов на месторождении Центральное в южной части российского сектора Каспийского моря. Извлекаемые запасы месторождения по категориям C_1+C_2 составляют 135 млн т у.т.

ПАО «Газпром» при работах на шельфе уделяет особое внимание подготовке квалифицированных кадров для обслуживания и управления морскими нефтепромысловыми объектами, а также обеспечению безопасности и охране окружающей среды. В соответствии с корпоративными нормативами для каждого месторождения разрабатываются комплексные планы аварийно-спасательного обеспечения и природоохранных мероприятий.

«Газпромом» продолжается работа по разработке нормативных документов с целью их применения на проектах освоения месторождений арктического и дальневосточного шельфов и осуществляется работа с федеральными органами исполнительной и законодательной власти, направленная на принятие мер государственной поддержки проектов Общества на континентальном шельфе.

Роль ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в освоении морских месторождений

*Д.В. Люгай, М.Н. Мансуров
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является головным научным центром ПАО «Газпром» в области освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа. На Институт возложены задачи по научному обеспечению деятельности ПАО «Газпром» в следующих областях:

- геология и разработка морских месторождений;
- обустройство морских месторождений;
- эксплуатация морских объектов обустройства;
- экономическая оценка и обоснование различных вариантов технико-технологического освоения морских месторождений углеводородов;
- нормативное обеспечение проектирования, строительства и эксплуатации объектов обустройства морских месторождений углеводородов;
- промышленная и экологическая безопасность при освоении морских месторождений углеводородов.

Согласно принятой в ПАО «Газпром» Единой политике Группы Газпром по освоению шельфа Российской Федерации ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обеспечивает также научное сопровождение проектов, связанных с освоением морских месторождений углеводородов на основе следующих стратегических приоритетов:

1. Безопасность – сохранение жизни и здоровья работников, обеспечение промышленной и экологической безопасности проведения работ на всех стадиях освоения шельфовых месторождений нефти и газа.

2. Эффективность – повышение экономической эффективности освоения шельфовых месторождений путем применения оптимальных подходов к организации работ.

3. Социальная ответственность – развитие и поддержание вклада Группы Газпром в социально-экономическое развитие регионов присутствия при реализации проектов на шельфе Российской Федерации.

4. Лидерство – укрепление лидерских позиций Группы Газпром в области освоения шельфовых месторождений. Формирование и совершенствование собственного подхода на основе лучших практик реализации шельфовых проектов.

5. Российское участие – обеспечение высокой доли отечественного участия в реализации шельфовых проектов путем стимулирования развития производства оборудования и материалов, а также создания новых технологий для освоения морских месторождений нефти и газа на территории Российской Федерации.

Промышленная и экологическая безопасность при освоении месторождений шельфа Дальнего Востока

А.В. Суетинов

(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Освоение нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе РФ относится к числу важнейших государственных задач. Особое внимание уделяется развитию сырьевой базы сахалинского шельфа. Ведется разработка месторождений Киринского блока.

Кириновское ГКМ расположено на акватории юго-западной части Охотского моря в исключительной экономической зоне Российской Федерации. Окружающая среда характеризуется продолжительностью ледового периода в 160–210 дней, экстремальными статистиками волнения до 20,7 м и длиной 426 м, 9-балльной интенсивностью землетрясений по шкале MSK.

ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на всех этапах освоения шельфовых месторождений уделяет повышенное внимание промышленной безопасности. Работа в этом направлении организована в соответствии с Политикой в области охраны труда и промышленной безопасности ПАО «Газпром».

Впервые в российской практике силами отечественных компаний установлен подводный добычный комплекс. В целях безопасности ведется круглосуточный мониторинг за показателями работы скважин и газосборного коллектора в режиме реального времени.

В соответствии с международным стандартом ISO 14001 в Обществе внедрена Система экологического менеджмента и разработаны основные принципы Экологической политики ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Сложные условия разработки месторождения оказали значительное влияние на технические решения, принятые в проекте обустройства. Но успешная реализация проекта, в том числе и с точки зрения промышленной и экологической безопасности, позволит использовать накопленный опыт на других месторождениях континентального шельфа РФ.

Ледостойкая стационарная платформа месторождения Каменномысское-море

*В.В. Миронов, С.Ю. Куропаткин
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)*

Планы развития ООО «Газпром добыча Ямбург» предполагают дальнейшее развитие на северо-восток с последовательным освоением семи акваториальных месторождений: Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Антипаютинское и Тота-Яхинское, а также находящейся на суше группы Парусовых месторождений.

В настоящий момент проработана концепция конструкции ледостойкой платформы и блок-кондукторов для месторождения Каменномысское-море. Платформа будет представлять собой удлиненный понтон, борта которого образованы плоскими поверхностями с вертикальными и наклонными участками для снижения ледового воздействия, а блок-кондукторы будут выполнены в форме песочных часов с минимальным расстоянием между параллельными сторонами в районе сужения.

Началу инвестиционной стадии освоения месторождений Каменномысское-море предшествовал огромный объем работ предпроектного цикла. Были рассмотрены десятки вариантов разработки и обустройства месторождения, развития инфраструктуры и размещения производственных мощностей. С целью определения устойчивости к сдвигу свайных фундаментов морских ледостойких платформ в пластичных грунтах на экспериментальной базе ФГУП «Крыловский государственный научный центр» модель опорного основания платформы месторождения Каменномысское-море подверглась испытанию в ледовом и мореходном бассейнах, а также эксперименту по размыву грунта под сооружением мелководного бассейна.

В ходе проведения испытаний модель опорного основания подвергли глобальным и волновым нагрузкам, а полученные экспериментальным путем данные позволили внести корректировки в строение корпуса платформы.

Концентрация и консолидация усилий ведущих отраслевых институтов при проектировании платформы для освоения месторождения Каменномысское-море позволит заложить решения, обеспечивающие необходимую надежность, прочность и пространственную неизменность гидротехнического сооружения.

Достижения ООО «Газпром флот» при строительстве скважин на Киринском ГКМ (шельф Охотского моря)

В.В. Палий
(ООО «Газпром флот»)

Строительство скважин на шельфе о. Сахалин ООО «Газпром флот» выполняет с 2009 г. в рамках реализации Восточной газовой программы. Важным элементом ее ресурсной базы является Киринское ГКМ, расположенное в 30 км к востоку от острова. Глубина моря в районе месторождения составляет от 70 до 90 м. На данном месторождении ООО «Газпром флот» построены: одна разведочная скважина (Киринская № 2), одна поисковая скважина (Киринская № 3) и пять эксплуатационных скважин (P5, P6, P4-бис, P1, P2). В настоящее время осуществляется строительство еще двух эксплуатационных скважин (P7, P3) с окончанием работ в 2017 г. При строительстве впервые в отечественной практике проводились работы по спуску и монтажу горизонтальной подводной фонтанной арматуры на устье скважин.

С 2012 г. строительство скважин ведется с помощью ППБУ шестого поколения «Полярная звезда» и «Северное сияние» с использованием следующих современных технологий бурения:

- безрайзерное удаление шлама при бурении верхних интервалов под первую обсадную колонну (кондуктор);
- роторные управляемые системы с одновременным проведением геофизических исследований при бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием ствола;
- геомеханическое моделирование;
- геонавигация, которая позволяет осуществлять бурение ствола скважины в наиболее перспективной зоне коллектора;
- биополимерный буровой раствор с целью обеспечения сохранности коллекторских свойств продуктивного пласта.

«Форсис Сабси»: инновационный подход к проектированию морских месторождений

*Т. Мокшаев
(Forsys Subsea)*

Компания Forsys Subsea является совместным предприятием FMC Technologies и Technip, которая объединяет навыки и возможности двух лидеров отрасли в подводном обустройстве, позволяя тем самым по-новому взглянуть на процесс проектирования, поставки оборудования, его монтажа и управления подводным месторождением в течение всего жизненного цикла. Обеспечение возможности и создание условий для совместной работы наиболее талантливых специалистов в подводной отрасли на ранней стадии разработки концепции проекта способствуют существенному снижению затрат на обустройство подводных месторождений, рисков проекта и продолжительности его реализации.

Инновационный подход Forsys Subsea позволяет сократить количество сопряжений между элементами SURF (подводные шлангокабели, райзеры и трубопроводы) и системами ПДК/SPS (подводные комплексы по добыче и подготовке продукции). Это, в свою очередь, упрощает схему обустройства и расположения оборудования на морском дне, снижает риски при монтаже и сокращает время до получения первой нефти.

Стратегия поисково-разведочных работ в российской Арктике

А.В. Ступакова
(МГУ имени М.В. Ломоносова)

Акватория российской Арктики является одним из немногих недо-разведанных регионов, где есть возможность открытия новых месторождений нефти и газа. Положение крупных и уникальных месторождений углеводородов определяется в ходе региональной стадии геологоразведочных работ и зависит от интерпретации геологических факторов, определяющих историю развития бассейна и последовательность образования углеводородных систем на разных этапах его становления. Бассейновый анализ дает представление о времени формирования современного структурного плана региона и протекающих в нем флюидодинамических процессах. При этом важно понимание его строения не только в современных границах, но и в палеограницах с учетом древнего структурного плана, который часто в связи с плохой изученностью исключается из осадочного чехла региона и не рассматривается применительно к его нефтегазоносности.

Бассейновый анализ акватории российской Арктики показывает, что в регионе будут открыты новые крупные месторождения нефти и газа. В настоящее время крупные газовые открытия (месторождения Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Победа) сделаны в российском секторе в Баренцевом и Карском морях. Крупные газонефтяные месторождения открыты в американском секторе (месторождения Прадхо-Бей, Бургер, Лисберн) и связаны с верхнеэлсмирским (верхнепермско-верхнеюрским), рифтовым (верхнеюрско-раннемеловым), раннебрукинским (меловым) и позднебрукинским (кайнозойским) нефтегазоносными комплексами. Распространение данных комплексов и их потенциал в прилегающем секторе российской Арктики остается слабо изученным в связи с отсутствием бурения и недостаточной сеткой региональных сейсмических профилей. Поскольку разрез шельфа не вскрыт скважинами в восточной части российской Арктики, единственным источником изучения разреза осадочного бассейна являются архипелаги островов. Комплексный анализ доступных геолого-геофизических данных, таких как карта гравитационных и магнитных аномалий, данные сейсморазведки, описание опорных разрезов прилегающих островов и данные бурения на шельфе, дают возможность спрогнозировать возраст осадочного чехла и распространение отложений в пределах бассейнов.

Hydrone от Sonsub: постоянно размещаемый дистанционно управляемый подводный аппарат для предотвращения аварийных ситуаций

*М. Фонтолан, Ф. Каваллини, Дж. Массари
(Saipem S.p.A)*

Проектирование, технологии и ремонт – это три столпа, на которых держится эффективная «жизнь месторождения под водой» (Life Of Field Subsea), т.е. новый прогрессивный подход к управлению целостностью месторождения, который представляет собой переход от старого оперативного подхода на основе контроля, технического обслуживания и ремонта к новому, превентивному, автономному решению ежедневных вопросов целостности.

В наши дни сложность настоящих и будущих морских месторождений (например, подо льдом), необходимость эффективно управлять операционными рисками, а также значительно уменьшить расходы на контроль, техническое обслуживание и ремонт стимулируют возникновение новых методов поддержки «жизни месторождения под водой» при сложных подводных обстоятельствах, выходящих за пределы современных технологий, и постоянную необходимость в обслуживающих судах.

Решение Saipem – это модульная, подводная, ремонтная платформа HyDrone, напрямую внедренная в подводное месторождение и способная работать под водой длительное время без вмешательства вспомогательного судна.

Данная модульная платформа – итог эволюции рабочих аппаратов дистанционного управления, разработанная для надежного удаленного ремонта сложных объектов подводной инфраструктуры, включающая в себя функциональность и особенности автономных подводных аппаратов.

Опыт Группы Hodus в разработке арктического шельфа в Баренцевом море

*С. Суинделл, Г. Линдборг, С. Эллисон
(Hodus Group)*

Разработка полезных ископаемых, осуществляемая в Арктике, ставит ряд уникальных задач. Как и в любой среде с климатическими условиями, опыт разработки в которых не имеет аналогов, испытанные и проверенные методы более не являются достаточными. В докладе обсуждаются некоторые из уникальных и инновационных технологий для решения поставленных задач без увеличения затрат и риска. Исходя из своего опыта работы в Баренцевом море, компания Hodus стремится решить некоторые ключевые вопросы:

1. Проблема обеспечения бесперебойного режима подачи потока, особенно риск образования ледяных, гидратных и парафинистых отложений при низких температурах окружающей среды. Группа Hodus провела оценку ранней стадии и предложила стратегию управления температурным режимом для мелководной арктической области при температуре коллектора +20 °С и морской воды -2 °С.

2. Проблемы, связанные с проектированием и эксплуатацией надводной части системы и оборудования при низкой температуре, в холодной и ветреной окружающей среде, а также в условиях намерзания льда, содержимого атмосферы и брызг морской воды.

3. Влияние на конструкцию корпуса и утепление таких факторов, как наличие морского льда, айсбергов, а также погодные условия в районе.

4. Проблемы, связанные с материально-техническим обеспечением, расстоянием от берега и погодными условиями.

5. Подача электроэнергии с берега и ее передача на большие расстояния.

6. Особенности топографии морского дна, например борозды от айсбергов, которые становятся причиной проблем при прокладке трассы, потерь устойчивости и закупоривания, вызванного условиями местности.

Опыт планирования и проведения морских экспедиционных работ по изучению гидрометеорологических условий на шельфе Охотского моря в целях подготовки исходных данных для освоения углеводородных ресурсов

*А.И. Новиков (ПАО «Газпром»),
Д.А. Онищенко, М.М. Чумаков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.В. Архипов, С.В. Писарев, А.С. Цвецинский (ФГБУ «ГОИН»)*

Освоение углеводородных ресурсов шельфа Охотского моря, прилегающего к о. Сахалин, должно опираться на достоверную информацию о природных условиях соответствующих акваторий. В настоящее время данный вопрос особенно актуален для районов лицензионных участков с глубинами моря порядка 100 м и более. На таких акваториях, удаленных от берега на 50–90 км, природные условия (геологические, гидрометеорологические, ледовые) могут существенно отличаться от тех, которые наблюдаются в районах уже эксплуатируемых месторождений – они удалены от побережья всего на 15–25 км и расположены на существенно меньших глубинах.

Для надежного планирования работ по бурению эксплуатационных скважин, выполнению морских строительных работ, проведению обслуживания и ремонта подводных систем требуется точная информация о ледовом режиме и режимных гидрометеорологических характеристиках. Для оценки технической осуществимости использования стационарных, а возможно, и плавучих (при поддержке системы управления ледовой обстановкой) платформ необходимо надежное прогнозирование экстремальных ледовых ситуаций и корректная оценка экстремальных ледовых нагрузок. Определение требуемых режимных и экстремальных характеристик базируется на данных натурных измерений, выполняемых в рамках экспедиционных исследований.

В докладе представлена информация о выполненных на шельфе о. Сахалин в безледный и ледовый сезоны в 2015–2016 гг. экспедиционных исследованиях, а также о планируемых экспедициях в 2017–2018 гг.

Инновационные технологии сейсмических исследований при выполнении инженерно-геологических изысканий на арктическом шельфе России

*Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, А.Г. Казанин, М.В. Саркисян
(ОАО «МАГЭ»)*

Сегодня, когда заходит речь о конкурентоспособности российской морской геофизики, яркой иллюстраций производственного и научного потенциала при выполнении геофизических исследований в сложнейших климатических условиях арктического шельфа можно смело назвать ОАО «МАГЭ».

Важным и относительно новым направлением деятельности компании являются геотехнические изыскания. В настоящее время МАГЭ выполняет весь спектр инженерных изысканий, но основной упор делается на выполнение геофизических исследований с использованием инновационных технологий. Наряду со стандартными методами исследований следует выделить инновационные технологии на основе оборудования, произведенного в России, что особенно важно во времена импортозамещения. И в первую очередь это касается сеймики высокого разрешения, акустической съемки ультравысокого разрешения. Отличительной особенностью данной технологии является уменьшенный шаг между каналами сейсмокоды (6,25 и 3,125 м), что позволяет значительно повысить детальность сейсмического разреза. ОАО «МАГЭ» располагает двумя типами кос производства компаний Hydroscience Technologies (США) и «Си Технолоджи Инструмент» (Россия). Данные технологии используются для детального расчленения верхней части разреза с целью обнаружения газовых «линз» и залежей газогидратов, а также для прогнозирования скоплений мелкозалегающего газа в верхней части разреза.

Своевременное обнаружение скоплений мелкозалегающего газа в верхней части разреза является актуальной задачей при разведке и разработке месторождений углеводородов на шельфе. Избыточные пластовые давления, возникающие в таких газовых карманах, представляют значительные риски при строительстве

В докладе продемонстрированы результаты использования различных инновационных технологий на акваториях Карского (Ленинградский и Нярмейский ЛУ) и Охотского (Аяшская и Южно-Лунская площади Южно-Киринского КГМ) морей, полученные за последние несколько лет.

Оценка геолого-ресурсного обеспечения реализации СПГ-проектов на шельфе стран дальнего зарубежья

*Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина, Е.Д. Ковалёва, О.Г. Кананыхина
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Развитие рынка сжиженного природного газа (СПГ) характеризуется увеличением его ареала и непрерывным формированием новых комплексов его производства. С 1964 г. (ввода в действие крупнейшего комплекса Арзев) производство СПГ увеличилось более чем в 20 раз – до 340 млн т (2015 г.). К настоящему времени реализовано 37 проектов СПГ; в 2016 г. в стадии реализации находятся 12 проектов СПГ, в основном в прибрежных регионах Африки, Юго-Восточной Азии и Латинской Америки.

Наиболее крупные проекты СПГ-комплексов базируются на запасах шельфовых месторождений стран Персидского залива и Северо-Западных акваторий Австралии. Ряд проектов СПГ связан с сухопутными месторождениями, удаленными от газотранспортных систем (ГТС). Открытие в последние десятилетия крупных месторождений газа на шельфе Восточной, Западной Африки и Северной Атлантики значительно расширило географию СПГ-производства.

Революционным шагом в освоении газовых ресурсов шельфа являются плавучие заводы СПГ (FLNG). Это значительно расширяет возможную ресурсную базу производства СПГ за счет объектов глубоководного шельфа. Наиболее значительным ресурсным потенциалом глубоководного газа обладают страны Латинской Америки (11,0 трлн м³), Африки (9,6 трлн м³) и Юго-Восточной Азии (3,3 трлн м³). Освоение этих ресурсов, в том числе с использованием подводных добычных комплексов и FLNG, значительно увеличит обеспеченность СПГ-производства.

Ресурсный потенциал шельфа дальнего зарубежья может быть увеличен за счет освоения перспективных объектов Восточно-Гренландского моря, моря Бофорта, Баффина залива, Южной Атлантики, Бенгальского залива, Зонделенда и др. Отметим, что проекты СПГ более рентабельны для дальней транспортировки газа, чем традиционные ГТС. В перспективе поставки СПГ сравниваются с сетевым экспортом газа.

СЕКЦИОННЫЕ ЗАСЕДАНИЯ

СЕКЦИЯ «А» ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ состояния работ на шельфе в условиях кризиса и низких цен на нефть

*Ю.П. Ампилов
(МГУ им. М.В. Ломоносова)*

До недавнего времени шельф рассматривался как важнейший резерв углеводородного сырья на обозримое будущее, причем не только в России. Зарубежные компании также вели активную разведку и добычу в различных акваториях мира. Однако резкое снижение цены на нефть и отсутствие объективных предпосылок к ее существенному росту в ближайшее время заставили многие компании скорректировать свои планы в отношении шельфа, поскольку капиталоемкость морских проектов является чрезвычайно высокой. В России на этот процесс наложилось введение санкций со стороны США и Евросоюза, которые весьма существенно отразились на состоянии нефтегазовой отрасли. Программа импортозамещения пока не дает значимых результатов.

От кризиса в первую очередь пострадали российские и зарубежные сервисные компании, поскольку «добычники» резко сократили заказы на разведку новых месторождений и заметно снизили добычу на морских промыслах с наиболее высокой себестоимостью добычи. Так, только сейсморазведочные работы на зарубежных акваториях сократились в 2–4 раза по разным регионам, что привело к кратному снижению стоимости акций таких крупнейших геофизических компаний, как CGG, Polarcus, PGS, и к фактическому банкротству более мелких.

В России объем морской сейсморазведки в 2015 г. сократился примерно вдвое, а по итогам 2016 г. ожидается дальнейшее падение. В 2014–2015 гг. было фактически остановлено поисково-разведочное бурение на акваториях Арктики и Дальнего Востока, но в 2016 г. возобновилось в незначительном объеме.

В сложившейся ситуации значительного дефицита финансирования работ на шельфе следует пересмотреть приоритеты в разведке и освоении морских объектов, отдав предпочтение тем, которые находятся вблизи традиционных районов промысла и не потребуют значительных капиталовложений, обеспечивая потенциальную рентабельность освоения в условиях весьма умеренных цен на углеводороды.

В докладе анализируются различные аспекты данной проблемы по регионам и технико-экономическим параметрам.

Газовый потенциал недр Баренцева и Карского морей западной части Арктики

В.А. Скоробогатов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Российская Федерация контролирует морские шельфы эпиконтинентальных морей Северного Ледовитого океана с запада на восток: Баренцева (БМ), Карского (КМ), Лаптевых (ЛМ), Новосибирского (НМ) и Чукотского (ЧМ) общей площадью 5 млн км². Геологическое строение недр западно-арктических морей (ЗАМ) отличается как от бассейнов прилегающей суши, так и друг от друга. В БМ мощные толщи девона, перми и триаса сочетаются с маломощной юрой и тонким мелом (в сумме до 12–14 км). В КМ мощная, в низах заглинизированная толща нижнего мела (до 2,5 км) перекрывается опесчаненным альб-сеноманом. Песчано-глинистые толщи нижней/средней юры (верхняя юра заглинизирована) в Южно-Карской области погружены на большие глубины. Изученность геолого-геофизическими работами и особенно бурением резко снижается с запада на восток – от десятков морских скважин в БМ, особенно в его норвежском секторе, до шести в Карском (без Обской и Тазовской губ) и до нуля на шельфах восточнее Таймыра.

В Арктике открыты и частично разведаны десять месторождений углеводородов, в том числе семь газосодержащих в БМ, из них одно – уникальное (Штокмановское – 3,9 трлн м³, средняя юра-келловей), два только открыты, но совершенно не разведаны в КМ. Насчитываются 16 месторождений типа суша/море (Харасавэйское и др.). Промышленной нефти в ЗАМ нет.

Суммарные разведанные запасы свободного газа ЗАМ составляют 7,5 трлн м³, по кат. С₂ – 3,1 трлн м³. Нефти нет, а по месторождению Победа достоверные сведения отсутствуют. Автор проанализировал онтогенез УВ-скоплений. Диапазон содержаний С_{орг} изменяется от 1,0 до 5,0 %, редко – более, даже в аналогах баженовской свиты (3–4 %), в среднем 1,8–5,0 %. ОВ типа СГ, ГС, Г.

По официальной оценке 2009 г., ресурсы свободного газа БМ оцениваются в 30,0 трлн м³, КМ – 54,5 трлн м³. Это, безусловно, завышенные оценки традиционных ресурсов. По последним оценкам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ресурсы газа недр двух морей составляют в сумме 33–35 трлн м³ при небольшом преобладании газового потенциала Карского моря, ресурсы нефти не превышают 3,5 млрд т (геол.).

Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа арктических морей России

*Б.А. Никитин, А.Д. Дзюбло
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Недра континентального шельфа арктических морей России представляют собой реальный и значительный резерв для выявления и освоения газовых месторождений. Незазведанный потенциал углеводородов арктической зоны на шельфе России составляет 91 %. Начальные извлекаемые разведанные в регионе запасы газа на шельфе насчитывают порядка 10,1 млрд м³.

В российской зоне шельфа Арктики открыто 20 морских и 13 транзитных месторождений нефти и газа. Геологоразведочные работы ведутся компаниями ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НОВАТЭК». Товарная добыча газа и газового конденсата на Юрхаровском месторождении в Тазовской губе началась в 2003 г.

Важным проектом по освоению газовых ресурсов Арктики является «Ямал-СПГ», ресурсной базой которого служит Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на берегу Обской губы. Доказанные и вероятные запасы месторождения по международной классификации PRMS оцениваются в 926 млрд м³ газа и 30 млн т жидких углеводородов.

По различным оценкам газовый потенциал недр бассейнов арктического сектора составляет 92–100 трлн м³. Газовые ресурсы недр Баренцева моря приурочены к отложениям (нижняя-средняя юра + триас), Карского (нижний мел + сеноман + верхние горизонты средней юры по периферии).

В акватории Обской и Тазовской губ Карского моря, в основном в отложениях сеномана, открыты крупные месторождения газа с запасами порядка 2 трлн м³.

В Карском море открыто нефтегазоконденсатное месторождение Победа при бурении скважины Университетская-1 в 2014 г. По официальной оценке, запасы месторождения по категории C₁+C₂ составляют 130,0 млн т нефти и 395,6 млрд м³ газа. Запасы газа обнаружены в меловых отложениях сеномана и апт-альба, нефти – в юрских отложениях.

На шельфе восточных арктических морей – Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского – бурения скважин не было, ведутся геологоразведочные работы.

Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности и программа геологоразведочных работ на лицензионных участках ПАО «Газпром» на шельфе Баренцева моря

*В.В. Огибенин, А.Д. Митрофанов, А.А. Коробейников,
Н.А. Головина (ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка»)*

В настоящее время разведка шельфов арктических морей является важной стратегической задачей, обеспечивающей своевременное пополнение ресурсно-сырьевой базы. По современным представлениям, ресурсный потенциал арктического шельфа оценивается близким к 100 млрд т условного топлива.

Геолого-геофизическое изучение континентального шельфа Баренцева моря проводилось с начала 1960-х гг. За это время были выполнены в различных вариантах (аэро- и набортные) грави- и магнитометрические съемки, отработана сеть региональных сейсмических профилей, а также детальные сейсморазведочные работы 2D по выявлению и детализации газонефтеперспективных структур. Бурением шельф Баренцева моря изучен слабо.

В 2013 г. ПАО «Газпром» получило лицензии в акватории Баренцева моря с целью геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья сроком действия на 30 лет. Рассматриваемые участки расположены в центральной части континентального шельфа Баренцева моря, в территориальных водах Российской Федерации, к северу от Штокмановского месторождения и включают в себя два крупных месторождения – Лудловское ГМ и Ледовое ГКМ, а также три перспективные структуры – Медвежью, Демидовскую и Ферсмановскую.

На государственном балансе РФ по этим участкам числятся запасы и ресурсы газа в объеме около 2,5 трлн м³, при этом доля ресурсов составляет около 75 %.

В докладе рассмотрены особенности геологического и тектонического строения изучаемой территории, распределение запасов и ресурсов УВ в разрезе месторождений и перспективных структур, предлагаются проектные решения по поиску и разведке углеводородов в пределах лицензионных участков с целью обеспечения прироста запасов минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром».

Карбонаты как возможный поисковый признак УВ в пределах арктического шельфа

*А.А. Крылов (СПбГУ, Институт наук о Земле),
Е.А. Гусев, П.Б. Семенов (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)*

Карбонатные породы – одно из самых распространенных осадочных образований. Они играют важнейшую роль в глобальном цикле углерода, могут являться коллекторами углеводородов, а в ряде случаев формироваться за счет окисления метана либо генерации последнего. Такие карбонаты теоретически могут быть использованы в качестве поискового критерия на углеводороды (например, Голышев и др., 1981), поэтому очевидна необходимость проведения исследований в этом направлении.

На сегодняшний день механизмы формирования карбонатов изучены с высокой степенью детальности. Одним из определяющих критериев, используемых при реконструкции генезиса, являются данные по содержанию стабильных изотопов $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$. Значения $\delta^{13}\text{C}$ успешно используются для выяснения источников углерода, входящего в кристаллическую решетку карбонатов, а результаты измерений $\delta^{18}\text{O}$ позволяют восстанавливать палеотемпературу кристаллизации и/или изотопный состав кислорода («палеосоленость») в окружающей зону роста «воде».

По ведущим механизмам кристаллизации карбонаты подразделяются: 1) на органогенные-биохемогенные; 2) диагенетические за счет микробиальной деструкции органического вещества; 3) диагенетические за счет аэробного/анаэробного окисления биохимического/катагенетического метана; 4) диагенетические за счет микробиальной генерации метана; 5) «гидротермальные» (окисление абиогенного метана); 6) «катагенетические» (деструкция керогена). Несмотря на то что некоторые из вышеперечисленных категорий характеризуются конвергентностью изотопных меток, в большинстве случаев источник углерода карбонатов может быть успешно установлен.

Моря западно-арктического шельфа России имеют высокий нефтегазовый потенциал. В их пределах обнаружено значительное количество сипов (Portnov et al., 2015). Последние, в свою очередь, могут содержать аутигенные карбонаты, формируемые за счет окисления метана. Другой возможный вариант кристаллизации карбонатов в Арктике – диагенетическое окисление органического вещества при его достаточно высоких содержаниях. Возможно и одновременное участие обоих механизмов. Следует проверять карбонаты на возможную маркировку ими зон разгрузки УВ-флюидов или палеосипов путем изотопных исследований. Специфика диагенеза Арктики такова, что формирование кальцита, арагонита и доломита здесь практически не наблюдается. Вместо этого достаточно высокое распространение имеют кристаллы икаита ($\text{CaCO}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), нестабильные в нормальных условиях. При их разрушении формируются кальцитовые псевдоморфозы – глендониты. Авторами были изучены механизмы формирования икаитов в областях разгрузки УВ флюидов и в фоновых осадках арктических шельфовых морей. Особое внимание уделено икаитам Карского моря. В докладе представлена методика выявления связи генезиса карбонатов с УВ.

Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ-16-05-00979.

Аэрогравиметрические исследования на шельфе РФ: опыт, проблемы и перспективы

А.И. Атаков
(АО «Севморгео»)

В докладе приводятся результаты аэрогравиметрических исследований, выполненных на шельфе Охотского, Берингово, Восточно-Сибирского морей, а также сравнение с морскими наборными съемками и сейсмическими данными.

Обсуждаются методические вопросы, актуальные для развития этого вида исследований.

Строение, формирование и нефтегазоносный потенциал северной части Коротаихинской впадины, Баренцево море

*К.О. Соборнов (ООО «Северо-Запад»),
Д.А. Астафьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Анализ геолого-геофизических данных, характеризующих строение Коротаихинской впадины, показывает значительно более широкое, чем это представлялось ранее, распространение покровных деформаций. Это позволяет выделить новые типы зон нефтегазонакопления.

Структура впадины во многом определялась срывом осадочного чехла по солям верхнего ордовика. В зоне выклинивания верхнеордовикских солей вдоль западного борта впадины субпластовое расслоение осадочного чехла трансформируется в систему складчато-надвиговых деформаций.

В южной части впадины эта система деформаций имеет сравнительно простое строение с преобладанием надвигов западной vergenции (Талотинский надвиг). Во фронтальных валах надвиговой зоны выявлены значительные скопления нефти в девонско-нижнекаменноугольных отложениях на суше Тимано-Печорского бассейна (Северо-Сарембойское, Западно-Леккейягинское). В северо-западном направлении, в пределах Баренцева моря, строение этой разломной зоны существенно усложняется. Здесь также выделяются крупные фронтальные валы, контролируемые надвигами западного борта впадины (район о. Долгий). Они представляют значительный поисковый интерес. Кроме этого, интерпретация сейсмических данных показывает появление в этой зоне надвигов противоположного падения, плоскости сместителей которых падают на запад. В этих структурных условиях возможно формирование крупноамплитудных тупиковых тектонически экранированных ловушек на западном борту Коротаихинской впадины. Эти ловушки способны аккумулировать потоки нефти и газа, мигрировавшие из погруженной осевой части впадины.

Интерпретация сейсмических данных показывает, что дополнительные поисковые возможности в северной части Коротаихинской впадины связываются с надвиговыми зонами восточной части впадины, локально развитыми верхнедевонско-турнейскими рифами и их обломочными шлейфами, а также зонами выклинивания каменноугольных и пермских отложений на западном борту впадины.

Перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи в российском секторе Баренцева моря

*М.Ю. Кабалин, Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, В.А. Шеин,
Л.А. Наумова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Для нефтегазоносного бассейна Баренцева моря обобщены новые геолого-геофизические материалы регионального, поискового и разведочного этапов работ на нефть и газ, уточнены модели геологического строения, тектоническое и нефтегазогеологическое районирование, закономерности размещения наиболее крупных зон газонефтенакопления, а также перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи. Своевременно обозначены реальные проблемы подготовки сырьевой базы для формирующегося Штокмановского мегацентра газодобычи, решение которых возможно на основе включения наиболее крупных прогнозируемых зон газонефтенакопления в перспективные планы лицензирования и проведения поисково-разведочных работ. Показано, что при весьма высокой оценке начальных потенциальных ресурсов УВ высокодостоверные локализованные и перспективные ресурсы категорий С3 и D1л, а соответственно, и новые объекты с уникальными ожидаемыми запасами промышленных категорий в действительности характеризуются высокими рисками неподтверждения прогнозируемых залежей УВ. Выполнена оценка ресурсного потенциала УВ зон газонефтенакопления, расположенных на западном бортовом уступе Восточно-Баренцевского прогиба, в северном его продолжении, а также во впадине Святой Анны и Северо-Карском потенциально нефтегазоносном бассейне. Доказано, что главный фактор высокой геолого-экономической эффективности поисково-разведочных работ – это опережающее открытие уникальных и наиболее крупных месторождений УВ. С учетом необходимости наращивания ресурсной базы газодобычи района Штокмановского ГКМ в ближайших малоизученных районах этого будущего центра газодобычи из имеющихся структур-сателлитов обоснованы следующие зоны газонефтенакопления с наиболее крупными прогнозируемыми запасами: в осевой зоне Восточно-Баренцевского прогиба доразведке подлежит Ледово-Лудловская; севернее, в 150 км от нее – Лунинская и еще севернее, в 250 км в пределах Альбановской седловины – Орловская; на западном бортовом уступе Восточно-Баренцевского прогиба, в 100 км к северо-западу от Штокмановского ГКМ – Демидовско-Медвежья, а юго-западнее – Федынская.

Особенности строения юрских резервуаров, условия формирования и перспективы нефтегазоносности в пределах Баренцевоморского шельфа

*А.А. Сулова
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Баренцевоморский бассейн является одним из наиболее крупных нефтегазоносных бассейнов России с доказанной продуктивностью. Уникальное Штокмановское и крупные Ледовое и Лудловское газовые месторождения были открыты в юрских отложениях российской части Баренцева моря. Юрские песчаные резервуары продуктивны и в норвежском секторе, где открыты газовое месторождение Сновит и нефтегазовые Хавис, Скругарт. В 2013 г. норвежскими геологами сделано очередное нефтяное открытие в нижне-среднеюрских резервуарах прогиба Хуп-Мауд, в северной части норвежского шельфа. Юрский комплекс перспективен для новых открытий, однако его строение остается не до конца изученным.

На шельфе Карского моря открыты Русановское и Ленинградское месторождения в меловых отложениях. Продуктивность апт-альбского и сеноманского комплексов была подтверждена в 2014 г. бурением скважины Университетская, из которой был получен приток газа. Из юрских отложений был получен приток нефти, после чего Государственная комиссия по запасам утвердила новое газонефтяное месторождение Победа.

Модель, описывающая условия формирования, строение и состав юрских природных резервуаров, необходима для планирования поисково-разведочных работ на новых структурах Баренцевоморского шельфа (БМШ) и выбора объектов для лицензирования. Новые сейсмические данные, полученные по российскому и норвежскому секторам Баренцева моря, позволили выделить область распространения юрского нефтегазоносного комплекса, оценить его мощность, проследить направления сноса осадочного материала и установить последовательную смену осадконакопления. Комплексный анализ регионального строения юрского нефтегазоносного комплекса и детальные исследования по отдельным площадям дают возможность спрогнозировать зоны распространения юрских высокочемких коллекторов на структурах БМШ и оценить перспективы их нефтегазоносности.

Разработка и открытие новых месторождений в Баренцевоморском регионе являются одной из приоритетных задач долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России.

Оценка влияния блоково-сдвиговых деформаций на распределение и прогноз скоплений углеводородов на участках недр Обско-Тазовского мелководья ПАО «Газпром»

А.Ф. Огнев, М.Ю. Куприянов, Т.А. Куприянова, А.А. Иванчик, А.В. Коряковская, А.А. Стуков (ООО «Газпром геологоразведка»)

Рассмотрены вопросы распределения залежей УВ и оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов нижнего мела и юры на Семаковском, Тота-Яхинском и Антипаютинском участках недр в пределах акватории Тазовской губы и южного побережья Гыдана, а также Парусовой группы участков, расположенных в северо-западной оконечности Тазовского п-ова. В тектоническом отношении они приурочены к Мессояхскому порогу (гряде). В период 2010–2014 гг. в пределах границ участков проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D, отдельные кубы которых объединены в суперкубы с последующей единой обработкой и интерпретацией материалов. Последние позволили выделить и проследить по площади участков блоково-сдвиговые деформации, которые имеют цветковую (пальмовую) форму. В плане вверх по разрезу от юрских до верхнемеловых отложений они представляют собой последовательность приподнятых блоков и впадин между ними разной ширины и протяженности на временных срезах по сеймостратиграфическим комплексам от оси сдвига, затронувшего породы консолидированного фундамента.

По конфигурации осевые линии сдвигов в плане хорошо согласуются с береговой линией Тазовской губы. Поэтому сделано предположение, что последний цикл их формирования прошел в неотектонический период. По кровле сеноманских отложений блоково-сдвиговые деформации оказывают влияние на высоту массивных залежей газа и высотное положение ГВК. На Семаковском участке в разрезе сенонских отложений березовской свиты по сейсмическим атрибутам выделена АТЗ. При ее вскрытии в скважинах 104 и 54 отмечались газопроявления.

В пределах Парусовой группы поднятий и Семаковского КП, в тектоническом отношении приуроченных к Адерпаютинскому мегавалу, где пробурено значительное количество скважин со вскрытием аптских, неокомских и среднеюрских (10 ед.) отложений, установлено незакономерное распределение залежей газа и нефти в аптских и готеривских отложениях. Так, на Северо-Парусовом ЛУ в аптском и неокомском НГК количество залежей УВ варьирует от двух до семи с незакономерным распределением по разрезу и неравновесным положением газо- и нефтеводяных контактов, отклонением их от гравитационного фактора по площади участков. Не исключаются вертикальные перетоки газа и пластовых вод по плоскости сбросов при небольших значениях толщин глинистых покрышек, которые фиксируются по близким значениям минерализации вод и сопоставимости удельных сопротивлений пластов-коллекторов в широком интервале (до 300 м) их залегания.

По перспективным юрским объектам в пределах Северо-Парусового ЛУ установлены флуктуация коэффициентов аномальности

пластовых давлений от 1,5 до 1,9, а также отсутствие промышленных притоков УВ при испытании в открытом стволе и колонне глубоких скважин при наличии пластов-коллекторов и их газонасыщении по комплексу ГИС. В скважине 25 Тота-Яхинского ЛУ, расположенной в одном из приподнятых блоков вблизи от линии сдвига, выявлен «столб» перспективных юрских объектов в интервале более 1000 м, который может быть ограничен сдвигом.

Выявленные особенности распределения залежей УВ в пределах зон развития блоково-сдвиговых деформаций на суше участков Тазовского и Гыданского полуостровов предлагается учитывать при прогнозе новых скоплений газа и нефти в акватории Тазовской губы.

Геодинамические аспекты формирования структур Приямальского шельфа как составной северо-западной части Ямальского геоблока Западно-Сибирской плиты

*А.Ф. Огнев, М.Ю. Куприянов, Т.А. Куприянова, А.А. Иванчик,
М.Х. Набиулин, А.А. Стуков (ООО «Газпром геологоразведка»)*

Оценка геодинамического развития структурных элементов и границ их сочленения была выполнена на основе анализа толщин комплексов осадочных пород и градиентов скорости осадконакопления как во впадинах, так и на мегавалах Южно-Карской синеклизы и п-ова Ямал.

Перспективы нефтегазоносности геоблоков, которые связаны с мегавалами в пределах западного побережья Ямала и Приямальского шельфа, возможно, обусловлены геодинамикой развития осадочных комплексов в Пухучанской впадине и Белоостровского мегапрогиба на протяжении мезозоя и кайнозоя.

Установлено влияние миграции центров прогибания бассейна, с которыми связаны области с максимальными толщинами осадочных пород мезозой-кайнозойского возраста в палеодепрессиях и мегапрогибах, на положение и конфигурацию в плане положительных структур первого (мегавалов) и второго (куполовидных поднятий и валов) порядков.

Изучение процессов прогибания фундамента и пород осадочного чехла показывает их затухание на протяжении нижнего и верхнего мела. В неотектонический период последовала инверсия структурного плана, которая привела к современному строению главной депрессионной зоны – Пухучанской впадины, а также окружающих ее положительных структур первого и второго порядков.

История развития Скуратовского и Русановско-Ленинградского мегавалов показала, что они не имеет единого древнего цоколя по фундаменту, поэтому варианты их объединения в единый Русановско-Скуратовский свод не совсем правомочны.

Визуализация градиентов скоростей осадконакопления показывает их синусоидальный, осциллирующий характер, что во многом предопределено сменой трансгрессий и регрессий моря в Карском море и отчасти на Ямале. Помимо этого такой характер их геодинамики с учетом механизма напряженно-деформированного состояния пород способствовал накоплению колоссальной механической энергии в геологических системах закрытого и полужакрытого типов. Наличие АКЗ (ИКС) и элементов блоковой тектоники, зон разломов на Русановском, Ленинградском и Харасавэйском месторождениях, а также Невском поднятии свидетельствует об этом на современном этапе их развития.

Существование уникальных по запасам УВ месторождений вокруг Пухучанской впадины можно трактовать как наличие мегакольцевой надпорядковой геологической структуры, процессы нефтидогенеза в которой контролировались повышенным энергетическим потенциалом в прошлом и отчасти в настоящем за счет тектонических движений, проходящих, по мнению авторов, по импульсно-волновому механизму.

Условия газонефтеносности южной части Карского моря

*Д.А. Соин, О.Г. Кананыхина, А.Н. Скоробогатько
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Перспективы нефтегазоносности Приамальского шельфа и южной части Карского моря в пределах Южно-Карской шельфовой области многими исследователями оцениваются высоко. Прогнозируется широкий стратиграфический диапазон промышленной продуктивности пород осадочного чехла – от турона-сеномана до нижнеюрских образований. В пределах п-ова Ямал отмечается достаточно высокая буровая изученность разреза осадочного чехла. Разрез вскрыт вплоть до фундамента в пределах положительных структурных элементов региона, что позволило оценить характер промышленной нефтегазоносности разреза в зависимости от структурно-тектонического положения разбуренных объектов и их структурной выраженности.

Основные проявления газоносности связаны с крупными, высоко амплитудными поднятиями в пределах осевых частей мегавалов, валов и сводовых поднятий. Здесь отмечается максимальный стратиграфический диапазон развития скоплений УВ – как правило, от сеномана до средней юры. На их погружениях отмечаются структурные осложнения с малоамплитудными перспективными объектами. На многих из них были пробурены 1–3 поисковые скважины. Открыты месторождения Сядорское, Северо-Бованенковское, Восточно-Бованенковское, Верхне-Тиутейское, Западно-Сеяхинское, на которых продуктивными являются, как правило, лишь сеноманские отложения, исключение составляет Западно-Сеяхинское месторождение. Очевидно, характер газоносности разреза отдельных перспективных площадей зависит от гипсометрического положения ловушек и их амплитуды. В пределах Ямала отмечается закономерность: малоамплитудные перспективные объекты, к тому же расположенные на более низком гипсометрическом уровне, характеризуются даже при наличии продуктивности: 1) исключительной газоносностью; 2) сокращением стратиграфического диапазона промышленной газоносности; 3) сокращением эффективных газонасыщенных толщин; 4) обводненностью коллекторов нижней части разреза (низов неокома и юры).

Выявленные особенности продуктивности разреза на Ямале необходимо учитывать при оценке ресурсного потенциала аналогичных перспективных объектов в пределах южной части Карского моря, структурная выраженность в пределах которого по основным отражающим сейсмическим горизонтам («ОГ», «Г», «М», «Б») значительно меньше, чем на прилегающей суше п-ова Ямал, что может являться существенно ограничивающим фактором для перспектив нефтегазоносности большинства поднятий в пределах южной части Карского моря.

Сейсморазведочные работы в акватории Обской и Тазовской губ – опыт исследований в компании «НОВАТЭК»

В.И. Кузнецов
(ООО «НОВАТЭК НТЦ»)

Сейсмические исследования в зонах перехода от суши к морю (транзитных зонах), включающих в себя элементы как морских, так и сухопутных работ, являются одним из наиболее высокотехнологичных видов геофизического сервиса, требующего применения самой современной аппаратуры, технологии и логистики.

На севере Западной Сибири мелководные акватории, прилегающие к побережью морей, изучены совершенно недостаточно для решения задач поисково-оценочного этапа геологоразведки. Заметим, речь идет о сотнях тысяч квадратных километров потенциально нефтегазоперспективных территорий.

В условиях Западной Сибири к транзитным зонам можно отнести районы с наличием крупных озер: Обскую, Гыданскую, Байдарацкую и Тазовскую губы. С позиций сейсморазведки транзитная зона – это акватория, где применение буксируемой морской косы невозможно из-за малых глубин, согласование геофонов со средой затруднено, использование взрывчатых веществ запрещено, применение пневмоисточника неэффективно. Кроме того, в транзитной зоне существуют повышенные требования к экологической безопасности работ.

Главные проблемы сейсмических исследований в транзитных зонах:

- в зоне перехода «суша – море» в верхней части геологического разреза происходят значительные изменения скоростей и поглощающих свойств пород, поэтому построение адекватной сейсмической модели представляет собой серьезную научно-методическую задачу;
- необходимость применения многовариантных систем возбуждения, приема и регистрации, т.е. комбинированного использования взрывов, поверхностных источников, пневмоисточников в сочетании с донными, поверхностными и погруженными геофонами и гидрофонами;
- необходимость перекрытия и применения специальной технологии увязки данных, полученных разными системами, в том числе разных полевых сезонов (лето, зима).

Группа компаний ПАО «НОВАТЭК» имеет положительный опыт в решении вышеуказанных проблем. Уникальность результатов состоит в том, что, несмотря на применение разнородного комплекса технических средств и методических приемов, в условиях сложнейших поверхностных условий Заполярья удается получить сплошной массив 3D данных.

Прогноз нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений района слияния Обской и Тазовской губ Карского моря

*Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, М.А. Калита, Л.А. Наумова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Анализ условий нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений на открытых газовых месторождениях Каменномысском, Семаковском и Обском, а также на газоконденсатных Северо-Каменномысском и Чугорьяхинском с учетом тектонического строения и нефтегазоносности Карско-Ямало-Гыданской и Надым-Пур-Тазовской синеклиз позволяет сделать вывод о высоких перспективах открытия здесь новых залежей углеводородов (УВ). Предпосылками такого прогноза являются: благоприятные структурно-тектонические условия (зона сочленения крупных Нурминского и Нижне-Мессояхского мегавалов, окруженных частями грабен-рифтовых прогибов: на севере – Сояхинским, на юге – Парусовым); наличие в разрезе осадочного чехла природных резервуаров регионального, зонального и локального распространения, совмещенных с мощными очагами генерации УВ, а также водородной дегазации недр, способствующей гидрированию органического вещества и синтезу УВ. На п-ове Ямал залежи УВ в юрско-нижнемеловых отложениях открыты на Новопортовской, Бованенковской, Харасавэйской, Малышевской, Северо-Тамбейской структурах; в Карском море – на Университетской; на Гыданском п-ове – Геофизической, Утренней, Минховской, Гыданской; к югу от Тазовской губы – Уренгойской, Северо-Уренгойской, Медвежьей и других структурах. Высокая перспективность нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений определена также с учетом установленных особенностей строения открытых месторождений и выявленных структур, а именно увеличение с глубиной их размеров и амплитуд, смещение сводов относительно разведанных залежей УВ в сеноманских и апт-альбских отложениях. Учет этих особенностей строения позволяет оптимально разместить объемы сейсморазведочных работ, поисковые и разведочные скважины при разбуривании юрско-нижнемеловых ловушек как на открытых месторождениях, так и на новых участках, например, на морском продолжении структуры Хамбате́йская. Новые залежи УВ в юрско-нижнемеловых отложениях ожидаются на Каменномысском, Северо-Каменномысском и Семаковском месторождениях. Более крупные залежи УВ, в отличие от сеноманской, прогнозируются в отложениях юрского возраста на Обском месторождении.

Строение и нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского бассейна

*А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.А. Сулова, С.И. Бородунов,
И.А. Санникова (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

В настоящее время вновь возник интерес к изучению Енисей-Хатангского бассейна – одного из немногих регионов на территории России, слабо изученных в нефтегазгеологическом отношении. Этот арктический регион характеризуется сложным геологическим строением, удаленностью от крупных промышленных центров, однако обладает перспективами поиска крупных скоплений углеводородов. С 2007 г. началось активное исследование региона, пробурено несколько колонковых скважин, отработано более 5 тыс. пог. км 2Д сейсмопрофилей, произведено бассейновое моделирование и ранжирование территории по перспективности нефтегазоносности. В 2015 г. ПАО «Лукойл» (Журавлиный вал) и ПАО «Роснефть» (Хатангский залив) получили в пользование лицензионные блоки и сейчас ведут активное бурение и геолого-геофизические исследования.

По данным региональной сейсморазведки, поверхность кристаллического фундамента изменяется от 4–5 до 12–14 км и более, что подтверждается данным гравимагнитных полей и электроразведки – Енисей-Хатангский прогиб имеет осадочный чехол до 14 км и ширину до 300 км. Основной вопрос, который определяет стратиграфическую полноту разреза в районе исследований, связан со временем заложения глубокого прогиба. Первая стадия активного погружения была связана с рифейским этапом развития Таймырской области и прилегающей части Восточно-Сибирской платформы. Это подтверждается сейсмической картиной глубоких горизонтов, соответствующих допалеозойскому интервалу разреза, и немногочисленными разрезами скважин, вскрывших отложения рифея-венда на северном склоне Анабарской антеклизы. Четко проследить отдельные рифейские грабены по региональному 2Д профилю сложно, но они намечаются по резкой смене сейсмической картины нижних сейсмостратиграфических комплексов.

Отложения верхнего протерозоя представлены типично платформенными разностями в нижней части – красноцветными песчаниками и гравелитами, алевролитами, аргиллитами, перекрытыми толщей доломитов и глинистых доломитов. С резким угловым несогласием они повсеместно залегают на породах коры выветривания раннепротерозойского возраста или на метаморфических образованиях архея.

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых различными методами

А.В. Ахияров, Г.М. Гереш
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Оценки УВ-потенциала восточно-арктических морей существенно различаются: согласно данным Геологической службы США (USGS) – от 1,9 млрд т у.т., Министерства природных ресурсов и экологии РФ (на 01.01.2002 г.) – до 12,2 млрд т у.т. Это связано как с различными методами оценки ресурсов УВ, так и с разным пониманием истории развития и строения бассейнов.

Особенностями восточно-арктического шельфа являются его крайне низкая степень сейсмической изученности (от менее 0,01 км/км² в Восточно-Сибирском море и до 0,08 км/км² в море Лаптевых) и отсутствие глубоких скважин. Осадочный чехол в пределах бассейнов шельфа представлен разновозрастными отложениями, фундамент сложен разновозрастными блоками древних кратонов и складчатых сооружений [Хайн В.Е., 2007]. При этом следует отметить, что продолжение последних в акватории небесспорно.

Относительно возраста фундамента и стратиграфической полноты осадочного чехла на шельфе моря Лаптевых в настоящее время существуют две основные точки зрения [Малышев Н.А., 2010]:

1. Западная часть бассейна моря Лаптевых находится на продолжении Сибирской платформы, ее фундамент имеет раннепротерозойский возраст. В составе осадочного чехла участвуют все комплексы пород – от рифея до кайнозоя. В восточной части фундамент позднекиммерийский, чехол представлен мел-кайнозойскими отложениями.

2. Фундамент бассейна повсеместно на шельфе имеет позднекиммерийский (раннемеловой, доаптский) возраст, чехол представлен более молодыми (мел-кайнозойскими) отложениями.

До настоящего времени, в связи с отсутствием глубокого бурения на шельфе моря Лаптевых, промышленные скопления углеводородов не установлены. Однако непосредственная близость к нему Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, наличие месторождений природных битумов в пределах Лено-Анабарского прогиба (Оленёкское и др.), а также многочисленные битумопроявления на побережье моря Лаптевых и островах Новосибирского архипелага, нефтегазопроявления в скважинах глубокого бурения в пределах Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба позволяют высоко оценивать перспективы шельфа моря Лаптевых с точки зрения обнаружения промышленных залежей нефти и/или газа.

Литература

Дорофеев В.К. Новосибирские острова: Геологическое строение и минерализация / В.К. Дорофеев, М.Г. Благовещенский, А.Н. Смирнов, В.И. Ушаков. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1999. – 130 с.

Кудряшов С.И. Основные направления геологоразведочных работ и развития ресурсной базы ОАО «НК «Роснефть» / С.И. Кудряшов, С.И. Бачин, М.Б. Скворцов и др. // Геология нефти и газа. – 2008. – № 6. – С. 13–19.

Малышев Н.А. Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазонаосности. Практика применения новых технологий в ОАО «НК «Роснефть» / Н.А. Малышев, А.А. Поляков, Н.Н. Косенкова и др. // Матер. 3-й Международной конференции EAGE. – СПб, 2008.

Малышев Н.А. Новые представления о строении и формировании осадочного чехла шельфа моря Лаптевых / Н.А. Малышев, В.В. Обметко, А.А. Бородулин и др. // Геология полярных областей Земли. Т.1. – М.: ГЕОС, 2009. – С. 32–37.

Малышев Н.А. Оценка перспектив нефтегазонаосности осадочных бассейнов Восточной Арктики / Н.А. Малышев, В.В. Обметко, А.А. Бородулин. – М.: Роснефть-НТВ, 2010. – С. 20–28.

Малышев Н.А. Тектоническая история осадочных бассейнов российских арктических шельфов и сопредельной суши / Н.А. Малышев, А.М. Никишин, С.С. Драчев // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя. Т.2. – М.: ГЕОС, 2010. – С.19–23.

Оруджева Д.С. Перспективы нефтегазопоисковых работ в Чукотском море / Д.С. Оруджева, А.Н. Обухов, Д.Д. Агапитов // Геология нефти и газа. – 1999. – № 3. – С. 28–33.

Остров Врангеля: геологическое строение, минерагения, геоэкология / под ред. М.К. Косько, В.И. Ушакова. – СПб: ВНИИОкеангеология, 2003. – 137 с.

Филатова Н.И. Тектоника Восточной Арктики / Н.И. Филатова, В.Е. Хаин // Геотектоника. – 2007. – № 3. – С. 3–29.

Arctic Holds Huge Resource Promise // AAPG Explorer. – 2009. – V. 30. – N. 7. – P. 6–9.

Drachev S.S. Eurasia spreading basin to Laptev Shelf transition: structural pattern and heat flow / S.S. Drachev, N. Kaul, V.N. Beliaev // Geophys. J. Int. – 2003. – V.152. – P. 688–698.

Перспективы нефтегазоносности нижних горизонтов осадочного чехла и пород фундамента на шельфе Сахалина

*Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, М.А. Калита,
Л.А. Наумова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.А. Игнатова (ФГУП «ВНИГНИ»)*

В связи с накоплением новых геолого-геофизических материалов по геологическому строению и нефтегазоносности шельфа Сахалина (как восточного, так и западного), уточнением гипсометрии отражающих горизонтов осадочного чехла, открытием месторождений с крупными запасами углеводородов (УВ) в высокоамплитудных выступах пород фундамента в других нефтегазоносных бассейнах выполнен прогноз нефтегазоносности нижних горизонтов осадочного чехла и пород фундамента на всех доступных для освоения структурах шельфа Сахалина. Установлено, что исключительно все непродуктивные скважины на шельфе Сахалина пробурены вне контуров структур по причине низкой достоверности их картирования сейсморазведкой на начальных этапах проведения поисково-разведочных работ (ПРР), что не позволило установить наличие пластов-коллекторов и флюидоупоров в сводовых участках реально существующих структур. В результате переинтерпретации материалов сейсморазведки обоснована целесообразность возобновления ПРР на выявление залежей УВ в нижних горизонтах осадочного чехла и породах фундамента на уже осваиваемых лицензионных участках восточного шельфа Сахалина – Киринском, Восточно-Одоптинском, а также возобновление ПРР на других лицензионных участках не только восточного, но и западного шельфа Сахалина. Это позволит обеспечить вовлечение в разработку дополнительных ресурсов УВ, необходимых для работы заводов СПГ и регионального энергообеспечения. Первоочередными для продолжения ПРР на восточном шельфе Сахалина рекомендованы Южно-Киринская и Мынгинская структуры в пределах Киринского лицензионного участка (ЛУ), Восточно-Одоптинская структура в северной части одноименного Восточно-Одоптинского ЛУ, а также Керосинная структура в пределах Пограничного ЛУ. На западном шельфе Сахалина обосновано наличие благоприятного сочетания пластов-коллекторов и флюидоупоров практически во всех выделенных свитах осадочного чехла и на выступах пород фундамента. Построены полные модели месторождений как для пока единственного здесь Изильметьевского газового месторождения, а также прогнозируемых месторождений Ламанонской, Бошняковской и Холмской зон нефтегазоаккумуляции.

Шельф Южной Атлантики: доказанная нефтегазоносность и углеводородный потенциал

А.В. Ахияров
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В строении периконтинентальных (шельфово-склоновых) осадочных бассейнов атлантических пассивных окраин Южной Америки и Западной Африки участвуют значительные по мощности (7–9 км) толщи отложений мелового-плейстоценового возраста. В составе основных нефтегазоносных комплексов обоих регионов преобладают терригенные породы [Конюхов А.И., Хаин В.Е., 2008], аккумуляция которых происходила на рифтовом, завершившемся в апте осадкой эвапоритов, и океаническом этапах развития. Начиная с коньякского века и кампана, накопление терригенных кластических образований в периконтинентальных бассейнах Восточной Бразилии определялось крупными фазами орогенеза в Перуанских Андах; в западно-африканских бассейнах оно было обусловлено подвижками, вызванными развитием Восточно-Африканской рифтовой системы [Anjos S., Silva S., 2005].

Периконтинентальные осадочные бассейны (приуроченные к областям прогибания на стыке подводной окраины континентов и океанической структуры, когда континент плавно «втягивается» в погружение [Брод И.О., 1965]) Южной Атлантики имеют общее происхождение и близкое строение как фундамента, так и осадочного чехла. На протяжении всего цикла развития они находились в сходных палеогеографических и палеотектонических условиях. Механизм и схема формирования шельфово-склоновых бассейнов на этих пассивных континентальных окраинах были в основном идентичными. В их эволюции выделяются три этапа, соответствующие рифтовой, раннеспрединговой и позднепрединговой стадиям развития южного сегмента Атлантического океана, во время которых в бассейнах накапливались характерные для данного этапа осадочные комплексы [Полякова И.Д., 2004].

Таким образом, осадочные бассейны континентальных окраин центральной части Западной Африки и Юго-Восточной Бразилии формировались по общему сценарию на фоне раскрытия южного сегмента Атлантического океана. Сходство бассейнов проявилось в однотипных структурных стилях, количественном и качественном составе литолого-стратиграфического заполнения, биомаркерном составе нефтей, идентичном стратиграфическом диапазоне этажа нефтегазоносности. Индивидуальные отличия связаны с местными особенностями галокинеза, разновременностью проградаций турбидитов и субстратов гравитационных течений, особенно активизировавшихся на заключительном этапе развития бассейнов.

Гидрология Белого моря по изотопным данным

Н.Н. Зыкин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

По существующим представлениям гидрология Белого моря определяется его питанием за счет двух основных источников: вод впадающих в него рек и притока вод открытого океана (вод Баренцева моря). С целью изучения гидрологических условий Белого моря изучен изотопный состав кислорода, водорода и трития поверхностных и глубинных вод моря, вод питающих его источников, а также поровых вод верхней части донных отложений. Отбор проб производился из горизонтов, выбранных по результатам гидрооптического и гидрофизического зондирования. Измерения проводились с использованием стандартов V-SMOW и SLAP.

Проведенные исследования показали, что изотопный состав кислорода и водорода изученных вод характеризуется следующим диапазоном значений: $(-13,2) \div (-2,42) \text{ ‰ (SMOW)}$ – для $\delta^{18}\text{O}$ и $(-102,6) \div (-19,10) \text{ ‰ (SMOW)}$ – для δD . Наиболее изотопно-легкими являются воды р. Кемь, наиболее тяжелыми – воды открытой акватории и поровые воды донных отложений. Установлено, что исследованные воды района не лежат на глобальной линии метеорных вод, а составляют линию местных атмосферных осадков, близкой к зависимости $\delta\text{D} = 8 \cdot \delta^{18}\text{O}$.

Изучение характера изменения изотопного состава кислорода и водорода изученных проб воды по глубине водной толщи моря показало, что общей закономерностью для всех разрезов является обогащение вод тяжелыми изотопами от поверхностных вод моря к его глубоким горизонтам, что указывает на достаточно выраженную стратификацию вод моря. По данным изучения содержаний в водах трития установлено, что значительное влияние на стратификацию вод моря оказывает донная разгрузка вод суши.

СЕКЦИЯ «В» РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Морские буровые установки компании Drillmec

Ю.Л. Парнивода
(ООО «Дрилмек Р»)

Компания Drillmec производит полный ассортимент комплектов морского оборудования для бурения скважин с использованием инновационных технологий, высоких стандартов качества, а также с привлечением опытных специалистов для удовлетворения потребностей своих заказчиков. Комплекты морского бурового оборудования Drillmec разработаны для всех типов рабочих условий, нагрузок и требований сертификации (ABS, PMPC, CE, NORSOK, ATEX, ГОСТ, API).

Drillmec предлагает большой ассортимент морского оборудования для платформ, барж, полупогружных платформ и буровых судов, который удовлетворяет самому широкому спектру требований к разведке, добыче и разработке нефтегазовых месторождений. Компания поставляет все, начиная от буровых площадок, заканчивая системами верхнего привода, системами циркуляции бурового раствора, центрами управления, вышками, системами работы с трубами, трубными ключами и роторными столами любой мощности.

Среди крупных морских проектов Drillmec, реализованных в последние годы, можно особо отметить следующие:

- полные комплекты бурового оборудования Drillmec 2000 hp для платформ ЛСП-1 и ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского (ООО «Лукойл-Нижневожскнефть», Россия);
- модульный буровой комплекс Drillmec НН-300 FA с гидравлическим подъемником для платформы № 20 месторождения Западный Апшерон (компания SOCAR-AQS, Азербайджан);
- буровой комплекс Drillmec 3000 hp для платформы № 11 месторождения Гюнешли (компания SOCAR-AQS, Азербайджан);
- буровой комплекс 3000 hp и верхнее строение платформы Ретех (компания Perforadora Mexico, Мексика).

Опыт и сложности гидродинамических исследований скважин с подводным заканчиванием

*Е.И. Сучков, Н.В. Стрижов
(ООО «Компания Ойлтим»)*

Единственным российским проектом в стадии добычи, где применяются подводные добычные комплексы, является Киринское газоконденсатное месторождение. При его освоении и разработке отрасль столкнулась с рядом вызовов и проблем в области технологий, оборудования, методологии выполнения работ и экономическими факторами. Одна из задач, которая стоит перед недропользователем, – это качественное выполнение оценки характеристик месторождения, в том числе его гидродинамических, газодинамических и газоконденсатных свойств при контроле за разработкой.

Компания «Ойлтим» является одним из ключевых подрядчиков по исследованию скважин Группы Газпром. С 2015 г. компании доверили очень ответственную работу по освоению и исследованию скважин Р4-бис, Р1, Р2, Р3, Р4 Киринского ГКМ, выходящих после бурения. На данный момент завершены работы по трем скважинам. На 2017 г. запланированы работы еще на двух скважинах.

Методология и технология выполнения работ на месторождении в корне отличается от процедур, принятых не только на суше, но и даже на стационарных платформах. Спецификой является то, что производится бурение и заканчивание эксплуатационных скважин, получение параметров и свойств которых критично важно для контроля за разработкой на протяжении всего цикла работы месторождений. Реальность такова, что при ПДК провести повторные полноценные гидродинамические исследования с замером дебита, скорее всего, не будет возможности по технологическим и экономическим причинам.

В докладе рассматриваются следующие аспекты в области гидродинамических исследований при контроле за разработкой месторождений с подводным заканчиванием:

- соблюдение нормативных требований, действующих в нефтяной и газовой промышленности, в области ГДИС при контроле за разработкой;
- технология и методология поверки средств измерений, установленных в скважине и на ПДК, для признания их показаний метрологически значимыми;
- международный опыт и проблемы, пути их решения в области ГДИС на месторождениях с ПДК;
- предложения по разработке технологии и методологии проведения ГДИС на скважинах с ПДК при контроле за разработкой месторождения.

«БРУКС»: система бурового раствора для шельфового бурения, устойчивая к агрессивным загрязнениям

*С.Ю. Пильгун, А.С. Арамелев
(ООО «ПСК «Буртехнологии»)*

Арктика – всемирная кладовая энергетических запасов. Все технологии должны быть экологически безопасными и экономически рациональными в связи с дорогостоящей логистикой. Важным звеном в технологической цепочке современного строительства скважин являются буровые растворы, выполняющие множество функций при проведении буровых операций. От свойств буровых растворов зависит сохранение устойчивости ствола скважины до перекрытия интервала обсадной колонной, предупреждение осложнений. Для снижения объема сброса от воздействия внешних агрессивных сред при бурении необходимо использовать буровые растворы на основе химических реагентов, устойчивые к воздействию различных загрязнителей. Это особенно актуально для растворов на водной основе.

Компания «ПСК «Буртехнологии» разработала и провела промышленные и лабораторные испытания бурового раствора «БРУКС» на водной основе. Его основные преимущества: применение реагентов, дружелюбных к окружающей среде, устойчивость к агрессивному загрязнению и возможность использования в различных геолого-технических условиях. Буровой раствор «БРУКС» является гидрофобной микроэмульсионной системой, где глобулы органических веществ заключены в тонкую оболочку водной дисперсионной среды. Применение реагентов на базе производных полисахаридов позволило повысить устойчивость к различным загрязнителям. Анализ лабораторных исследований подтвердил, что буровой раствор «БРУКС» способен эффективно сохранять свои технологические характеристики при попадании в него различных агрессивных примесей. Применяемые в системе бурового раствора химические реагенты устойчивы к добавленным примесям. Рецепт раствора минимизирован по количеству используемых реагентов.

Общие принципы кластерного подхода к освоению морских нефтегазовых месторождений

*Д.О. Скворцов (ПАО «НК «Роснефть»),
Н.В. Амосова, И.Л. Благовидова, А.С. Тертышникова
(АО «ЦКБ «КОРАЛЛ»)*

Юго-восточная часть Баренцева моря (Печорское море) характеризуется значительными запасами углеводородов, которые залегают в относительно мелководной части акватории (средние глубины 20–30 м). Акватория Печорского моря разделена на несколько участков, лицензии на разработку которых принадлежат ведущим отечественным нефтегазовым компаниям.

В пределах каждого лицензионного участка выделяется, как правило, несколько месторождений, удаленных друг от друга на расстояние 20–100 км. Таким образом, для полноценного освоения всего участка на каждом месторождении должна устанавливаться ледостойкая платформа или блок-кондуктор.

В рассматриваемом районе практически отсутствует необходимая инфраструктура снабжения морских объектов обустройства месторождений (береговые базы, вспомогательный флот), а также системы предупреждения и ликвидации последствий аварийных разливов.

Оптимизировать процесс освоения месторождений в столь сложных условиях (тяжелые природные условия, отсутствие инфраструктуры) позволяет кластерный подход, т.е. разработка нескольких месторождений в единой системе. Данный подход позволяет снизить затраты на освоение лицензионных участков за счет унификации объектов обустройства, создания единой системы транспорта и отгрузки продукции, а также общей инфраструктуры снабжения.

Применение роботизированных технологий Welltec для ГТМ на геофизическом кабеле

*В.Э. Кучуков
(ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)»)*

Компания Welltec представила в 1994 г. революционную разработку WellTractor® – скважинный трактор, открыв тем самым эру роботизированных кабельных инструментов в нефтегазовой индустрии. За более чем 20 лет успешной деятельности стала признанным мировым лидером в своем классе. Начав с обычной доставки геофизической аппаратуры в горизонтальные скважины на кабеле, компания неуклонно наращивает пакет услуг и на данный момент успешно реализует такие проекты, как:

- управление внутрискважинными клапанами и задвижками;
- резка буровых труб и обсадных колонн;
- безрайзерный доступ в глубоководные скважины;
- установка и срыв пакеров и пробок;
- удаление твердых отложений, парафиновых и гидратных пробок без глушения скважин;
- фрезерование портов МГРП и элементов пакеров;
- инновационное комплексное решение горизонтального заканчивания Flex Well®;
- заколонные пакеры WAB;
- управляемые муфты контроля притока;
- беспроводные системы мониторинга пласта и т.д.

Одним из основных ареалов деятельности компании являются шельфовые проекты в различных частях мира, в том числе в РФ. В этих условиях ГТМ на геофизическом кабеле являются оптимальным, наиболее эффективным и экономически обоснованным решением по поддержанию добычи углеводородов на приемлемом уровне. В Российской Федерации компания Welltec ведет производственную деятельность с 2008 г., успешно выполнив за это время более 1000 скважинных операций.

Прогнозирование производительности скважин на шельфовых месторождениях

*Г.М. Гереш, Т.Ю. Лукина, Д.С. Ефимченко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

На стадии проектирования разработки морского месторождения одной из наиболее важных задач является обоснование рабочего дебита эксплуатационных скважин. Ранее определение дебита производилось исключительно по результатам газодинамических исследований (ГДИ). В настоящее время способы ведения исследовательских работ на морских скважинах совершенствуются: например, проведение испытаний на кабеле – MDT в продуктивной части. Комплексное использование результатов этих способов (ГИС и MDT) позволяет улучшить качество и надежность зависимости проницаемостей в продуктивном интервале для дальнейшего обоснования рабочего дебита скважин на основе результатов ГДИ.

Проблемы освоения малых морских месторождений в акватории Баренцева моря (на примере Мурманского газового месторождения)

*Л.Г. Кульпин, В.М. Максимов
(ИПНГ РАН)*

На шельфе Баренцева моря сосредоточены значительные запасы углеводородов, насчитывающие миллиарды тонн условного топлива. Большая часть этих ресурсов относится к природному газу. Вместе с тем сложные природно-климатические условия, удаленность от берега и рынков сбыта, слабая береговая инфраструктура затрудняют, а в ряде случаев делают невозможным эффективное освоение этих ресурсов. В докладе рассматриваются возможности их освоения на примере Мурманского газового месторождения.

Месторождение открыто с участием авторов в 1983 г. в южной части акватории Баренцева моря. Буровые работы и исследования проводились с бурового судна «Виктор Муравленко». Относится по запасам к крупным и является ближайшим относительно городов Мурманск и Североморск (300–350 км). Глубины моря более 120 м и наличие проходящих льдов не позволяют проектировать добывающую платформу с опорой на дно. С внедрением современных подводных газодобывающих технологий, применяемых на месторождении Ormen Lange в Норвегии и др., ставится задача освоения Мурманского месторождения для газоснабжения указанных районов, энергетика которых в настоящее время построена исключительно на привозном топливе (уголь, мазут, сжиженный газ) из разных районов России.

В докладе содержатся проектные рекомендации по освоению месторождения с использованием подводного заканчивания скважин с подачей газа на манифольд, с мультифазной транспортировкой подводными газопроводами, с возможным промежуточным компримированием потока подводным компрессором. Представлены основные технологические принципы добычи, подготовки и транспорта газа потребителям.

Подготовка модели низкопроницаемого пласта для проведения испытаний по созданию ориентированной трещины

*Л.Н. Назарова
(ИПНГ РАН)*

В результате выполнения прикладных исследований подготовлена модель низкопроницаемого пласта для проведения испытаний по созданию ориентированной трещины. Максимальное расхождение расчетных и фактических показателей (70 %) по всему рассматриваемому диапазону вязкости пластовой нефти получено для пластов с низкими ФЕС – проницаемость пласта менее 10 мД и толщина менее 5 м. С повышением проницаемости более 50 мД и увеличением толщины пласта более 5 м степень расхождения увеличивается.

При изменении параметров (абсолютная проницаемость, эффективная нефтенасыщенная толщина и вязкость пластовой нефти) характер изменения величин проводимости и гидропроводности пласта может принципиально отличаться. Разработка месторождений нефти вязкостью менее 1 мПа·с приводит к изменению условий фильтрации нефти в пласте, что в свою очередь влечет за собой пересмотр расчетного значения КИН. При повышении вязкости нефти до 2,5 мПа·с характер изменения величин проводимости и гидропроводности пласта становится одинаковым.

Анализ фактических значений КИН, полученных для пластов с различным сочетанием фильтрационных свойств, показал, что пласты с величиной гидропроводности менее 10 д м/Па·с и с проницаемостью менее 5 мД не могут рассматриваться как объекты для реализации системы заводнения. Для таких пластов необходимо рассматривать другие рабочие агенты, в том числе газовые.

Результаты работы получены в рамках прикладных научных исследований при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор RFMEFI60714X0080).

Обоснование и выбор оптимального технологического режима работы ачимовских скважин для обеспечения их надежной эксплуатации

*М.Г. Жариков, М.Ю. Сафронов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)*

Эффективное освоение ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и полноценное использование их высокого ресурсного потенциала связано с обеспечением стабильной эксплуатации глубоких газоконденсатных скважин в условиях низкопроницаемого коллектора с аномально высоким поровым давлением и значительного влияния фазовых превращений пластового флюида на процессы добычи.

Ключевыми звеньями в процессе обоснования и принятия управленческих решений по добыче углеводородного сырья и составления рационального технологического режима работы скважин являются:

- репрезентативная информация о компонентно-фракционном составе пластового флюида, его физико-химических и термодинамических свойствах в горно-геологических условиях ачимовских отложений;

- достоверные представления о структуре потока в подъемнике скважин различного профиля и его гидродинамических параметрах для корректного расчета забойных давлений и прогнозирования оптимальных величин депрессии на пласт;

- учет реакции горных пород призабойной зоны на создаваемые депрессии, а также учет процессов, влияющих на продуктивность скважин по мере истощения залежи и увеличения эффективного давления: снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, изменение насыщенностей и фазовых проницаемостей, снижение эффекта операций по гидроразрыву пласта.

Обоснование рационального режима эксплуатации скважин с целью минимизации потерь конденсата в пласте сводится к решению задач узлового анализа для системы «скважина–пласт». Расчет потерь давления и величин забойного давления в скважинах основан на механистическом моделировании многофазного потока при заданных устьевых параметрах; при этом в каждом из расчетных элементов скважины рассчитывается фазовое состояние добываемого флюида, и в явном виде учитывается изменение свойств фаз и структуры потока по стволу. Кроме того, установление оптимального режима эксплуатации скважины связано с необходимостью определения продуктивности пласта для рассчитанной величины забойного давления и депрессии.

Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий

*В.С. Жуков, Ю.М. Чуриков, В.В. Моторыгин
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В работе исследуется структура порового пространства и ее изменения при переходе от атмосферных к пластовым условиям на примере коллекторов дагинского горизонта миоценового возраста шельфа Сахалина. Программы гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений предусматривают наличие данных о трещинной пористости, представляя общую пористость как сумму двух компонент: межзерновой и трещинной емкости.

Были исследованы образцы коллектора, представленные средне- и мелкозернистыми, алевролитистыми песчаниками и алевролитами песчанистыми и глинистыми, имевшими открытую пористость в атмосферных условиях 2,9–28,5 абс.%. Предполагалось, что эти относительно молодые породы пластичны и не содержат трещин. Результаты литолого-минералогических исследований выявили широкое наличие микротрещин по плоскостям спайности и границам зерен. На коллекции из 236 образцов проведены определения открытой пористости, скорости распространения упругих продольных волн в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий.

Величины трещинной и межзерновой пористости образцов горных пород определялись по данным об общей пористости и скорости распространения упругой продольной волны. Отношение величины скорости, измеренной на образцах горных пород, к расчетной скорости, выраженное в процентах, называется добротностью, которая характеризует интегральное воздействие пор и трещин на породу.

Прогнозирование изменения структуры порового пространства (изменение межзерновой и трещинной пористости) с увеличением эффективного давления является одним из путей оценки изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, сопровождающих процессы разработки месторождений при снижении пластового давления.

Выявлено, что при переходе от атмосферных условий к пластовым, сопровождающемся ростом эффективного напряжения, среднее значение открытой пористости снизилось на 1,28 абс.%. Межзерновая пористость снизилась в среднем на 0,779 абс.%; трещинная пористость – на 0,493 абс.%.

Среднее значение доли трещинной пористости в открытой пористости при атмосферных условиях составило 3,53 %, а при пластовых условиях – 1,33 %. Показано, что при переходе от атмосферных к пластовым условиям уменьшаются объемы микротрещин и межзерновых пор. Оценено влияние эффективного напряжения на межзерновую и трещинную пористость и получены оценки их распределения как в атмосферных, так и в пластовых условиях, которые могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений.

СЕКЦИЯ «С» ОБУСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подводное оборудование FMC Technologies для обустройства месторождений на мелководье

*А.А. Хаустов
(ООО «ФМСи Евразия»)*

Система придонных подвесок SD1 является составной частью обсадной колонны и применяется во время разведочного бурения или эксплуатации с платформы.

С применением данной системы вес колонн подвешивается на дне моря, а не на платформе или буровой. Тем самым обеспечивается безопасность во время консервации разведочной скважины с последующим доступом для ее восстановления или перевода в эксплуатацию.

FMC Technologies продолжает разрабатывать технологии для бурения и заканчивания на мелководье, чтобы соответствовать требованиям операторов по бурению скважин на глубине менее чем 400 футов (121 м). FMC Technologies – самая опытная компания в системах заканчивания для мелководья с более чем 250 установленными системами.

Елки ФА для мелководья отвечают требованиям для двух стыковочных линий. Стандартная конфигурация и класс материала FF (нержавеющая сталь) предоставляет гибкость и защиту от H₂S, CO₂ и хлоридов, а также возможность закачки химикатов и газлифтной эксплуатации.

Эксплуатация нефтегазодобывающих платформ и подводных трубопроводов на арктическом шельфе: предотвращение асфальтосмолопарафиновых отложений

*С.В. Суховерхов, А.Н. Маркин (Институт химии ДВО РАН),
А.В. Бриков («Сахалин Энерджи»)*

Добыча природных ресурсов в Арктике крайне сложна и опасна как с технологической, так и с экологической точки зрения. В условиях сурового климата вероятность аварийных ситуаций возрастает в разы. Поэтому проведение научных исследований для обеспечения технологической и экологической безопасности при добыче нефти и газа на арктическом шельфе является приоритетным направлением. Крайне важно обобщение опыта эксплуатации морских платформ проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» в условиях, близких к арктическим, в том числе с учетом возникающих реагентов нефтепромысловой химии при промышленном применении.

В тяжелых арктических условиях остро встает проблема предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на нефтедобывающем оборудовании и в трубопроводах. По мнению авторов, современные ингибиторы АСПО не найдут широкого применения при офшорной добыче нефти в арктической зоне из-за высоких рабочих дозировок, низкой температуры вспышки и высокой температуры застывания.

Очистка внутренней поверхности подводных трубопроводов от морских платформ скребками является основным способом удаления образовавшихся АСПО и поддержания проектной пропускной способности трубопроводов. В 2010 г. в морской трубопровод проекта «Сахалин-2» подавали противотурбулентную присадку (ПТП) для увеличения его пропускной способности. Было замечено, что при подаче ПТП масса АСПО, выносимых скребками из трубопровода и остающихся в камере приема скребков, значительно уменьшается. То есть присутствие в нефти ПТП приводит либо к тому, что плотная часть АСПО лучше диспергируется в нефть, либо к тому, что значительно снижается напряжение сдвига при внутреннем скольжении слоев АСПО, и плотная часть АСПО без задержки проходит камеру приема скребков. Следовательно, применение ПТП при очистке внутренней поверхности подводных трубопроводов скребками является перспективным методом борьбы с АСПО.

ООО «Мордрага»: строительство морской инфраструктуры, технологии и достижения

*И.В. Погорелов
(ООО «Мордрага»)*

ООО «Мордрага» – российская компания, выполняющая полный цикл дноуглубительных, намывных и гидротехнических работ в портах, а также в открытом море при прокладке подводных трубопроводов и установке морских конструкций, в том числе платформ.

Компания образована в 2005 г. как холдинговая структура бельгийской группы компаний DEME – мирового лидера в области дноуглубительных, гидротехнических работ и инжиниринга – и опирается на ее 150-летний опыт работ в области:

- морского и гидротехнического строительства;
- дноуглубления и намыва искусственных территорий;
- добычи нерудных материалов из подводных карьеров;
- берегоукрепления.

Миссия ООО «Мордрага» – интеграция с российскими компаниями и проектными институтами в области выполнения дноуглубительных и гидротехнических работ.

Проводится обучение и подготовка специалистов для работы в проектах как в Российской Федерации, так и во всем мире.

Импортозамещение канатной продукции для технологического, палубного оборудования платформ и флота при освоении континентального шельфа

*А.Н. Герасименко
(АО «Редаелли ССМ»)*

В условиях экономических санкций в России проблема отсутствия собственного производства оборудования и запчастей практически во всех отраслях промышленности, в том числе и в шельфовой добыче углеводородов, стала ощутимой. Это и послужило стимулом для развития многих предприятий в части разработки аналогов импортной продукции.

Для оснащения грузоподъемных механизмов высококачественными стальными канатами АО «Редаелли ССМ» (г. Волгоград) освоило и продолжает осваивать ряд популярных конструкций известных мировых брендов, а также повышать качество продукции за счет внедрения нового оборудования и технологий производства. Пуск в 2015–2016 гг. двух новых машин и обновление ряда волочильных станков на волгоградском заводе позволили значительно расширить и улучшить ассортимент продукции, востребованной судостроением, морской индустрией и шельфовой добычей нефти и газа. Это канаты для лебедок систем позиционирования, талевые канаты буровых установок, а также специальные канаты для кранов и перегружателей высокой грузоподъемности. Компания осуществляет на производстве все виды сервиса для поставки изделий, полностью готовых к эксплуатации. Это, в том числе, эксплуатационная низкотемпературная смазка для адаптации каната к жестким арктическим условиям, предварительная вытяжка канатов и изделий, а также высокопрочные концевые заделки всех видов.

Продукция «Редаелли ССМ» – экономически выгодный вариант замещения известных мировых канатных брендов. Программы испытаний, проводимые совместно с потребителями, подтверждают, что качество, а следовательно, и наработка изделий не уступают импортным аналогам. В активе компании уже есть ряд проектов, реализованных совместно с известными российскими проектными институтами, например, оснащение канатами судов российского ВМФ в 2015–2016 гг. Этот факт служит подтверждением тому, что российское предприятие «Редаелли ССМ» может производить наукоемкий, высокотехнологичный, качественный продукт.

Критические ледовые воздействия на морские нефтегазопромысловые сооружения

*М.Н. Мансуров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.К. Востров (ЗАО «ЦНИИПСК им. Мельникова»)*

В докладе приводится динамический анализ взаимодействия ледовых полей с морскими нефтегазопромысловыми сооружениями с использованием одномерных математических моделей колебаний сооружений, основой которого являются условия возникновения и развития автоколебаний.

Определяются динамические ледовые нагрузки на сооружения и анализируются условия установления автоколебаний наряду с прогнозированием их параметров.

Предложены способы определения отсутствующих в национальных и международных нормах СП 38.13330.2012 и ISO 19906:2010(E) аварийных ледовых нагрузок и аварийных расчетных ситуаций, учет которых при проектировании и эксплуатации ледостойких нефтегазопромысловых сооружений является основой промышленной и механической безопасности опасных производственных объектов.

Плавучая платформа сжижения природного газа для глубоководных арктических месторождений

К.Г. Бережной

(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)

В докладе содержится информация о концептуальном проекте плавучей платформы для сжижения природного газа на арктических глубоководных месторождениях. Данная платформа может эксплуатироваться, к примеру, на Штокмановском месторождении, своде Федынского, газовых месторождениях Охотского моря. Особое внимание уделено системе удержания, оптимизации формы корпуса для восприятия ледовых нагрузок, принципиальной схеме получения СПГ, расположению технологического комплекса и логистической составляющей проекта.

Волоконно-оптические технологии постоянного распределенного контроля, мониторинга и охраны морских нефтегазопромысловых месторождений

А.Л. Ермилов
(ЗАО «Лазер Солюшенс»)

Долгосрочная энергетическая стратегия России предполагает широкомасштабное освоение нефтегазовых месторождений, расположенных в труднодоступных регионах с суровым климатом, в том числе на арктическом шельфе.

В мировой практике известно множество подходов и технологий, специально разработанных для преодоления физических сложностей эксплуатации морских трубопроводов, обеспечивающих транспорт углеводородов с шельфа на сушу. Однако помимо выбора и обоснования конструктивных и технологических особенностей строительства трубопроводной инфраструктуры также важно получать подробные и точные данные о ее состоянии в процессе эксплуатации.

Особый риск для целостности трубопровода представляют сезонные изменения состояния грунтов под ними. Перемещающийся рельеф морского дна может изменить пространственное положение морского трубопровода по причине возникновения продольных и поперечных перемещений и, как следствие, привести к изменению напряженно-деформированного состояния его стенки. В отдельных случаях это влечет за собой нарушение несущей способности трубопровода и его разрушение.

Воздействие суровых природно-климатических условий также оказывает влияние на другие объекты, сооружаемые и эксплуатируемые при разработке морских нефтегазопромысловых месторождений (кабельные линии электропередачи и линий связи, скважины, добывающие платформы, здания и сооружения наземной инфраструктуры). Мониторинг их целостности жизненно важен для минимизации воздействий на уязвимую природу Крайнего Севера, а также рисков от утечек и простоев.

В докладе описываются волоконно-оптические технологии и созданные компанией ЗАО «Лазер Солюшенс» на их основе системы для повышения безопасности и экономической эффективности эксплуатации объектов инфраструктуры, расположенных в труднодоступных регионах с суровым климатом. Также представлен мировой и отечественный опыт внедрения волоконно-оптических систем постоянного распределенного мониторинга объектов инфраструктуры и их охраны.

Обеспечение безопасной эксплуатации морских трубопроводов при наличии субаквальных многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания мелководной зоны арктического шельфа

*Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, Л.А. Копаева
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение нефтегазовых месторождений арктического шельфа тесно связано со строительством морских трубопроводов, обеспечивающих транспорт углеводородов с шельфа на сушу. Состояние поверхностных грунтов в мелководной зоне определяется совместным влиянием тепловых и радиационных потоков из атмосферы, океана и нижележащих слоев субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП). Большое значение для обеспечения эксплуатационной надежности морских трубопроводов имеет анализ их поведения в районах берегового примыкания в условиях наличия СММП, которые в результате сложных процессов силового и теплового взаимодействий между элементами геотехнической системы «трубопровод – грунт» могут быть подвержены процессам растепления и промерзания. Это может изменить пространственное положение морского трубопровода вследствие возникновения продольных и поперечных перемещений. Отличие положения трубопровода от проектного приводит к изменению напряженно-деформированного состояния его стенки. В отдельных случаях это может привести (на некоторых участках) к исчерпанию несущей способности трубопровода и в конечном итоге к его отказу.

Рассмотрению проблем обеспечения безопасной эксплуатации морских трубопроводов в мелководной зоне берегового примыкания арктического шельфа в условиях наличия СММП посвящен представленный доклад.

Стендовые испытания силового блока для подготовки и перекачки нефти с автономных технологических объектов

*Ю.А. Сазонов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Разработанная стендовая установка предназначена для моделирования условий работы силового блока применительно к задачам добычи нефти на морских платформах. При подготовке и перекачке нефти с автономных технологических объектов в силовом блоке пластовая энергия используется для работы динамического сепаратора. Поступающий из скважины поток углеводородов направляют в специальную турбину, где пластовая энергия преобразуется в механическую энергию, за счет которой приводится во вращение ротор динамического сепаратора.

При проведении исследовательских испытаний экспериментального образца силового блока и стендовой установки моделируется совместная работа специальной турбины и динамического сепаратора при подаче в турбину жидкости или газа, или газожидкостной смеси. Разработанная и запатентованная сетчатая турбина приспособлена для работы на переменных режимах в условиях с изменениями значений плотности и массового расхода рабочей среды.

Проверена система регулирования силового блока при подаче газа и жидкости в сопловые аппараты. Исследовано влияние на рабочий процесс конструктивных особенностей сопловых аппаратов и ротора. В ходе исследовательских испытаний проверена система защиты силового блока от перегрузок.

Основная область применения результатов исследовательских и конструкторских работ связана с добычей нефти и газа на морских месторождениях, где особенно актуальна задача энергосбережения и рационального использования пластовой энергии. Вместе с тем результаты исследований могут быть использованы при создании энергоэффективного оборудования в других отраслях производства, например, при переработке углеводородов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор проекта RFMEFI57714X0132).

Мониторинг технического состояния, обслуживание и ремонт подводных трубопроводов и кабелей

*Д.А. Колпаков, А.Е. Ремизов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ связано с выполнением большого комплекса организационно-технических и технологических работ на сложных морских инженерных сооружениях, к которым относятся подводные трубопроводы и кабели (ПТК).

В природно-климатических условиях российского арктического шельфа актуальна проблема безопасной и надежной эксплуатации ПТК. Для решения этой задачи очень важно своевременно организовывать работы по мониторингу технического состояния, обслуживанию и ремонту ПТК.

Мониторинг технического состояния, обслуживание и ремонт ПТК проводятся с целью предупреждения аварий и отказов, прогнозирования их технического состояния и обоснования решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ПТК.

Для достижения указанных целей выполняется мониторинг технического состояния и обслуживание всех элементов ПТК, сбор, обработка и хранение информации, полученной при строительстве, пуско-наладке, а также в ходе мониторинга, обслуживания, эксплуатации и ремонта ПТК.

По результатам выполненного мониторинга технического состояния ПТК планируются ремонтные работы по восстановлению их работоспособного состояния. Мониторинг технического состояния и обслуживание ПТК должны выполняться на всех этапах их жизненного цикла: строительство, эксплуатация и ремонт.

Стоит отметить, что в настоящее время отсутствует документация, регламентирующая основные положения, методы, сроки, организацию и проведение мониторинга, технического обслуживания и ремонта ПТК, поэтому рекомендуется разработка нормативно-технического документа, касающегося данной проблематики.

Технико-технологические решения по созданию отечественного оборудования для подводной подготовки и компримирования углеводородной продукции при освоении месторождений континентального шельфа Арктики

*А.И. Новиков (ПАО «Газпром»),
И.Э. Ибрагимов, Ю.А. Морев, С.А. Трудов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Учитывая роль нефти и газа 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, континентальный шельф Арктики должен рассматриваться как стратегический резерв углеводородов, зона стратегических интересов России. 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 планами и заложенными техническими решениями, масштабностью конкретных проектов. Однако реальное состояние процесса промышленного освоения российского арктического углеводородного потенциала на сегодня не сдвинулось с нулевой отметки.

Освоение месторождений на замерзающем континентальном шельфе РФ затруднено сложными природно-климатическими условиями и отсутствием необходимых технических средств, в первую очередь оборудования подводного промысла. Понимая важность данной проблемы, авторами предлагаются технико-технологические решения по созданию отечественного оборудования для подводной подготовки и компримирования углеводородной продукции.

Инновационные решения для освоения месторождений шельфа РФ – управление надежностью

А.Н. Чернов, А.М. Пароменко, И.Н. Авдиенко, Ю.А. Захаров, Ю.И. Козлов, Ю.А. Неменко (ООО «Газпром проектирование»)

Освоение месторождений арктического шельфа Российской Федерации связано с решением ряда проблем, для решения которых в мировой практике отсутствуют готовые технические решения.

При проектировании объектов освоения шельфовых месторождений особое внимание необходимо уделять современным и инновационным технологиям, существенно повышающим надежность системы добычи природного газа.

Одним из перспективных направлений развития подводного оборудования для освоения шельфовых месторождений является создание полностью подводных систем обустройства, включающих ПДК, подводные установки подготовки газа к транспорту и подводные компрессорные станции.

Анализ тенденции развития технологий и оборудования для освоения месторождений шельфа показывает, что в настоящее время создание комплекса оборудования, позволяющего проводить полностью подводную добычу, подготовку и транспорт газа, практически завершено.

При проектировании обустройства шельфовых объектов наиболее актуальной задачей является управление надежностью и рисками.

На базе анализа основных тенденций развития подводных газовых технологий в ООО «Газпром проектирование» разработана концепция подводного освоения газовых месторождений арктического шельфа.

В ООО «Газпром проектирование» разработана методика управления системной надежностью проектируемых объектов, позволяющая: обосновать уровень резервирования элементов и систем; определить потребность технологического объекта в запасных частях; определить трудоемкость планового и внепланового технического обслуживания и ремонта; выполнить разработку проектных решений по объектам ремонтной производственной инфраструктуры.

На базе методики управления надежностью проведен комплекс исследований анализа надежности и разработаны рекомендации по резервированию подводного оборудования.

Эксплуатация систем подводного обустройства в условиях длительного периода недоступности

*А.В. Мельник, А.А. Петрулевич
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В мире накоплен значительный опыт использования систем подводного обустройства морских месторождений в безледных условиях. Идеология проектирования и эксплуатации этих систем ориентирована на оперативное устранение отказов подводного оборудования при их возникновении в результате проведения подводно-технических работ.

Для морей с длительным ледовым периодом, в течение которого проведение подводно-технических работ невозможно, опыт эксплуатации систем подводного обустройства отсутствует. Невозможность оперативно устранять отказы, аварии и утечки углеводородов, возникающие в течение периода недоступности, может привести к значительным экономическим и репутационным ущербам.

Для успешной эксплуатации требуются дополнительные технические решения по дистанционному контролю и управлению системой подводного обустройства, а также более жесткие требования при организации сервисных работ. Вместе с тем допущенные просчеты при комплексном рассмотрении указанных вопросов на этапе проектирования не могут быть компенсированы мероприятиями в ходе эксплуатации.

Разрушение гидратной пробки в морском трубопроводе при помощи сброса давления

*Н.А. Бузников, В.А. Сулейманов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Образование гидратов является одним из наиболее серьезных технологических осложнений, возникающих в морских трубопроводах при транспортировке многофазного флюида, содержащего пластовую и конденсационную воду. На этапе проектирования кроме мер по предотвращению образования гидратов необходимо предусмотреть методы по устранению блокировки морского трубопровода при возникновении гидратных пробок в нестандартных ситуациях.

В работе исследован один из основных методов разрушения гидратной пробки в морских трубопроводах: сброс газа на продувочную свечу, входящую в конструкцию берегового кранового узла. Проанализированы условия применимости этого метода для разрушения гидратной пробки.

Моделирование сброса давления проводилось с использованием программного комплекса OLGA для нескольких модельных трубопроводов с различной протяженностью и глубиной морского дна. Предполагалось, что гидратная пробка возникает в начале трубопровода при его длительной остановке. Динамика сброса давления исследовалась для различных значений расхода газа, при которых трубопровод эксплуатировался до остановки.

Проведенный анализ показал, что ограничение применимости метода сброса давления для борьбы с гидратной пробкой связано с уровнем гидростатического давления за счет столба жидкости над сформировавшейся гидратной пробкой. Установлено, что метод сброса давления не может применяться для разрушения гидратной пробки в протяженных морских трубопроводах с большим объемом накопленной жидкой фазы, так как значение давления после сброса может оказаться выше равновесного давления образования гидратов.

Показано, что существует некоторое критическое значение расхода газа, связанное с возможностью проведения операции по сбросу давления для разрушения гидратной пробки, которое зависит от глубины морского дна, длины трубопровода, профиля его трассы и состава транспортируемого флюида. Критический расход газа возрастает с увеличением длины трубопровода и для протяженных трубопроводов приближается к значению расхода газа, при котором происходит переход к режиму накопления жидкости.

Концепция построения ИАСУ ТП морского месторождения на примере проекта «Штокман»

О.В. Назаров
(ПАО «Газпром автоматизация»)

Организация управления производственно-технологическим комплексом обустройства морских месторождений – задача сложная и весьма разнородная. Определяется это рядом специфических требований, связанных с особенностями производственно-технологических объектов.

В обустройстве Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) можно выделить два основных компонента.

1. Морской добычной комплекс, включающий подводный добычной комплекс и технологический комплекс подготовки газа и газового конденсата, а также оборудование, необходимое для транспортировки подготовленного газа на береговой комплекс (от устьевого оборудования морских скважин до входных сооружений берегового комплекса):

- морской плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа;
- подводный добычной комплекс (включая добывающие газовые скважины, манифольды, райзеры, турель);
- система подводных трубопроводов;
- система отгрузочных райзеров, включая устройство подключения райзеров и оконечное устройство трубопровода;
- морской межпромысловый трубопровод;
- система обратной закачки воды в пласт.

2. Береговой комплекс, включающий:

- сухопутный участок морского межпромыслового трубопровода;
- установку комплексной подготовки газа;
- завод по производству СПГ;
- морской порт, включающий резервуарный парк, бункеровочную базу, причальные сооружения, объекты инфраструктуры;
- газоизмерительную станцию коммерческого учета газа;
- внеплощадочные сети инженерно-технического обеспечения;
- базу производственно-технического обслуживания и комплектации;
- объекты электроснабжения;
- полигон твердых и бытовых строительных отходов;
- базу обеспечения морских объектов;
- административную зону;
- вахтовый поселок эксплуатационного персонала;
- прочие вспомогательные объекты.

ИАСУ ТП ШГКМ должна обеспечивать согласованное управление технологическими объектами, входящими в состав технологических комплексов ШГКМ, осуществляющих добычу газа и газового конденсата, их подготовку, переработку (сжижение газа, стабилизацию газового конденсата), хранение и транспортировку продукции.

Основным назначением ИАСУ ТП ШГКМ является обеспечение автоматизированного контроля и управления технологическими и производственными процессами, а также представление диспетчерскому (сменному) и производственному персоналу предметно- и объектно-ориентированной информации для принятия эффективных, своевременных и обоснованных решений по управлению этими процессами. Важную роль при этом играют системы поддержки принятия управленческих решений.

Исследование задачи о воздействии ледовой экзарации на заглубленный морской трубопровод с помощью моделирования в 3D постановке в рамках вычислительного комплекса ANSYS

*Д.А. Онищенко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.В. Слюсаренко (ФГБУ «ГОИН»)*

В работе приводятся некоторые результаты исследования задачи о напряженно-деформированном состоянии системы «грунт – заглубленный трубопровод» в процессе ледовой экзарации морского дна киллями ледяных торосов. Данная проблема является актуальной для проектирования, строительства и эксплуатации подводных трубопроводов в морях с ледовым режимом.

Моделирование производилось методом конечных элементов с помощью вычислительного комплекса ANSYS. Изучалась 3D (пространственная) постановка. Рассматривался сценарий горизонтального смещения ледяного килля в массиве грунта, включающем трубопровод, расположенный ниже заданной глубины выпахивания, а также модельные задачи о вертикальном внедрении твердого тела в массив грунта непосредственно над трубой. Модель реализована в параметрической форме, что позволяет изменять форму килля и глубину выпахивания, диаметр и глубину заложения трубопровода, а также характеристики трубопровода.

Основное внимание было уделено изучению случая относительно прочного грунта с высоким коэффициентом сцепления типа суглинка тугопластичного. Для достаточно широкого килля с наклонной фронтальной передней гранью обнаружен эффект значительного смещения трубопровода в составе массива грунта, что приводило к значительным деформациям стенок трубы вследствие ее изгиба. Отмечено, что максимальная интенсивность воздействия грунта на заглубленную трубу наблюдается при нахождении килля на некотором расстоянии от оси трубопровода.

Разработанная модель может быть использована для обоснованного выбора глубины заложения трубопроводов в условиях ледовой экзарации для заданного грунта.

Методы преобразования строительных свойств слабонесущих грунтов оснований при проектировании и строительстве нефтегазопромысловых сооружений на шельфе РФ

*С.В. Греков, С.И. Голубин, К.Н. Савельев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

При обустройстве морских месторождений одной из наиболее острых проблем является обеспечение несущей способности грунтового основания для гарантии надежности фундаментов нефтегазопромысловых сооружений.

Проблема грунтовых оснований при обустройстве морских месторождений шельфа РФ зачастую обусловлена тем, что донные отложения шельфа представляют собой преимущественно мелкодисперсные песчаные, глинистые грунты и илы с большим содержанием органики. Практически все грунты характеризуются высокой пористостью, низкой структурной прочностью, малой несущей способностью и сильной сжимаемостью при приложении нагрузки. Выбор грунтового основания на шельфе Дальнего Востока осложняется тем, что «слабые» грунты распространены на больших площадях, их мощность достигает 20–30 м, а в соответствии с таблицей 3 СП 14.13330.2011 «Строительство в сейсмических районах» эти грунты склонны к разрушению в виде разжижения при землетрясениях интенсивностью более 6 баллов.

В такой ситуации использование донных отложений шельфа в качестве оснований без дополнительных мероприятий по преобразованию их строительных свойств недопустимо. В настоящее время при обустройстве морских месторождений с помощью технологии подводной добычи применяются методы повышения несущей способности оснований в виде полной замены донных грунтов на грунты с заданными строительными свойствами (щебеночное основание). Такой подход к проблеме не всегда оправдан с инженерной и экономической точек зрения.

В докладе рассмотрены современные методы и передовые мировые технологии укрепления донных грунтов на шельфе морей – «in situ» (в массиве). Данные технологии позволяют повысить прочность, сдвиговую устойчивость и несущую способность оснований на месте производства работ без необходимости выемки и замены грунтов основания.

Исследование характеристик погружного мультифазного насоса на газожидкостных и вязких средах

*В.С. Вербицкий, А.В. Деньгаев
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В настоящее время в мире известны различные методы воздействия на пласт, продукцией которого является вязкая нефть и битумы. В докладе рассмотрен метод парогравитационного дренажа – SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Для обеспечения эксплуатации скважин в растепленной части пласта в горизонтальный ствол скважины спускается погружной электроцентробежный насос; конструкция скважины состоит из устья, ось которого имеет угол отклонения от поверхности земли 45° , что позволяет спускать оборудование без особых проблем. Проблемами эксплуатации погружного электроцентробежного насоса являются режимы прорыва пара и вязкая скважинная продукция. Для определения возможных последствий при работе погружного электроцентробежного насоса в неоптимальных режимах авторами проведены расчетно-экспериментальные исследования.

В качестве объекта испытаний использовалась погружная мультифазная насосная установка, которая была специально спроектирована и изготовлена для осложненных условий эксплуатации скважин, близких к неоптимальным режимам SAGD. Проточные элементы насосной установки были изготовлены из специального полимерного материала. Конструктивно насос отличается от серийных аналогов тем, что рабочие колеса мультифазного насоса имеют открытые импеллеры, что расширяет возможности работы такого насоса при перекачке вязких сред.

Результаты стендовых испытаний опытных образцов новых конструкций мультифазных насосов показали устойчивую работу при увеличении газосодержания на приеме до 40 % по объему. Результаты расчетно-экспериментальных исследований указывают на возможность комплектации в скважинах SAGD погружного серийного электроцентробежного насоса мультифазной секцией (с количеством ступеней не менее 36).

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор исследований RFMEFI57714X0126).

Разработка и создание стенда для исследований генератора тепловой энергии

*М.А. Мохов, В.В. Воронова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Разработка и создание исследовательского стенда нацелены на решение актуальных задач по повышению эффективности добычи нефти и газа. Одно из перспективных направлений работ в данной области связано с рекуперацией энергии сжатого газа. С использованием специальных газовых турбин потенциальная энергия газа может быть преобразована в тепловую или электрическую энергию.

В результате выполнения работ разработан новый тепловой генератор, оснащенный газовой турбиной и контуром циркуляции жидкого теплоносителя. При создании турбины использованы петлевые лопасти. Отличие созданной и запатентованной турбины заключается в том, что поток рабочего газа направлен вдоль плоскости, которая перпендикулярна оси вращения турбины. В известных турбинах, оснащенных петлевыми лопастями, поток рабочего газа направлен вдоль оси вращения турбины. С использованием полученных результатов открываются возможности для создания более простых и дешевых энергетических установок, работающих за счет энергии сжатого газа, для более широкого диапазона мощности – от нескольких киловатт до сотен киловатт.

Основная область применения научно-технического решения связана с производственными объектами нефтяной и газовой промышленности. Вместе с тем отдельные результаты могут быть использованы и в других отраслях производства, например, при создании машин для морского и авиационного транспорта, где снижение массы и повышение надежности оборудования особенно актуальны.

Работа выполнена в рамках прикладных научных исследований при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор RFMEFI57414X0129).

СЕКЦИЯ «D»

АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

Аварийно-спасательное обеспечение месторождений углеводородов Группы Газпром на арктическом шельфе России

*В.И. Димитров, П.А. Утямишев
(ПАО «Газпром»)*

Освоение и обустройство нефтегазовых месторождений арктического шельфа немыслимо без надежного аварийно-спасательного обеспечения.

Формирование и совершенствование системы аварийно-спасательного обеспечения на море объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов ПАО «Газпром» производится в строгом соответствии с международными документами и российским законодательством.

С этой целью в ПАО «Газпром» проводится работа, включающая:

- разработку нормативных документов Системы стандартизации ПАО «Газпром» в области аварийно-спасательного обеспечения;
- проверку готовности проектов освоения морских нефтегазовых месторождений к ликвидации чрезвычайных ситуаций (ежегодно проводятся комплексные учения по ликвидации последствий аварий на морских и береговых объектах месторождений, в том числе учения по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов);
- организацию взаимодействия с ведомственными морскими спасательными службами и формированиями при организации аварийно-спасательного обеспечения и выполнении аварийно-спасательных работ.

ПАО «Газпром» принимает активное участие в международном сотрудничестве по вопросам аварийно-спасательного обеспечения и ликвидации аварийных разливов нефти, которое организовано по направлениям:

- работа в Арктическом совете;
- участие в проекте «Баренц-2020».

Обеспечение экологической безопасности при освоении нефтегазовых месторождений арктического континентального шельфа Российской Федерации является одним из главных приоритетов деятельности ПАО «Газпром» и требует к себе особого отношения.

Состояние и перспективы национальных систем аварийно-спасательного обеспечения в Арктике

А.В. Маричев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В докладе рассматривается современное состояние национальных систем аварийно-спасательного обеспечения в арктических подсекторах России, Норвегии, Исландии и Дании (Гренландии). Представлен обзор основных аварийно-спасательных сил, средств и пунктов их размещения, охарактеризованы возможности по проведению аварийно-спасательных операций на открытой воде и в ледовых условиях.

Выполнен анализ работ по разработке международных, российских и зарубежных нормативных документов в рассматриваемой области, описаны актуальные научно-исследовательские труды, затрагивающие различные технические и организационные аспекты планирования и проведения аварийно-спасательных работ.

Рассмотрен ход выполнения аварийно-спасательных работ, проведенных в последние годы в России и за рубежом, определены технико-технологические проблемы, лимитирующие эффективность систем аварийно-спасательного обеспечения.

Сделан вывод о необходимости разработки функциональных требований к системе аварийно-спасательного обеспечения в Арктике, на основании которых будут планироваться работы по разработке нормативных документов, проектированию аварийно-спасательных средств, созданию новых технологий и оборудования.

Управление техногенной безопасностью при нефтегазодобыче на шельфе с использованием нейронных систем

С.Н. Миславский

(АО «Консалтингово-инновационная компания «Сервис ВМФ»)

Нефтегазодобыче на шельфе, особенно в акватории замерзающих морей, как с берега, так и с применением морских нефтегазопромысловых комплексов, присущи высокие техногенные и экологические риски.

Исходя из проведенного анализа, преобладающим фактором наступления таких рисков является квалификация персонала, в том числе несвоевременность принятия решений в рамках компетенций. При этом в связи с активизацией деятельности и ростом добычи на шельфе проблема человеческого фактора становится глобальной.

В современных условиях круглогодичной деятельности для предупреждения техногенных и экологических рисков требуется привлечение значительных разнородных сил и средств на условиях аутсорсинга. В результате этого сформировалась договорная система с многоуровневой системой компетенции при оценке готовности и мобилизации этих сил в рамках действующих планов ликвидации аварий. В итоге алгоритмические решения при ситуационном управлении техногенной безопасностью усложняются и становятся малоэффективными или вовсе невозможными.

В качестве превентивной меры предлагается внедрение интегрированных комплексов управления безопасностью с использованием самонастраивающихся и обучаемых нейронных сетей, что обеспечит высокую оперативность и объективность при принятии решений за счет автоматической классификации реальной ситуации, включая действия персонала, эксплуатационную готовность систем взрывопожаробезопасности, своевременность мобилизации, готовность сил и средств, компетентность действий должностных лиц.

Интегрированные комплексы будут функционировать в совокупности с постоянным контролем, записью и анализом всех параметров не только непосредственно на объекте, но и в режиме текущего времени на специально созданном независимом полигоне.

О развитии спасательных средств на морских объектах в Арктике

В.Н. Илюхин

*(НО «Ассоциация развития поисково-спасательной техники
и технологий»)*

В докладе рассмотрены особенности, тенденции и основные направления развития индивидуальных и коллективных спасательных средств (СС) на судах обеспечения морской деятельности в Арктике в качестве приоритетного направления развития сил и средств поисково-спасательного обеспечения морской деятельности России.

Активное промышленное освоение Арктического региона и значительное увеличение задействованных трудовых ресурсов, находящихся в сложных природных условиях полярной среды, накладывают особые требования к условиям применения индивидуальных и коллективных СС. Сложные гидрометеорологические условия и несовершенство системы поисково-спасательного обеспечения в Арктической зоне делают применение существующих и широко используемых в настоящее время на нефтегазодобывающих платформах и морских судах СС недостаточно эффективным. Многофакторный учет внешних условий среды (вода, воздух, ветер) и различных вариантов развития аварийных ситуаций определяют конструкцию и комплектацию индивидуальных и коллективных СС.

Предложены технические решения для индивидуальных спасательных средств морских объектов в Арктике, а также многофункциональный спасательный аппарат амфибийного типа в качестве коллективного СС. Обоснованы их преимущества перед существующими средствами.

Система ремонта трубопровода: надежное решение для ликвидации подводных аварийных ситуаций

*М. Фонтолан, Ф. Каваллини
(Saipem S.p.A.)*

В современных реалиях, характеризующихся падением цен на нефть и обвалом рынка, внедрение средств для максимизации срока службы считается первостепенной задачей как для реконструируемых/устаревших подводных объектов, так и для новых разработок. Это касается в первую очередь морских объектов, особенно подводных, когда технологические аспекты более очевидны по мере увеличения глубины воды.

Опыт показал, что довольно часто угрозы, исходящие от внешних факторов (суда, якоря, рыболовные снасти) либо неожиданных природных явлений (тяжелые погодные условия, землетрясения, движения морского грунта и пр.), могут нести в себе значительные разрушения производственным системам с сопутствующими последствиями для окружающей среды.

Это, в частности, касается удаленных объектов, на которых необходимые технологические и проектные средства могут не находиться в такой готовности, чтобы оперативно реагировать на аварийную ситуацию своевременным эффективным ремонтным решением.

Заблаговременная установка мощностей для аварийного ремонта трубопроводов, таким образом, считается наиболее эффективным способом организации универсального прерывания производственного процесса. При этом задействуются качественное/испытанное оборудование и технологии для надежной работы с учетом особенностей удаленных подводных месторождений.

Перспективы развития индивидуальных спасательных средств для условий низких температур

А.И. Киннунен

(ООО «НПО «Морские спасательные средства»)

НПО «Морские спасательные средства» более 20 лет специализируется на исследованиях, разработке и производстве аварийно-спасательного имущества, в том числе гидротермокостюмов спасательных.

В докладе представлен анализ существующих в настоящее время на российском и зарубежном рынках типов гидротермокостюмов спасательных как основного индивидуального средства спасения персонала морских объектов, приводятся их общие технические характеристики. Делается вывод о несоответствии существующих средств спасения требованиям Полярного кодекса и необходимости разработки нового изделия.

Рассматриваются основные этапы разработки арктического гидротермокостюма, дополнительно оснащаемого малогабаритным индивидуальным устройством определения местонахождения терпящего бедствие человека и индивидуальным комплектом для выживания.

Анализируются применяемые в настоящее время в индивидуальных средствах спасения материалы и их теплозащитные свойства, в том числе объемные нетканые материалы. Приводятся исследования теплоаккумулирующей изоляции для двухконтурного гидротермокостюма и сравнительный график теплоудерживающих свойств пакетов теплоизоляционного контура гидротермокостюма из различных материалов.

Рассматриваются вопросы о необходимости оснащения гидротермокостюма малогабаритной спутниковой связью, обеспечивающей эффективное определение местонахождения человека, попавшего в аварийную ситуацию, а также создания индивидуального комплекта для выживания, используемого совместно с гидротермокостюмом для условий Арктики.

О развитии коллективных спасательных средств на ледостойких морских платформах

*С.Д. Попов (НПЦ «Специальное машиностроение»
МГТУ имени Н.Э. Баумана)*

Шельф замерзающих арктических и дальневосточных морей России характеризуется тяжелыми гидрометеорологическими и ледовыми условиями в районах морских нефтегазовых месторождений. В целом, проблема создания эффективного коллективного спасательного средства (КСС) оставления и спасения с аварийных морских объектов в ледовых условиях до настоящего времени не решена. Перспективное средство должно не только оперативно обеспечивать оставление персоналом и экипажем аварийного объекта при возникновении чрезвычайных ситуаций, но и удаление от аварийного объекта на безопасное расстояние по льду и воде для передачи спасенных силам поисково-спасательного обеспечения. Как показывает опыт проведения поисково-спасательных операций, невыполнение данного условия существенно снижает вероятность спасения людей. Анализ показывает, что большинство разрабатываемых или существующих спасательных средств не может обеспечить гарантированное спасение экипажей судов и морских инженерных сооружений при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации. Гибель людей происходит, как правило, до прибытия к аварийному объекту сил поисково-спасательного обеспечения.

Реализация требуемых возможностей коллективного спасательного средства амфибийного типа возможна при условии его размещения непосредственно на морских объектах, однако существующие штатные (бортовые) КСС судов и буровых платформ не способны обеспечить выполнение этих требований в ледовой обстановке. Использование авиационных средств спасения (вертолетов) возможно и эффективно далеко не во всех случаях, а применительно к целому ряду морских объектов их использование в аварийных ситуациях невозможно.

Разработка коллективного спасательного средства нового типа для оставления персоналом морских объектов, в том числе в ледовых условиях, должна способствовать решению одной из важнейших социальных проблем, связанных с освоением арктического и дальневосточного региональных секторов России.

Проблемные вопросы ликвидации разливов нефти в Арктике и основные направления их решения

А.Б. Фёдоров, Н.Н. Шалагин

*(ОАО «Государственный научно-исследовательский
навигационно-гидрографический институт»)*

Ликвидация разливов нефти требует больших затрат и усилий в любых обстоятельствах, а арктические условия создают дополнительные сложности, связанные с защитой окружающей среды и логистикой. В то же время уникальные особенности арктической окружающей среды в некоторых случаях способствуют ликвидации разлива. Эффективное использование имеющихся технологий и оборудования при реагировании в конкретных случаях зависит от целого ряда факторов, таких как:

- попытка справиться с динамической природой и непредсказуемостью льда;
- удаленность и огромные расстояния, которые приходится преодолевать при проведении операций по реагированию в таких районах, как Арктика;
- воздействие низких температур, льда и сложной оперативной обстановки на ликвидаторов и оборудование, используемое при реагировании;
- отсутствие береговой инфраструктуры и систем связи, которые способствовали бы более эффективному реагированию.

Существует объективная необходимость совершенствования отечественной системы реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов. Современное состояние сил и средств бассейновых аварийно-спасательных управлений не отвечает быстро увеличивающемуся уровню угроз разлива нефти в Арктике. Разработка Программы создания технологий и оборудования для ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов и газового конденсата позволит существенно повысить эффективность системы аварийно-спасательного обеспечения и уровень экологической и промышленной безопасности при выполнении работ на шельфе в ПАО «Газпром».

СЕКЦИЯ «Е» ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА

Защита окружающей среды: комплексный подход

*Э. Милье, К. Хорспул, С. Бутчер,
Р. Хьюлетт (Xodus Group)*

Арктическая морская среда является одной из самых разнообразных в мире, а ее чувствительность к воздействиям и уязвимость признаются на глобальном уровне. Особенности работы в этом регионе включают преодоление многих проблем, связанных с природными условиями (ледовыми, температурными, световыми), и сохранение при этом окружающей среды, населенной огромным числом организмов, от состояния которой зависит их выживание в долгосрочной перспективе. Слабо изученный бассейн Арктики имеет уникальное географическое положение, позволяющее рассмотреть вопрос экологической безопасности еще на этапе проектирования.

По мнению специалистов Группы Xodus, существует реальная возможность улучшения уровня экологической защиты в течение срока службы оборудования посредством учета экологических факторов в рамках проекта, не позволяющего информации о нем существовать в разрозненном виде или в виде простых отчетов. Данный процесс может стать бесценным для успеха проекта и, в свою очередь, привести к безопасной эксплуатации оборудования. Значение подхода состоит в том, что он обеспечивает экологическую безопасность при минимизации затрат в течение срока службы объекта, позволяя разработать меры по устранению или уменьшению воздействия на ранних стадиях проектного цикла. Кроме того, разумное отношение к экологии в ходе корпоративного и проектного управления может привести к формированию хорошей репутации и преимуществ производительности на более поздних этапах проекта.

В докладе описывается ряд существующих количественных инструментов оценки экологических опасностей и рисков, которые при правильном их применении специалистами наряду с глубоким пониманием экологического и нормативно-правового регулирования могут стать источником информации в проектных решениях. Это может помочь в регулировании капитальных и производственных затрат, снизить проектные и инженерные риски, способствовать выявлению критических мер по профилактике, контролю и смягчению последствий, экологической безопасности критически важного оборудования и, в конечном счете, управлению экологическими рисками – от выбора конструкции до вывода из эксплуатации, что играет ключевую роль в условиях разнообразной и впечатляющей арктической природной среды.

Обеспечение экологической безопасности при освоении месторождений углеводородов

*О.А. Николаев, В.В. Миронов, А.К. Арабский, Л.А. Соловищук
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)*

Тундра Крайнего Севера крайне чувствительна к техногенному воздействию и требует значительных усилий по сохранению и восстановлению нарушенных природных ландшафтов в зоне деятельности предприятий.

В планах Общества – разработка и освоение месторождений углеводородов в акватории Обской и Тазовской губ: Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Чугорьяхинское, Обское, Семаковское, Антипаутинское, Тота-Яхинское, Северо-Парусовое, Южно-Парусовое. Имея уникальный опыт освоения северных месторождений в отсутствии инфраструктуры, Общество будет гарантировать соответствие самым строгим требованиям экологических стандартов и безопасности нерестилищ ценных пород рыб и ранимой арктической природы. Это опирается на уникальные технологии, разработанные совместно с рядом институтов и защищенные 93 патентами РФ.

Гарантированный уровень экологической безопасности обеспечат современные техника и технологии, лучшие практики обращения с отходами производства бурения, минимизирующие негативное воздействие на окружающую среду с учетом ужесточения природоохранного законодательства и исполнения принципа «нулевого» сброса отходов в море.

Экологический контроль соблюдения всех необходимых технологических норм и правил строительства и эксплуатации трубопроводной системы сведет к минимуму риск возникновения аварийных ситуаций.

Поэтому обеспечение экологической безопасности при реализации проекта по обустройству месторождений Обской и Тазовской губ ООО «Газпром добыча Ямбург» ставит перед собой целью на всех стадиях их жизненного цикла: проектирования, обустройства и эксплуатации объектов.

Достижение поставленной цели предусматривает решение сложных организационно-технических задач, связанных с обеспечением охраны окружающей среды и рационального природопользования при строительстве и эксплуатации, а также комплекса вопросов по экологической реабилитации территорий.

Опасное морское волнение в местах возможного выхода на берег подводных трубопроводов и постановки нефтедобывающих платформ на шельфе

*П.Д. Ковалев, Д.П. Ковалев
(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)*

Возможность проведения разведочного бурения и добычи углеводородов на шельфе, а также строительство подводных трубопроводов с выходом на берег в существенной степени зависит от волнового режима конкретной акватории. Существует несколько типов морского волнения, которое может представлять серьезную опасность для инженерных сооружений на шельфе и в прибрежной зоне, поэтому необходимо предварительное изучение волнового режима в местах проведения работ.

Выполненные авторами исследования позволили выделить основные типы волнения, определяющие безопасность проведения работ. Большую угрозу представляют и штормовые нагоны, являющиеся непериодическими вариациями уровня моря, обусловленные метеорологическими явлениями – колебаниями приземного атмосферного давления и скорости ветра. При этом подъем уровня моря может превышать один метр, а опасной считается высота уже более полуметра. На их фоне существенно возрастает воздействие ветровых волн и зыби.

Сейши также играют важную роль в динамике заливов, бухт и оказывают значительное влияние на условия работы расположенных на их побережье портов и других промышленных объектов. Для большинства бухт их резонансные периоды близки к характерным периодам проявления волн цунами, вследствие чего цунами проявляется в них прежде всего как резкое усиление сейш.

В прибрежной зоне и на шельфе генерируются инфрагравитационные волны, являющиеся результатом нелинейного взаимодействия ветровых волн и зыби, которые ответственны за разрушение берегов. Они также способствуют генерации тягуна – сильных возвратно-поступательных движений воды в открытых бухтах, которые приводят к удару судов о причал или друг о друга, обрыву швартовых и нарушению погрузо-разгрузочных операций.

Вопросы обеспечения промышленной безопасности заводов СПГ в арктической зоне

*А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин
(АНО «Агентство исследований промышленных рисков»)*

Отрасль СПГ как одна из самых динамично развивающихся отраслей нефтегазовой промышленности характеризуется непрерывным ростом мощности заводов СПГ за счет повышения производительности и количества технологических линий сжижения СПГ, увеличения объемов изотермических резервуаров хранения. При этом зарубежная и отечественная нормативная база обеспечения взрывопожаробезопасности заводов СПГ практически не претерпевает существенной корректировки, отражающей их динамичное развитие, что может привести к возникновению крупных промышленных аварий на заводах СПГ. В этих условиях особую актуальность приобретают вопросы опережающего развития НИОКР и нормативной базы обеспечения промышленной и пожарной безопасности заводов СПГ.

В результате анализа нормативной базы в области СПГ выявлено, что морские причалы отгрузки СПГ и ГК являются одними из наименее охваченных требованиями промышленной безопасности сооружениями в составе заводов СПГ. Это вызвано тем, что нормативное обеспечение промышленной безопасности причалов отгрузки СПГ и ГК находится на стыке нормативных баз изотермического хранения и морской транспортировки СПГ, которые развиваются практически независимо друг от друга.

Наиболее важными аспектами нормирования промышленной безопасности причалов отгрузки СПГ и ГК являются:

- трубопроводные причальные эстакады отгрузки СПГ и ГК;
- загрузочные рукава отгрузки СПГ на танкеры с системами безопасности и экстренного отсоединения загрузочных рукавов от танкера в предаварийной и аварийной ситуациях;
- противоаварийная защита причала на основе концепции совместной работы ПАЗ причала и танкера во время операций отгрузки СПГ;
- предотвращение загазованности и утечек на причале;
- аварийный дренаж СПГ и защита от криогенных проливов;
- обеспечение безопасности персонала на причале во время погрузочно-разгрузочных операций, обеспечение безопасности таможенных и пограничных служб при их размещении на территории причала отгрузки СПГ и ГК.

Модель динамики термоупругого состояния морского льда

А.Н. Четырбоцкий

(Дальневосточный геологический институт ДВО РАН)

Повышение эффективности разведки и эксплуатации углеводородов на шельфе замерзающих морей во многом определяется разумным сочетанием свойств и характеристик объектов естественного происхождения, в частности, высоких прочностных качеств морского ледяного покрова (МЛП). Действительно, именно такая его особенность оказывается широко востребованной для размещения различного оборудования, морских причалов, аэродромов и т.д. Вместе с тем для практического ввода в эксплуатацию обширного МЛП требуются сведения о его пространственно-временном текущем состоянии и дальнейший прогноз этого состояния.

Адекватные представления такого состояния определяются соотношениями, в которых учитываются воздействия внешних по отношению к МЛП сред (контактирующих с ним слоев атмосферы и морской среды) и физическое состояние самого льда. В практике модельного представления его пространственно-временной динамики применяется широкий спектр соответствующих разработок. Для моделирования внешних воздействий используются результаты выполненных исследований. Термоупругое состояние МЛП определяется уравнениями Ламе:

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = (\lambda + 2\mu) \nabla(\nabla u) - \nabla \times \nabla \times u + \rho g - \alpha \nabla T;$$

$$c_p \frac{dT}{dt} = \nabla(D_T \nabla T) - K\alpha T \frac{\partial}{\partial t}(\nabla u);$$

$$\nabla u|_{\Gamma} = f_u(X|_{\Gamma}, t), u(X, 0) = u_0(X), T(X, 0) = T_0(X),$$

где ρ , c – плотность и удельная изобарная теплоемкость льда; t – время; $u \equiv u(X, t)$ – вызванные напряжениями текущие перемещения в толще льда; X – принятые в толще МЛП координаты; λ , μ – константы Ламе; $g(0,098)$ – вектор ускорения свободного падения; α , K , D_T – коэффициенты температурного расширения, модуля всестороннего сжатия и диффузии; d/dt – временная субстациональная производная; $T \equiv T(X, t)$ – температура льда; Γ – граница области; $f_u(X|_{\Gamma}, t)$ – условия на границах сред; $u_0(X)$, $T_0(X)$ – начальные условия.

Оценки скорости дрейфа льда на северо-восточном шельфе о. Сахалин по данным радиолокационных измерений

Г.В. Шевченко

(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН),

В.С. Тамбовский

(ООО «Экологическая Компания Сахалина»)

Обобщены результаты многолетних наблюдений за дрейфом льда, полученных при помощи трех радиолокаторов, установленных на северо-восточном побережье о. Сахалин – мысах Левенштерна (1992–1996 гг.), Одопту (1986–1996 гг.), Комрво (1989–1994 гг.), а также на буровой платформе «Моликпак» (1999, 2000, 2003, 2005, 2006 гг., только май месяц). Измерены скорости течений, изучена пространственная изменчивость приливного дрейфа, имеющая аномально сложный характер благодаря существованию в данном районе суточных шельфовых волн (топографических волн Россби).

Проанализирована сезонная изменчивость непериодической составляющей дрейфа, достигающей максимальных значений на южном направлении в январе-декабре (сильные и устойчивые ветра С и СЗ румба, активно Восточно-Сахалинское течение) и плавно уменьшающейся к концу ледового сезона. В рамках двумерной регрессионной модели рассчитаны ветровые коэффициенты, показана их устойчивость для каждой РЛС при расчетах за различные годы.

Экстремальные скорости дрейфа льда редкой повторяемости (превышают 2 м/с) были рассчитаны методом композиции распределений приливной и непериодической составляющей. Полученные значения могут быть использованы при оценках возможных нагрузок на ледостойкие основания буровых платформ и иные сооружения нефтегазового комплекса.

Полученные гармонические постоянные приливного дрейфа и ветровые коэффициенты использовались для расчета дрейфа отдельных экстремальных ледовых образований в оперативном режиме. Особое внимание уделено эффекту позднего (конец мая – начало июня) выносу тяжелого льда на акваторию северо-восточного шельфа, уже очистившегося от ледяного покрова. Этот лед может двигаться против ветра, уже перестроившегося к летнему муссону с преобладанием ветров южного румба, и не может прогнозироваться в рамках предложенной модели.

**Использование региональной системы прогноза погоды
COSMO-Ru для изучения гидрометеорологических условий
на шельфе Охотского моря: детализированные поля
метеорологических элементов за 1985–2015 годы**

*М.А. Никитин, Г.С. Ривин, И.А. Розинкина
(ФГБУ «Гидрометцентр России»),
М.И. Варенцов, А.В. Кислов, В.С. Платонов
(МГУ имени М.В. Ломоносова),
М.М. Чумаков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

При проектировании и обеспечении безопасной эксплуатации объектов обустройства нефтегазовых месторождений на шельфе Охотского моря необходимо использовать надежные гидрометеорологические данные. В настоящее время показания наземной сети метеорологических наблюдений могут некорректно отражать атмосферные процессы, происходящие на значительном отдалении от побережья, а данные глобальных реанализов (например, NCEP/NCAR и ERA-Interim) характеризуются относительно низким пространственным разрешением, вследствие чего значения экстремальных характеристик ветра в данных реанализа существенно занижены.

В докладе показано, что для получения надежных метеорологических данных может быть применена региональная система прогноза погоды COSMO-Ru. С помощью методики мезомасштабного даунскейлинга, используя данные реанализа ERA-Interim в качестве начальных и граничных условий, были рассчитаны высокодетальные поля метеорологических элементов с 1985 по 2015 гг. на всей акватории Охотского моря, с пространственным разрешением 13,2 и 6,6 км. Анализ полученных данных позволил идентифицировать пятнадцать экстремальных синоптических ситуаций, характеризовавшихся наибольшими значениями скорости ветра на акватории у центральной части восточного побережья о. Сахалин. В целях уточнения максимальных скоростей ветра в период развития идентифицированных ситуаций было выполнено моделирование с шагом сетки 2,2 км. Показано, что по мере уменьшения шага сетки модели значения скорости ветра в большинстве случаев увеличиваются.

Наслоенный лед на шельфе Охотского моря – проблема идентификации и потенциальная угроза для морских сооружений

*С.В. Писарев, А.С. Цвецинский (ФГБУ «ГОИН»),
Д.А. Онищенко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В марте – апреле 2016 г. ФГБУ «ГОИН» выполняло комплексные научно-исследовательские экспедиционные работы на шельфе Охотского моря. Изыскания проводились с целью получения информации для моделирования и корректного определения режимных и экстремальных характеристик ледовых и гидрометеорологических процессов, необходимых для последующего определения расчетных нагрузок на проектируемые и перспективные объекты обустройства Южно-Кириного месторождения. Исследования, охватившие обширную акваторию восточного шельфа о. Сахалин, включали в себя измерение различных параметров ледяных образований (ЛО), в качестве которых рассматривались обширные льдины (потенциально, с наибольшей толщиной), поля деформированного льда и торосы. Работы проводились силами высаженных на ЛО специалистов, оснащенных комплектами аппаратуры, с борта ледокольного судна, вертолета, а также с помощью беспилотного летательного аппарата (БПЛА), 17-ти автономных буюв – маркеров льда и подводного аппарата. Выполнялся анализ космоснимков различного вида. Помимо нескольких терабайт цифровой и визуальной информации было получено подтверждение тому, что для корректной интерпретации дистанционных измерений льда со спутника или самолета необходимо иметь хотя бы самые простые визуальные наблюдения с «близкого расстояния» – со льдины, борта судна, низколетящих вертолета или БПЛА. Так, многие ЛО на спутниковых снимках и на снимках, выполненных с вертолета на высоте 200 м, предварительно были идентифицированы как ровный однолетний лед толщиной 70–80 см. Однако при ближайшем рассмотрении, с расстояния 10–30 м и менее, оказывалось, что ЛО структурно состоят из 4–5 слоев наслоенного однолетнего льда, и их суммарная толщина превышает 3 м. Обследование данных ЛО ясно показало, что их масса, по крайней мере, в 3–4 раза больше, чем масса аналогичных по горизонтальным размерам ледяных полей ровного недеформированного однолетнего льда. Такие ЛО потенциально могут оказаться определяющими с точки зрения расчетных ситуаций, учитываемых при проектировании обустройства.

Подходы к экологическому мониторингу и мониторингу сохранения биоразнообразия на шельфе Арктики

О.И. Землянова
(ООО «ФРЭКОМ»)

Цель производственного экологического мониторинга (ПЭМ) – обеспечение организации (недропользователя) информацией о состоянии и загрязнении окружающей среды, необходимой для осуществления деятельности по сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, предотвращению негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию его последствий.

В соответствии с поручением Президента РФ № ПР-1530 об эффективном и безопасном освоении Арктики в дополнение к ПЭМ в регионе осуществляются программы по сохранению биологического разнообразия.

Основой проведения работ служат разработанные недропользователями программы по сохранению биологического разнообразия на основе перечня видов флоры и фауны, являющихся индикаторами устойчивого состояния морских экосистем Арктической зоны РФ.

При экологическом мониторинге и мониторинге сохранения биоразнообразия используются как полевые (контактные) методы, так и дистанционные (например, дешифрирование космической съемки). Оба метода имеют как положительные, так и отрицательные стороны. Например, полевые методы позволяют оценить ситуацию непосредственно в районе работ, произвести отбор проб. Однако они не обеспечивают постоянство наблюдений. Благодаря дистанционным методам возможен постоянный контроль, нет зависимости от сезонности полевых работ, они охватывают более обширную территорию. Однако они не позволяют провести прямые измерения состояния природной среды.

Единство методов проведения работ экологического мониторинга и программ сохранения биологического разнообразия позволяет проводить их одновременно. Часть работ по экологическому мониторингу включается также в программу мониторинга биологического разнообразия (это изучение фито-, зоо- и ихтиопланктона, бентоса и др.). Проведение исследований в рамках единых рейсов позволит получить более объективные и сравнимые данные, чем разновременное выполнение работ на лицензионных участках. Кроме того, полученные данные по биоразнообразию в рамках ПЭМ и применение единой логистической схемы дает положительный экономический эффект.

**Проблемы выбора площадок для заводов СПГ
(проекты Pacific Northwest, Владивосток-СПГ, завод СПГ
в районе полуострова Клыкова)**

*В.В. Афанасьев
(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)*

Завод по производству сжиженного природного газа предполагалось построить в Приморье на п-ове Ломоносова в районе бухты Перевозной Хасанского района. Несмотря на то что проект отложен на неопределенное время, следует отметить, что на береговом склоне Институт морской геологии и геофизики здесь были обнаружены алевролиты, легко разрушаемые в морской воде. Подобная картина наблюдалась при дноуглублении в заливе Анива при строительстве завода СПГ. В результате того что особенности минерального состава извлекаемых при дноуглублении твердых пород (а это были легко размокаемые алевролиты) не были учтены, площадь губительного воздействия на донные организмы в результате перекрытия поверхности дна рыхлыми осадками оказалась многократно выше расчетной.

Авторы проекта Pacific Northwest в устье р. Скины (Британская Колумбия) утверждают о минимальных воздействиях и рисках для окружающей среды и биоты эстуарной зоны реки, однако информации об изменении циркуляции прибрежных вод в результате трансформации донного рельефа не представляют. В условиях семиметровых приливов и соответствующих скоростей течений опоры эстакады нужно будет укреплять, и займут эти конструкции сотни квадратных метров. Не предполагаются ими также изменения литодинамической ситуации в результате деформаций донного рельефа, прибрежной циркуляции и дополнительных объемов твердого стока с нарушенных наземным трубопроводом участков. В условиях высокоэнергетического побережья это весьма недальновидно. Кроме того, в районе Kitson Island в береговом уступе специалистами Института морской геологии и геофизики были определены алевролиты, легко разрушаемые в морской воде.

На данный момент в лучшую сторону прояснилась ситуация с проектом завода СПГ в районе п-ова Клыкова (Де-Кастри). В береговом уступе участка предполагаемой площадки, в отличие от сопредельной территории, не были обнаружены водопроявления, свидетельствующие о суффозии.

Проявления цунами на побережье острова Сахалин

*Г.В. Шевченко, А.В. Лоскутов, П.Д. Ковалев
(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН),
Т.Н. Ивельская (Центр цунами Сахалинского управления
по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды)*

Катастрофические волны цунами представляют серьезную опасность для прибрежных населенных пунктов Дальнего Востока России. Наиболее высока она на тихоокеанском побережье Курильских островов и п-ова Камчатка, к побережью о. Сахалин волны приходят значительно ослабленными в результате прохождения через проливы Курильской гряды. По этой причине опасность для объектов нефтегазового комплекса, расположенных на северо-восточном шельфе и различных участках побережья острова, существенно недооценивается.

В работе, выполненной на основе материалов инструментальных наблюдений при помощи донных регистраторов и архива оцифрованных мареограмм, рассмотрены особенности проявления цунами на побережье о. Сахалин, в том числе вопрос наложения цунами на прилив или отлив. Так, на охотоморском побережье заслуживает серьезного внимания и изучения событие, связанное с удаленным сильнейшим землетрясением, имевшим место 22.05.1960 г. у берегов Чили. Например, в заливе Анива значительная высота цунами (1,8 м) была связана с усилением низкочастотной резонансной моды бассейна с периодом около 5 ч. В целом, резонансные свойства заливов, бухт и шельфа и связанные с ними локальные усиления играют определяющую роль в характере проявления цунами на побережье острова. Так, в порту г. Холмска все цунами, включая наиболее опасное на юго-западном побережье Сахалина (Невельское цунами 02.08.2007 г.), проявились главным образом в усилении резонансной моды бухты с периодом около 8 мин.

Существенным фактором воздействия цунами на буровые платформы, трубопроводы и иные сооружения могут быть взлом ледяного покрова и резкие движения ледовых образований (ледяных полей, торосистых тяжелых льдин и т.д.). В качестве примера можно отметить, что взлом припая в заливе Мордвинова при Тохоку (цунами 11.03.2011 г.) потребовал срочной эвакуации нескольких тысяч рыбаков, а взлом и выброс льда на берег в устьях рек был характерной особенностью этого события.

Метеорологическое обеспечение на основе веб-сервисов

Ю.И. Юсупов
(ООО «НПЦ «Мэп Мейкер»)

Погодные явления оказывают существенное влияние на геолого-разведочные исследования на шельфе, а также нефтегазодобычу и эксплуатацию морских месторождений.

Метеорология как наука об атмосфере активно развивает информационные технологии для прогнозирования опасных явлений.

Российская компания «НПО «Мэп Мейкер» более 25 лет удерживает лидирующие позиции на рынке оказания услуг в области гидрометеорологии и смежных с ней областях, являясь создателем совершенно нового направления в метеорологии России – IT-метеорологии.

Современные информационные технологии и решения от компании «Мэп Мейкер» обеспечивают потребителя необходимой метеорологической информацией с помощью современного способа метеорологического обеспечения – погодных веб-сервисов.

Отображение различной метеорологической информации на картографической подложке (ГИС-системе) заказчика происходит в виде векторных файлов – SHP-файлов и GEOJSON. Прогнозы выполняются силами компании. Обмен данными осуществляется через FTP-сервер. Разрешение на местности – до 1 км.

НПЦ «Мэп Мейкер» владеет собственным прогностическим центром, мощными вычислительными ресурсами и штатом высококвалифицированных метеорологов и программистов.

Оперативный прогноз цунами на Дальнем Востоке

Ю.П. Королёв

(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)

Побережье Дальнего Востока подвержено такому природному явлению, как цунами. Опасными являются не только локальные цунами, возникающие в Курило-Камчатской зоне, Японском море, но и удаленные, возникающие, например, у побережья Южной Америки. Цунами представляет угрозу не только для населения, сооружений на берегу, судов, находящихся у причалов, но и для объектов вблизи береговой черты, на шельфе.

Нерешенной до настоящего времени является проблема оперативного прогноза цунами. Актуальность этой задачи в дальнейшем будет только возрастать в связи с освоением незаселенных средних Курильских островов, шельфа дальневосточных морей. Проблема заключается в том, чтобы службы предупреждения объявляли не только обоснованные общие тревоги, но и дифференцированные по степени опасности для конкретных участков побережий. Согласно современным представлениям, тревога цунами должна объявляться только в тех пунктах, в которых цунами представляет реальную опасность, и сопровождаться информацией о времени прихода первой волны, высотах волн, их количестве и интервалах времени между ними, времени прихода и высоте максимальной волны, а также об ожидаемом времени окончания цунами (отбой тревоги цунами).

Предлагаемый способ оперативного прогноза цунами позволяет на основе информации о цунами в открытом океане (например, получаемой глубоководными донными станциями) с достаточной заблаговременностью давать подробный прогноз ожидаемого цунами в любом пункте. Способ работает в режиме реального времени. Для выполнения прогноза от сейсмологической службы требуются данные только о времени начала и координатах эпицентра землетрясения.

Работоспособность предлагаемого способа проверена на примерах ближних и удаленных цунами (например, Тохоку в 2011 г., Чили в 2010, 2014 гг.). Способ может применяться не только централизованной службой предупреждения о цунами, но и любым пунктом, объектом, если он имеет возможность принимать в режиме реального времени информацию о цунами от удаленных станций слежения в открытом океане.

Особенности морфолитодинамики на берегах субарктических морей в холодный период

В.В. Афанасьев

(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)

Исследования Института морской геологии и геофизики показали, что в условиях однородного берегового уступа при сравнимых параметрах пляжа (основной волногасящей структуры) и гидродинамического воздействия наиболее интенсивный размыв происходит в ноябре – январе. В этот период на верхних уровнях берегового профиля, которые являются волногасящими для штормовых условий при максимальных приливах, происходит промерзание пляжевых отложений на глубину до 40–50 см и обусловленное этим ухудшение их волногасящих (главным образом дренажных и шероховатости) свойств. Согласно наблюдениям, растепляющее воздействие моря в период интенсивного гидродинамического события не успевает восстановить волногасящие свойства пляжа, и высота отметок заплеска увеличивается на 30–45 %. Расчеты же показали, что для песчано-галечного пляжа высота наката составляет 2,21 м, а для гладкого откоса (ледяного) тех же морфометрических параметров высота наката равна 5,67 м.

Формирование устойчивых береговых наледей и припая происходит примерно через 1,5–2 месяца после начала промерзания отложений пляжа, и весь период «открытого моря» морфолитодинамические процессы в системе «пляж – береговой уступ» весьма активны.

На этапе формирования наледи, как показали математическое моделирование и натурные наблюдения, происходит увеличение уклонов прилегающей части берегового склона. Рост крутизны берегового профиля и, соответственно, глубин в приурезовой зоне приводит к увеличению высоты заплеска.

По мере формирования припая в условиях приливного моря под припайными льдами происходит усиление деформаций подводного берегового склона, вероятно, в результате усиления приливо-отливной составляющей течений.

Учитывая вышеизложенное, мнение о прекращении активной морфолитодинамической фазы развития береговой зоны при переходе температур на среднесуточные минусовые отметки представляется ошибочным. Выявленные особенности развития берегов субарктических морей должны быть учтены на стадиях изысканий, проектирования и эксплуатации объектов на побережье.

Оценка уязвимости берегов Печорского и Карского морей к аварийным разливам нефти

*С.М. Усенков
(СПбГУ, Институт наук о Земле)*

Анализ собственных и опубликованных данных по морфолитодинамике берегов, а также картографического материала показывает, что важнейшими общими условиями, в которых формируются берега Печорского и Карского морей, являются геолого-геоморфологическая неоднородность побережья и большая ледовитость морей, существенно ограничивающая интенсивность воздействия морских волн на берег. На формирование рельефа береговой зоны Карского моря также заметное влияние оказывают процессы криоморфогенеза.

Согласно рекомендациям Международной ассоциации представителей нефтяной промышленности по охране окружающей среды (IPIECA), при составлении карт уязвимости берегов к нефтяным разливам используется индекс экологической чувствительности (ESI), основанный на показателях, разработанных Гундлэхом и Хейесом (1978). Суть базовых принципов заключается в том, что чувствительность к нефти возрастает по мере увеличения защищенности берега от воздействия волн, проникновения нефти в подстилающий слой отложений, времени естественного удержания нефти на берегу и биологической продуктивности береговых организмов.

В зависимости от комплекса природных факторов проведено ранжирование участков береговой линии Печорского и Карского морей по степени уязвимости к нефтяному загрязнению и построены карты уязвимости берегов.

Наиболее уязвимыми являются аккумулятивные берега с гравийно-галечным пляжем, открытые лагунные аккумулятивные берега и защищенные от волнения ветровые осушки. Гравийно-галечные пляжи характеризуются высокопроницаемым субстратом, с проникновением нефти на глубину до 100 см. Нефть может оставаться на месте годами. Защищенные от волнения отмели и осушки являются зонами высокой «биологической активности», что проявляется в сочетании высокой продуктивности и биотурбации. Угроза биологическому сообществу может быть существенной, прежде всего для инфауны, что в свою очередь может привести к деградации кормовой базы для других животных.

Приоритеты развития экологически приемлемых методов ликвидации разливов углеводородов в арктических условиях

*Н.Б. Пыстина, Н.А. Боярчук, Е.Л. Листов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В докладе рассматривается проблема создания и применения эффективных и экологически безопасных технологий для ликвидации разливов нефти.

Как показывает практика, тяжелые последствия для окружающей среды и хозяйственного комплекса имеют морские разливы нефти. Риски аварий, сопровождающихся загрязнением компонентов природной среды, даже при высоком уровне организации деятельности на объектах добычи, транспортировки, переработки и хранения углеводородов всегда существуют. В условиях же арктического шельфа реализация этих рисков может приобретать катастрофические масштабы. При разработке стратегий и планов ликвидации разливов нефти, в том числе в части применяемых технологий и технических средств, должны учитываться специфические климатические, океанографические, экологические, логистические и другие условия и ограничения, характерные для арктических регионов.

В докладе приводится анализ современного уровня развития средств и методов для ликвидации углеводородных разливов в условиях арктических морей. Многие из используемых в настоящее время методов недостаточно эффективны, несут в себе потенциальные риски вторичного загрязнения окружающей среды.

Авторами рассматриваются проблемы и перспективные направления для научно-исследовательских проектов в области обеспечения максимально достижимой экологичности технологий ЛРН. Показывается опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области создания технологий для ликвидации разливов углеводородов на суше и акваториях арктических морей, очистки воды и обезвреживания нефтяных шламов.

Поведение разлива газового конденсата в ледовых условиях

*В.С. Сафонов, М.Н. Мансуров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
И.В. Корольков (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В связи с ростом добычи нефти, газа и конденсата на арктических месторождениях и, соответственно, увеличением трафика танкерных перевозок нефти и газового конденсата по Северному морскому пути возрастает и риск разлива углеводородов (УВ) в арктических морях. Для создания эффективных методов борьбы с разливами УВ необходимо исследовать различные факторы: физико-химические свойства продукта и процессы, происходящие во время разливов; условия окружающей среды (ледовая обстановка, скорости течений и ветра, температуры воздуха и воды и др.); потенциальные объемы разливов; эффективность оборудования для обнаружения и ликвидации в данных условиях.

Целью настоящего доклада, основанного на результатах детального изучения российской и зарубежной литературы по разливам УВ (исследование поведения, механизмов распространения и трансформации УВ в условиях Арктики), является выявление основных пробелов в знаниях и технологиях их предотвращения и ликвидации.

Российские нормативные требования к составу и содержанию планов ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН) в понятие «нефть» включают все виды жидких УВ (сырая нефть, различные нефтепродукты, газовый конденсат), однако для ликвидации разливов газового конденсата (стабильного и нестабильного) необходимо разрабатывать специальные технологии, отличные от типовых ПЛАРН, повышающие эффективность ликвидации разливов с учетом следующих особенностей поведения газовых конденсатов в отличие от остальных нефтепродуктов:

- механизмы растекания газового конденсата в условиях Арктики;
- процессы трансформации газового конденсата в разливах (испарение, биodeградация, эмульгирование, диспергирование и т.д.) при низких температурах арктического шельфа;
- тестирование существующих методов по обнаружению и ликвидации разливов для газового конденсата;
- влияние гидрометеорологических и ледовых условий на поведение разлива.

СЕКЦИЯ «F»

ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ, НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Арктика в системе приоритетов мирового развития нефтегазовой отрасли в условиях низких цен на энергоресурсы

*А.М. Мастепанов
(ИПНГ РАН)*

Формирование мирового баланса жидкого топлива – процесс чрезвычайно сложный и многофакторный. В нем участвуют различные виды углеводородных ресурсов и месторождения разного генезиса: традиционные (Ближнего Востока, Северной Африки, России и других регионов); нефть глубоководных месторождений, низкопроницаемых коллекторов и плотных пород США; нефтяные пески Канады; сверхтяжелая нефть Венесуэлы и др.

Каждый из них отличается не только объемом ресурсов и их качеством, но и величиной издержек производства. Соответственно, рентабельность их разработки в значительной мере определяется уровнем сложившихся и перспективных цен на нефть, зависящих, в свою очередь, от огромного числа самых различных факторов – как фундаментальных, так и привходящих, в том числе монетарных.

В условиях энергетического профицита главной задачей становится не энергообеспечение как таковое, а минимизация совокупных затрат общества на эти цели. Это приводит к ожесточенной конкурентной борьбе как между различными источниками традиционных и нетрадиционных углеводородов, так и между углеводородной и неуглеводородной энергетикой в целом, особенно жесткой в условиях низких мировых цен на нефть.

Основной целью отказа ОПЕК от снижения добычи нефти в 2014–2015 гг. было выдавливание с рынка нефтепроизводителей со значительными издержками, прежде всего США с их сланцевой нефтью. Однако от низких цен в первую очередь пострадали проекты, связанные с разработкой глубоководных месторождений и арктического шельфа.

В предстоящий период, в сценарии низких цен на нефть, матрица формирования мирового баланса жидкого топлива будет в первую очередь определяться результатами соревнования между новейшими техническими и технологическими решениями в части добычи углеводородов на шельфе арктических морей, повышения нефте- и газоотдачи разрабатываемых месторождений и освоения нетрадиционных источников нефти и газа. Эти же результаты позволят найти оптимальное соотношение каждого из перечисленных направлений нефтегазодобычи.

О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов

*П.Б. Никитин, И.А. Зюзина
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В настоящее время для экономической оценки морских месторождений газа в зависимости от планируемых направлений реализации продукции используются либо цены внутреннего рынка, либо экспортные цены. Цены внутреннего рынка традиционно формируются методами плановой экономики. Они устанавливаются директивно и предусматривают компенсацию затрат на добычу и транспортировку газа, а также получение приемлемой прибыли. Мировые цены на газ формируются в привязке к цене конкурентных источников энергии, как правило, нефтепродуктов. Они значительно превышают цены внутреннего рынка.

В нашей стране уже порядка 10 лет обсуждается идея формирования равноэффективных цен на газ. Первой попыткой перехода к рыночным отношениям в данной области можно считать формирование биржевой торговли газом на внутреннем рынке.

Решение данной проблемы может оказать существенное влияние на обеспечение экономической эффективности инвестиций в освоение морских месторождений газа, отличающихся повышенным уровнем затрат в обустройство.

На затраты в освоение морских месторождений непосредственное влияние оказывают экономические санкции, которые существенно ограничивают доступ отечественных компаний к зарубежным техническим средствам. В результате возникает необходимость ориентации на отечественных производителей. При этом следует учитывать сроки создания принципиально новой для российских производителей техники, а также то, что производство практически экспериментальных экземпляров всегда значительно дороже серийных образцов.

Законом введена классификация новых морских месторождений в целях налогообложения добытого углеводородного сырья. Для подсчета НДС вводятся адвалорные налоговые ставки, зависящие от календарных сроков, даты начала промышленной разработки и вида УВ. Кроме того, предусматриваются льготы по другим видам налогообложения. Апробация новой налоговой системы показала, что для ряда регионов она не стимулирует разработку месторождений.

Методический подход к расчету капитальных вложений в освоение морских месторождений углеводородов

*Е.В. Бажанов, П.Б. Никитин, А.В. Лапо
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение месторождений углеводородов на российском шельфе – перспективное направление в развитии нефтегазовой отрасли. В настоящее время на самом большом в мире континентальном шельфе, характеризующемся весьма разнообразными природно-климатическими и геологическими условиями, разрабатывается всего восемь месторождений нефти и газа. В результате в России отсутствует представительная статистическая база для обоснования нормативов затрат, в то время как многие зарубежные страны уже имеют значительный опыт обустройства морских месторождений в различных условиях.

В результате для расчета затрат используется зарубежная нормативная база, адаптированная для российских акваторий. Эта база формализуется в программном продукте QUE\$TOR, компании HIS, который предусматривает моделирование объектов обустройства на континентальном шельфе РФ. Однако многолетний опыт применения этого пакета показывает, что получаемые стоимостные показатели далеко не всегда соответствуют реальным капитальным вложениям.

Для исправления сложившейся ситуации специалистами ВНИИГАЗа была разработана методика корректировки данных QUE\$TOR.

В ее основе лежит применение коэффициентов, характеризующих соотношение капитальных вложений для различных направлений обустройства месторождений по данным программного продукта и сметным расчетам по отечественным месторождениям. При этом обязательно сравниваются затраты для идентичных технических характеристик систем обустройства морских месторождений. Затем с помощью QUE\$TOR учитывается изменение затрат, связанное с изменением технических характеристик относительно базовых.

Кроме того, при необходимости учета возможных изменений курса доллара, связанного с прогнозируемым уровнем мировых цен на нефть, дополнительно учитывается доля отечественных производителей систем обустройства морских месторождений.

Особенности и основные проблемы налогообложения при освоении морских месторождений углеводородов в Российской Федерации

В.А. Криволапов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Одним из важнейших стимулов для инвестирования в освоение ресурсов нефти и газа является стабильная и прозрачная налоговая система страны.

Постоянное изменение в объемах изъятия нефтегазовых доходов компаний через налогообложение, а также высокая доля НДС в общей структуре затрат являются одним из факторов ограничения инвестиций в освоение новых морских месторождений.

К недостаткам действующей налоговой системы можно также отнести предложенную группировку новых морских месторождений по географическому расположению, а также диспропорцию адвалорных налоговых ставок в различных регионах.

Улучшению системы налогообложения новых морских месторождений может послужить и перенос начала действия льготного периода на момент ввода месторождения в эксплуатацию. Это станет значительным шагом для облегчения деятельности компаний (на данный момент льготный период действует с момента выдачи лицензии).

В условиях корпоративной многоуровневой структуры управления нефтегазовые компании не могут сглаживать финансовые риски по новым морским месторождениям за счет прочих финансовых поступлений, так как убытки по каждому новому месторождению необходимо учитывать отдельно.

Непрозрачный механизм налогообложения акцизом природного газа создает дополнительные проблемы при оценке экономической эффективности проектов, так как его исчисление должно быть предусмотрено международными договорами Российской Федерации.

Одной из стимулирующих мер по увеличению добычи природного газа могло бы стать введение гибкого таможенного тарифного регулирования при исчислении ставки вывозной таможенной пошлины на газ, аналогично ставкам по нефти.

Создание сбалансированной и справедливой фискальной системы в целом, а также налоговой системы в частности является одним из ключевых факторов по привлечению инвесторов для участия в освоении перспективных проектов.

Состояние аварийно-спасательного обеспечения морских месторождений. Подходы к снижению затрат на АСО

*В.И. Ефремов, О.А. Корниенко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одной из мер реагирования ПАО «Газпром» на аварию в Мексиканском заливе было создание системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО) морских месторождений.

В настоящее время система АСО функционирует, ведется работа по повышению ее эффективности с одновременным снижением затрат на функционирование, так как они весьма значительны. Снижение затрат возможно по нескольким направлениям, для чего целесообразно привлечение потенциала экономики.

В докладе приведены некоторые направления работы по снижению затрат на содержание системы АСО.

Нормативное регулирование инженерно-геологических изысканий на шельфе при освоении нефтегазовых ресурсов на российском шельфе

*А.С. Локтев (ЦМИ МГУ),
М.Ю. Токарев (ЦАСД МГУ)*

Состояние нормативной базы в области изысканий на шельфе не удовлетворительное. Оно обусловлено практическим разрушением системы стандартов, которая существовала в советские времена. Традиционно необходимые требования имели государственный статус в форме СНиПов, Сводов правил, методических рекомендаций и прочих документов строительной индустрии (где изыскания стоят в цепочке строительство – проектирование – изыскания). ФЗ-184 «О техническом регулировании» фактически отменил существовавшую систему и предполагал введение системы технических регламентов и технического регулирования. Они в значительной степени на смену Строительным нормам так и не пришли, подменяясь различными приказами и постановлениями Правительства и отраслевых министерств об обязательности применения тех или иных существовавших нормативов и стандартов.

Вместе с тем в области работ на шельфе в 2012 г. был издан СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» – актуализированная версия ранее существовавшего СНиП 11-02-96. Свод правил сначала вышел как документ добровольного пользования, а с 01.07.2015 постановлением Правительства № 1521 стал обязательным к применению. СП 47.13330.2012 вызвал большое количество споров среди практикующих инженеров-геологов, так как противоречил устоявшейся системе нормирования, терминологии и по своему составу пытался включить (объять) все возможные условия, виды работ и регулирующие документы. Неудивительно, что уже через месяц он был включен в план Минстроя по переработке и актуализации нормативных документов (приказ № 470). В настоящее время работа по актуализации ведется, как и по СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений».

Формирование нормативной базы ПАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений

А.В. Мельник
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В докладе рассматривается современное состояние отечественной и международной нормативных баз, обеспечивающих освоение морских нефтегазовых месторождений. Сделан вывод, что в настоящее время в Российской Федерации практически отсутствует нормативная база, охватывающая все аспекты и этапы работ на шельфе по освоению морских нефтегазовых месторождений. Большая часть действующих нормативных документов разработана для условий незамерзающих морей, устарела и не учитывает современного уровня развития техники и технологии.

Отмечено, что международная и зарубежная нормативная база в рассматриваемой области развита существенно лучше, однако отмечен определенный недостаток требований для обеспечения работ на месторождениях в замерзающих морях.

Освещаются проблемы, связанные с нормативным обеспечением безопасного освоения нефтегазовых месторождений на российском континентальном шельфе в арктических условиях.

Содержатся результаты работ по формированию нормативной базы ПАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений, включая реализацию Программы разработки национальных стандартов ГОСТ Р освоения морских месторождений в арктических условиях.

Представлено решение ПАО «Газпром» о разработке комплексной программы создания нормативной базы, охватывающей все вопросы освоения морских месторождений углеводородов.

Обеспечение безопасных для здоровья работников условий пребывания и работ на морских добычных установках арктического шельфа России. Нормативно-методические требования

*А.В. Тербнев, О.Н. Емельянов, И.Н. Пименова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Проанализированы факторы климатических условий и рабочей среды, определяющие особенности организации выполнения работ по освоению месторождений в Арктике. Представлены статистические сведения о количестве несчастных случаев и происшествий на основе корпоративных данных ПАО «Газпром» и международной организации World Offshore Accident Database (WOAD), установлены причины и способы предотвращения происшествий на морских добычных установках (МДУ).

Разработаны нормативно-методические требования по обеспечению безопасных условий труда и пребывания работников МДУ, необходимые к выполнению на этапах проектирования и эксплуатации МДУ.

Проведен анализ международного, межгосударственного (стран – участников Евразийского Совета по стандартизации, метрологии и сертификации), национального методического обеспечения безопасного для здоровья работников выполнения работ на МДУ.

Управление профессиональными рисками на морских сооружениях

А.Л. Терехов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В настоящее время более 85 % ресурсов нефти и газа сосредоточено в экстремальных условиях арктического шельфа. В этих условиях оценка и управление профессиональными рисками на основе системного анализа возможных причин профессиональных заболеваний и травматизма на производстве, прогнозирование их последствий и принятие необходимых адекватных технических и организационных решений является необходимым для обеспечения безопасности на рабочих местах. В связи с ростом энергоемкости современных производственных процессов, увеличением их интенсивности, расширением перечня применяемых химических веществ, биологических факторов наука о риске становится одной из ведущих. Риск проявляется в различных формах во всех областях деятельности человека, осуществления производственных процессов и их взаимодействия с окружающей средой.

В настоящее время в России существует противоречие между рыночным характером производства и государственной системой управления охраной труда. До сих пор действуют нормативные документы, которые предусматривают безусловную абсолютную безопасность производства путем обязательного выполнения требований органов государственного надзора в области охраны труда и промышленной безопасности. Переход к системе управления профессиональными рисками должен основываться на нормативно-правовой базе, не имеющей противоречий и разночтений. Проведенный анализ методик оценки профессионального риска позволяет сделать вывод о том, что приемлемой для применения на объектах ПАО «Газпром» является экспертная методика субъективной оценки. Учитывая то обстоятельство, что в настоящее время отсутствуют в достаточном количестве морские сооружения на арктическом шельфе, данная методика является единственно возможной.

В докладе приведены данные о результатах оценки профессиональных рисков с использованием материалов рабочей группы RN-5 проекта «Баренц-2020», определены основные группы профессиональных рисков при эксплуатации морских сооружений на арктическом шельфе.

СЕКЦИЯ «G»

ДВА ОКЕАНА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА РОССИИ

Научно-технический подход к разработке отечественного оборудования подводного промысла

С.А. Трудов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Степень геолого-геофизической изученности и разведанности шельфа России, в том числе арктического, весьма слаба. Несмотря на слабую изученность, уступающую на 1-2 порядка таким известным морским нефтегазоносным регионам, как Северное море, Мексиканский залив, шельф Западной Африки и др., на шельфе РФ уже выявлено более 20 нефтегазовых природных бассейнов.

За последнее десятилетие в РФ сформировано множество «шельфовых» и «арктических» программ с определением конкретных целевых ориентиров по добыче углеводородов, отличающихся планами и заложенными техническими решениями, масштабностью конкретных проектов. Однако реальное состояние процесса промышленного освоения российского арктического углеводородного потенциала на сегодня не сдвинулось с нулевой отметки. Освоение месторождений на замерзающем шельфе РФ затруднено сложными природно-климатическими условиями и отсутствием необходимых технических средств, в первую очередь оборудования для подводного обустройства месторождений. Именно поэтому создание новой техники для подводного обустройства месторождений на арктическом шельфе РФ является весьма актуальной задачей.

В докладе автором рассмотрен и сформирован научно-технический подход к разработке отечественного оборудования подводного промысла с использованием научного и проектного потенциалов российских институтов и конструкторских бюро и заводов – изготовителей технологического оборудования.

Концепции платформ для освоения месторождений Арктики и Дальнего Востока

Д.Г. Бобов

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В последнее время пристальное внимание уделяется недрам Арктики, а также месторождениям Дальнего Востока. Условия, с которыми сталкиваются специалисты при разработке проектов платформ для шельфа Сахалина и Арктики, отличаются значительно. Поэтому необходимо использовать уже накопленный опыт при обустройстве новых месторождений, но с учетом всех особенностей Арктики.

В проведенном исследовании рассмотрены уже открытые месторождения, из которых выбраны пригодные для разработки с учетом существующих технологий. После отбора месторождений были проанализированы природно-климатические условия в районах рассматриваемых месторождений. Выявлены основные различия, которые влияют на выбор типа платформы, компоновки ее опорного блока и верхнего строения. С учетом этого предложены концепции обустройства месторождений. Также в концепциях указаны способы транспортировки сырья с платформы до береговых сооружений.

Также в докладе представлены варианты дальнейшего развития технологий в сфере обустройства месторождений, которые позволят работать там, где сегодня это невозможно.

Унификация ледостойких платформ для глубоководных акваторий арктических морей

*Н.А. Партнов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Доклад посвящен вопросам унификации глубоководных ледостойких платформ для освоения углеводородных ресурсов арктических морей.

Унификация, являясь одним из самостоятельных направлений стандартизации, связана с установлением оптимального числа разновидностей технических объектов, значений их параметров и размеров, имеет своей целью приведение технических объектов к единообразию. Результатами унификации являются снижение затрат, упрощение проектирования, строительства и эксплуатации.

В контексте проектирования морских нефтегазопромысловых сооружений для освоения шельфа РФ унификация также нашла свое применение. Уже разработана концепция унификации ледостойких стационарных платформ для глубин 20, 40 и 60 м перспективных при освоении нефтегазовых месторождений Печорского и Карских морей.

Тем не менее ряд месторождений российского шельфа расположен в глубоководных акваториях замерзающих Баренцева и Охотского морей. Таким образом, развитие концепции унификации ледостойких платформ для больших глубин является актуальным вопросом в освоении арктического шельфа.

Основным типом платформ, соответствующим требованиям глубоководных замерзающих морей Арктики, являются плавучие МНГС – платформы типа SPAR, TLP, BUOY, а также комбинированного типа. Существует возможность унификации следующих составляющих платформы: ВСП, опорной части, системы швартовки, креплений к морскому дну, а также райзерной системы. ВСП, будучи унифицированными, имели бы различия в зависимости от вида добываемой продукции (нефть/газ); система райзеров – от типа продукции и глубины; опорная часть и система швартовки – от глубины, а система крепления ко дну – от типа грунтов.

Таким образом, основной целью унификации ледостойких платформ как для малых, так и для больших глубин, является возможность разработки конструкции и технологии ее строительства, позволяющей ее использование в разнообразных по своим характеристикам грунтах, большом диапазоне глубин моря и различной длительности межледового периода с минимальными модификациями.

Устройство для ультразвуковой защиты морских буровых платформ от силового воздействия дрейфующего льда и ледового покрытия в условиях Арктики

*А.П. Ведров, В.В. Гаврилов
(СПбГУ морского и речного флота им. Адм. С.О. Макарова)*

Доклад посвящен решению актуальной технической проблемы в области обеспечения надежной работы буровых платформ, использующихся в условиях замерзающих морей. Описаны принципы и средства защиты платформ от дрейфующего льда. Предложены способ защиты платформы и соответствующее устройство для его реализации. Принцип действия устройства основан на дроблении льда за счет использования ультразвуковых излучателей.

Эффект измельчения основывается на так называемой ультразвуковой кавитации. При распространении высокоинтенсивных ультразвуковых волн в жидкой среде в некоторой ее точке происходит чередование фаз высокого и низкого давлений. Во время фазы низкого давления в результате вскипания жидкости и выделения растворенного в ней газа происходит образование парогазовых пузырьков (каверн). При прохождении через окрестность данной точки волны с фазой высокого давления происходит «схлопывание» каверн, вызывающее локальный гидроудар значительной силы. Под действием гидроудара кристаллы льда разрушаются. Заметим, что для образования кавитации ультразвуковые волны должны распространяться в жидкой среде. Это означает, что для использования описываемого эффекта требуется присутствие прослойки воды между излучателем ультразвука и разрушаемым льдом.

Для реализации описанного принципа предложено соответствующее устройство – ультразвуковое динамическое кольцо.

Турельные системы удержания платформ при комбинированном виде обустройства нефтегазовых месторождений арктического и дальневосточного шельфов

*Ю.А. Харченко, Е.А. Потысьев
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Использование ледостойких платформ судового типа при комбинированном виде обустройства нефтегазовых месторождений на акватории Баренцева и Охотского морей позволит проводить добычу углеводородов в течение большей части года с применением современных методов повышения нефтеотдачи и полноценной подготовки продукции скважин к транспорту. При организации мониторинга и управления ледовой обстановкой эксплуатация месторождений в этих районах может быть круглогодичной.

При таком виде обустройства одной из основных проблем является организация надежного удержания технологической платформы на точке ее установки. В настоящий момент существуют различные технологии удержания в зависимости от типа платформы и района ее применения.

В докладе рассмотрены некоторые системы удержания платформ судового типа, их отличительные особенности, а также возможность использования при обустройстве морских нефтегазовых месторождений. Подробно описан состав конструкции турельных систем удержания (ТСУ), включая функции каждого из основных элементов ТСУ.

Сделан вывод о целесообразности применения технологических платформ судового типа с ТСУ при комбинированном виде обустройства морских нефтегазовых месторождений арктического и дальневосточного шельфов на глубинах свыше 50 м, так как технологические платформы судового типа характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, что позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого КИН.

Информативность длительного мониторинга горизонтальных скважин для оптимизации разработки Приразломного месторождения

*А.А. Шпаков, О.Н. Морозов, М.А. Андриянов,
А.В. Колода (ООО «Газпром нефть шельф»),
С.И. Мельников, А.Е. Симаков (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

В целях оптимизации разработки Приразломного нефтяного месторождения, расположенного на шельфе Арктики в Печорском море, проводится комплекс исследований, в том числе применяется непрерывный гидродинамический мониторинг скважин. Выполнение подобных исследований особенно важно на ранней стадии разработки месторождения, когда неопределенность характеристик пласта и геологические риски очень велики, а влияние принимаемых решений на эффективность системы разработки достаточно высоко.

Применяемая технология непрерывного гидродинамического мониторинга позволила получить следующие результаты:

- оценены фильтрационно-емкостные свойства пласта, выявлено отсутствие значительной кольматации ствола скважин;
- подтверждено наличие гидродинамической связи между верхней и нижней пачками пласта. Таким образом, они могут рассматриваться как единый связный гидродинамический объект;
- выявлено взаимовлияние нагнетательной и добывающей скважин и подтверждено предполагаемое геологическое строение пласта, на основе чего была оптимизирована система ППД на исследуемом участке разработки;
- влияние законтурной зоны (аквифера) было оценено как слабое, что стало основой для решения об увеличении темпов ввода системы ППД.

Уточненная информация о геологическом строении и определенные фильтрационно-емкостные свойства пласта были учтены в планируемой системе разработки. С учетом полученного представления о пластовой системе для выравнивания профилей притока и закачки было принято решение применять устройства контроля притока, что позволит достичь более эффективного заводнения и, как следствие, максимальной нефтеотдачи.

Состояние и перспективные направления развития средств технического диагностирования морских трубопроводов ПАО «Газпром»

А.Е. Ремизов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В настоящее время для проведения технического диагностирования морских газопроводов ПАО «Газпром» при эксплуатации и ремонте используется широкий спектр методов и средств технического диагностирования, в том числе технологии с применением труда водолазов, телеуправляемых подводных аппаратов, обитаемых подводных аппаратов и автономных необитаемых подводных аппаратов, средств внутритрубного диагностирования.

Применение различных видов диагностического оборудования регламентировано нормативными требованиями ПАО «Газпром».

При проведении технического диагностирования в общем случае могут быть использованы следующие технологии:

- визуальное обследование;
- инструментальное обследование;
- обследование гидроакустическими методами;
- внутритрубная диагностика и т.д.

При этом каждая технология в отдельности не обеспечивает возможность получения всей полноты информации о техническом состоянии объекта контроля. Наиболее эффективным способом решения данного вопроса является разработка методологических подходов к комплексному использованию средств диагностирования.

В докладе приведен перечень основных средств технического диагностирования морских газопроводов, выделены их преимущества и недостатки, предложены направления развития средств технического диагностирования и системы диагностического обслуживания в целом.

Звукоизоляция трубопроводов на морских сооружениях

*А.Л. Терехов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.В. Сидорина (ООО «К-ФЛЕКС»)*

Для обеспечения здоровых и безопасных условий труда персонала на морских сооружениях необходимо создавать допустимые условия по уровню шума в производственных и жилых помещениях в соответствии с требованиями нормативных документов. Комфортная среда обитания, обеспечивающая полноценный, безопасный режим жизни и деятельности человека – одна из основных задач на морских добывающих платформах, в условиях ограниченного пространства.

Из медицинской практики известно, что воздействие шума на человеческий организм приводит к переутомлению, повышенной возбудимости, накоплению усталости и нарушению деятельности жизненно важных органов. Все это влечет за собой снижение работоспособности и повышение риска ошибок, связанных с человеческим фактором.

Для предотвращения распространения шума от звукоактивных трубопроводов были разработаны высокоэффективные технические решения на основе легких в монтаже конструкций, сочетающие звукоизолирующие, звукопоглощающие, а также демпфирующие свойства эластомерных материалов.

В докладе представлены результаты испытаний конструкций из материалов K-FLEX, которые показали их неоспоримое преимущество по сравнению с применяемыми традиционными материалами. Ведется работа по созданию конструкции для применения во взрыво- и пожароопасных помещениях. Для определения долговечности конструкций организовано их тестирование в условиях эксплуатации на действующих компрессорных станциях. Использование представленных конструкций позволяет повысить качество условий труда и отдыха персонала добывающих платформ и, следовательно, обеспечить безопасность человека в суровой среде обитания.

Методика расчета звукоизолирующих покрытий шумных трубопроводов на морских сооружениях

*М.А. Алексеенко (МФТИ ФАЛТ),
А.Л. Терехов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Борьба с шумом трубопроводов, используемых для перекачки газотопливных смесей, является одной из наиболее актуальных мировых научно-технических задач нашего времени. На морских сооружениях (МС) проблема защиты от шума трубопроводов является актуальной, так как персонал находится на МС постоянно, а к уровню шума как в жилых, так и в производственных помещениях, предъявляются ограничивающие допустимый уровень требования.

Шум газо- и нефтеперекачивающих трубопроводов имеет аэродинамическое и структурное происхождение и является одной из основных составляющих шума на МС. Помимо шумового загрязнения интенсивное акустическое нагружение трубопроводов может привести к появлению усталостных повреждений элементов конструкции и выходу из строя различных систем.

Цель исследования состояла в разработке методов расчета, создании звукоизолирующей конструкции трубопровода высокой эффективности и в определении эффекта от установки соответствующих звукоизолирующих и вибропоглощающих материалов для обеспечения требуемого снижения уровня шума.

Практическая ценность заключалась в составлении инженерной методики расчета эффективности средств снижения вибрации и шума трубопроводов, а также алгоритмов расчета шумоизлучения трубопроводов. Также была выполнена оптимизация расходов звукоизолирующих материалов за счет применения привлеченной методики.

Для достижения поставленной цели использованы аналитический и экспериментальный методы. Обработка данных, полученных в результате экспериментов, базировалась на программных методах. Оптимизированные расчетным методом звукоизолирующие конструкции испытывались в НИИ строительной физики. Достоверность результатов подтверждена сходимостью данных теоретических и экспериментальных исследований и обусловлена точностью измерительной аппаратуры и достаточным объемом экспериментов.

Региональное моделирование углеводородных систем Енисей-Хатангского бассейна

*И.А. Санникова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

В арктическом регионе России особый интерес представляет Енисей-Хатангский прогиб, где перспективы открытия скоплений УВ связаны как с мезозойским, так и палеозойским комплексами. Для изучения перспектив нефтегазоносности данного бассейна было выполнено региональное 2D моделирование на базе пяти профилей, проинтерпретированных и промоделированных сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова.

Литологический разрез осадочного чехла представлен карбонатным нижним структурным этажом (R-C1) и терригенным верхним (P-MZ). Всего были выделены девять нефтематеринских толщ (НМТ), из которых наилучшим генерационным потенциалом отличаются пермские и девонские отложения. Анализ углеводородных систем показал, что наибольшая степень зрелости органического вещества НМТ характерна для Харутамусского прогиба, где в «нефтяном окне» находятся триасовые и пермские НМТ. На поднятиях и моноклиналях «работают» рифейские и раннепротерозойские НМТ.

На основе 2D моделирования, а также исходя из особенностей распространения, типов и степени зрелости НМТ, прогнозируются нефтегазонасыщенность преимущественно мезозойского и среднекаменноугольно-пермского комплексов. Наиболее перспективные и доступные для бурения участки, по результатам моделирования, находятся на Журавлином валу (перспективы связаны с юрскими и пермскими песчаными отложениями), Нордвикском валу (отложения триаса и перми), Северо-Анабарской моноклинали (в верхнекаменноугольных отложениях), а также во всем среднекаменноугольно-пермском комплексе Енисей-Хатангского прогиба и Тигяно-Анабарского вала. Результаты анализа структурного плана показывают, что основная часть ловушек сформировалась до активной миграции УВ из НМТ, реже одновременно, что в целом является благоприятным фактором для формирования и сохранности залежей УВ.

Мезозойские углеводородные системы восточной части Баренцева моря

*А.А. Гильмуллина, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, А.В. Мордасова,
Д.А. Катков (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Истощение большинства нефтегазоносных бассейнов континентальной части Российской Федерации послужило причиной развертывания широкомасштабных поисковых работ на арктическом шельфе страны. Наиболее изученным районом российской Арктики является Баренцевоморский шельф, где за почти тридцатилетнюю историю нефтегеологических работ были выявлены уникальные и крупные месторождения углеводородов (УВ), приуроченные к отложениям мезозойского возраста.

В строении мезозойской части разреза выделяются четыре сейсмостратиграфических комплекса: триасовый, юрский, неокомский и нижне-верхнемеловой. Все комплексы разделены поверхностями несогласий и характеризуются различными условиями образования.

Распределение и масштабы скопления УВ на Баренцевоморском шельфе являются результатом длительных геологических процессов: генерации, миграции и аккумуляции. Палеогеографические обстановки и тектонический режим – наиболее важные факторы, влияющие на распространение залежей в мезозойской части разреза. Они привели к образованию огромных положительных структур, ловушек различного типа и размера.

Раздельный фазовый прогноз, зависящий от тектонических особенностей региона, позволяет выделить зоны с преимущественно нефтяным, нефтегазовым, газонефтяным и газовым составом. Зоны с преимущественно газовым составом заключены в глубоких прогибах из-за вытеснения жидких УВ на борта впадины. Нефтяные скопления тяготеют к платформенным частям, где тоньше осадочный чехол и нефтематеринские породы характеризуются меньшей степенью преобразованности.

Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза связываются с триасовыми песчаниками аллювиально-дельтового генезиса, шельфовыми песками юрского возраста, песчаниками неокома и прибрежно-морскими отложениями апт-альбского возраста.

Тектоническая эволюция Баренцево-Карской части Арктики на рубеже юры-мела по палеомагнитным данным

*В.В. Абашев, Д.В. Метелкин, Н.Э. Михальцов,
В.А. Верниковский, В.Ю. Брагин, Н.Ю. Матушкин
(Новосибирский государственный университет,
ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН)*

В докладе представлены палеомагнитные данные для раннеюрских (190 млн лет) и раннемеловых (137–125 млн лет) магматических комплексов архипелага Земля Франца-Иосифа (ЗФИ). Координаты вычисленного палеомагнитного полюса для юрских пород: $Plat = 63.3^\circ$; $Plon = 136.5^\circ$; $A95 = 5.3^\circ$ (где $Plat$, $Plon$ – широта и долгота полюса; $A95 = 95\%$ – доверительный интервал). Средний палеомагнитный полюс для меловых пород рассчитан как $Plat = 75.4^\circ$; $Plon = 204.1^\circ$; $A95 = 4.1^\circ$. Раннемеловой полюс ЗФИ с учетом ошибки практически совпадает с соответствующим участком траектории кажущегося движения полюса (ТКДП) Европы, что вполне ожидаемо и свидетельствует о «жесткой сцепке» ЗФИ как части Свальбардской плиты с другими элементами арктической окраины Европы начиная, как минимум, с мелового времени. Однако раннеюрский палеомагнитный полюс ЗФИ развернут на 40° относительно ожидаемого положения ТКДП Европы. На основе полученных палеомагнитных данных построены палеотектонические схемы для рубежей 190 и 130 млн лет назад. В данной реконструкции ЗФИ Шпицберген и Новая Земля рассматриваются как единый тектонический элемент – Свальбардская плита. В раннеюрское время плита была смещена относительно Европы на расстояние ~ 500 км, так что ее Новоземельская окраина «достраивала» Уральский линейный элемент. В результате сдвиговых перемещений и раскрытия Южно-Карской впадины Свальбардская плита была сдвинута на северо-запад, что отражается почти в 40° -градусном повороте раннеюрских полюсов относительно полюсов Восточной Европы. К раннему мелу описываемые перемещения должны были завершиться либо их масштабы существенно меньше разрешающей способности палеомагнитного метода. Полученные данные имеют принципиальное значение для реконструкции тектонической эволюции Баренцево-Карской континентальной окраины в мезозое и вносят существенный вклад в создающуюся базу палеомагнитных данных для Арктики.

Информационная интеллектуальная спасательная система на шельфе

М.А. Филиппов

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для эффективного развития Северного морского пути и освоения ресурсов нефти и газа российского шельфа требуются новые технические и технологические решения как в области добычи и транспортировки углеводородов, так и в системе аварийно-спасательного обеспечения.

Основным трендом в сфере безопасности является изучение и моделирование так называемых предаварийных ситуаций, совершенствование технологий управления рисками на этапах предупреждения и контроля. Данные меры позволяют добавить значимые изменения в проект еще на стадии проектирования. Однако практика показывает, что необходимо более детально и основательно рассматривать возможные аварийные ситуации, чтобы быть готовыми к разрешению самых сложных из них.

В докладе предлагается к рассмотрению разработанная методология управления рисками на защитных барьерах снижения воздействия и эвакуации при аварийных случаях на нефтегазодобывающих морских сооружениях и транспорте и построенная на ее основе модель информационной интеллектуальной спасательной системы.

Система представляет собой программный комплекс коллективного удаленного пользования, посредством которого за счет созданной заранее базы данных и быстрого ввода текущих данных об аварийной ситуации на объекте возможно оценить варианты развития событий с соответствующими вероятностью, временем, последствиями, оперативно принимать наиболее эффективные меры в спасательной операции, автоматически рассчитывать силы и средства, давать рациональные рекомендации терпящим бедствие и др.

С использованием методологии управления рисками представляется возможным общее повышение эффективности системы аварийно-спасательного обеспечения на шельфе за счет оперативности, одновременного коллективного пользования, использования прошлого опыта, автоматизации вычислительных процессов и обучения системы.

Современные технологии реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов и минимизация негативного воздействия на береговую линию и ООПТ

*Г.Д. Ворсина
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Опасность разливов нефти и нефтепродуктов и возможные экологические последствия находятся в центре внимания общественных и государственных организаций. Для того чтобы вовремя спланировать и разработать предупреждающие меры, позволяющие обезопасить морскую акваторию и прилегающие территории, очевидна необходимость в своевременном обнаружении и разработке четкой концепции с целью минимизации экологического риска. Следовательно, именно оптимальный выбор технологий и технических средств локализации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов определяет в целом успешность работ по ликвидации последствий разливов. При существующем широком наборе методов ликвидации аварийных разливов на практике предпочтение отдается механическому способу. Его преимущества заключаются в возможности быстрого и многократного использования, утилизации собранной нефти, а также в минимальных побочных нарушениях природных условий, однако применение традиционного способа в сложных гидрометеорологических условиях снижает его эффективность.

Возникает потребность в модернизации способов средств локализации аварийных разливов. Важно отметить, что речь не идет о создании с нуля всей инфраструктуры сил и средств по реагированию на разливы нефти. Требуется оптимизация и учет международного опыта, что позволит в кратчайшие сроки локализовать аварию не только на территории акватории, но и обезопасить прибрежную зону от негативного техногенного влияния.

Комплексная оценка безопасности опасного производственного объекта МЛСП «Приразломная»

*М.И. Айрапетян, В.И. Коломыйцева, О.Н. Гайдуков
(ООО «Газпром нефть шельф»)*

В настоящее время ООО «Газпром нефть шельф» занимается освоением Приразломного нефтяного месторождения на шельфе Печорского моря. Для реализации проекта создана морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», не имеющая аналогов в России по своим масштабам и конструкционным особенностям и обеспечивающая выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, отгрузку нефти на танкеры, выработку электрической энергии. Основная особенность платформы – это сопротивление ледовым нагрузкам, длительная самообеспеченность и круглогодичная работоспособность.

Учитывая вышеперечисленные особенности и сложности, которые накладывают свой отпечаток на многие направления работы по проекту, в частности в сфере обеспечения промышленной, экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты при освоении арктического месторождения, в Обществе было принято решение о разработке комплексной оценки безопасности МЛСП «Приразломная».

Отправная точка в создании отчета по комплексной оценке безопасности и его ключевое ядро – это идентификация и управление опасностями, которые включают следующие этапы:

- определение главных/основных опасностей посредством разработки реестра;
- разработка перечня опасностей возникновения крупномасштабных аварии□, исходя из возможных сценариев на платформе;
- определение защитных мер посредством качественного и количественного анализа возникновения крупномасштабных аварии□ путем визуализации рисков и анализа эффективности использования барьеров безопасности;
- разработка матрицы одновременных операции□ на МЛСП;
- обеспечение путей спасения и эвакуации в случае опасности возникновения крупномасштабных аварии□;
- проверка работоспособности системы ПЭБ, ОТ и ГЗ;
- определение особо важного оборудования и соотношение оборудования по критически важным должностям.

Таким образом, все риски и опасности, связанные с объектом или выполняемыми операциями, известны. Предпринимаются все соответствующие меры в целях доведения рисков до уровня, который определяется как «практический допустимый низкий уровень».

Факторный анализ условий освоения арктического шельфа России. Различия стратегий ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром»

*В.В. Бузовский
(Thomson Reuters)*

Современная российская экономическая конъюнктура и особенности лицензионного распределения участков на арктическом шельфе, который является одним из основных источников наращивания добычи в будущем, ставят перед компаниями-недропользователями ряд препятствий. Они заключаются в слабой изученности участков, недостатке технологий для освоения большинства лицензионных территорий и нехватке достаточных финансовых ресурсов, в том числе в силу введения санкций.

Темпы приобретения лицензий компаниями «Роснефть» и «Газпром» и связанная с этим активизация геологоразведочных работ на шельфе в последние три года выявляет разницу в стратегиях этих компаний, что приводит к различающимся последствиям. Выполнение лицензионных обязательств по геологоразведке могло бы обеспечить скачок в освоении шельфа, однако санкционное воздействие и дальнейшее падение цен на нефть поставили под вопрос выполнение программы работ. Обязательства компаний могут остаться невыполненными при существующем лицензионном распределении участков недр российского арктического шельфа в силу ряда причин.

Основными факторами, препятствующими успешной деятельности компаний, можно обозначить степень изученности участков, технологический и финансовый факторы, распределение лицензий в целом. Два из четырех факторов вызваны санкционным воздействием на Российскую Федерацию, начавшемся в 2014 г. Технологические и финансовые санкции по-разному затрагивают отдельные участки и весь шельф в целом. Так же по-разному санкции сказываются и на деятельности компаний в силу разницы в активах, финансовом состоянии, опыте использования технологий при работе на шельфе.

В результате сопоставления всех факторов, влияющих на освоение Арктики, в докладе выявляются недостатки/преимущества стратегий освоения арктического шельфа для каждой из этих компаний. Также оценивается лицензионное распределение на шельфе РФ, в частности на арктическом. Делается вывод о том, что «Роснефть» и «Газпром» оказываются неодинаково уязвимыми в период санкций и низких цен на нефть.

Правовое регулирование недропользования в Арктической зоне Российской Федерации

*Е.С. Муштакова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Арктический регион характеризуется, с одной стороны, биоразнообразием и высокой обеспеченностью минерально-сырьевыми ресурсами, а с другой – крайне уязвимой, слабо восстанавливаемой флорой и фауной. В связи с этим при принятии решений, связанных с вовлечением месторождений полезных ископаемых в промышленное освоение, необходимо учитывать особенности региона и предъявлять к недропользователям повышенные эколого-правовые требования.

Однако исследование российского законодательства показало, что к настоящему времени эффективный правовой режим охраны уязвимых арктических экосистем не сформировался.

Анализ законодательства о недрах показал, что все эколого-правовые требования, направленные на минимизацию влияния работ, связанных с использованием недр, на экосистему, подлежат включению в условия пользования недрами. Ввиду разнообразия и уникальности арктической природы невозможно предложить единые меры по ее охране. Представляется, что в условиях пользования недрами для каждого конкретного участка должна быть разработана собственная программа охранных мер.

Таким образом, при определении условий пользования недрами для разведки и добычи полезных ископаемых, геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых в Арктической зоне РФ в отношении всех видов участков недр, за исключением резервных, представляется необходимым законодательно закрепить специальные требования к охране недр, которые должны включаться в лицензию.

Относительно формирования федерального фонда резервных участков недр в целях обеспечения интересов будущих поколений граждан РФ в минеральном сырье предлагается закрепить возможность отнесения к резервному фонду участков недр, расположенных в пределах Арктической зоны РФ.

С учетом особенностей географического положения Арктики, необходимости осуществления комплексного и рационального недропользования при межгосударственном сотрудничестве приарктических государств в отношении изучения и освоения трансграничных участков недр в российском законодательстве о недрах необходимо установить обязательность разработки трансграничного месторождения по единому техническому проекту; соблюдение предложенных специальных требований к охране арктических участков недр.

Анализируя вопрос о досрочном прекращении права пользования недрами, предлагается установить в Законе РФ «О недрах» возможность досрочного прекращения права пользования недрами за несоблюдение предложенных специальных требований к охране арктических участков недр.

Аспекты морского пространственного планирования на Дальнем Востоке

*И.Д. Воропаева, Е.В. Богатырева
(РГГМУ)*

Значимость углеводородного потенциала Дальнего Востока сложно переоценить, однако помимо экономической значимости этот район обладает уникальной в природном отношении средой, не имеющей аналогов в России по биологическому разнообразию. Сохранение природного потенциала региона возможно, когда природоохранные требования отражаются в планах развития территорий. Для этого планирование должно основываться на принципах экосистемного подхода.

Механизмом реализации экосистемного подхода является морское пространственное планирование. Планирование акватории должно осуществляться не только для сохранения биоразнообразия в первозданном виде, но и для поддержания экосистемных услуг, которое океаны, побережья и эстуарии предоставляют обществу.

В настоящий момент на Дальнем Востоке существует конфликт интересов в природопользовании и хозяйственной деятельности, между рыбохозяйственным и нефтегазовым природопользованием. Для разрешения данного затруднения необходима комплексная оценка акватории с методичным рассмотрением экосистемы и учетом всех видов ее использования и антропогенной нагрузки на нее. Только при таком подходе возможно урегулировать существующую проблему.

Оценка вероятностных характеристик режимов температуры воздуха в районе шельфа Карского моря с учетом климатических изменений

*М.Ю. Лапушкин
(РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева)*

Освоение северной части шельфа и эксплуатация нефтегазовых платформ во многом зависит от температурного режима и ледовой обстановки, которая определяется в первую очередь режимом температуры воздуха, в частности суммами отрицательных температур в период морозов, и в целом режимом температуры за год.

В настоящее время выдвинута гипотеза об изменении климата в последние десятилетия, которая все чаще подтверждается для конкретных регионов. В данной работе анализируются годовые, сезонные и внутрисезонные температурные характеристики относительно побережья Карского моря на основе многолетних данных температур по метеостанции в районе Диксона.

Были решены следующие задачи:

- получены тренды годовых и сезонных значений температуры по всему ряду наблюдений;
- выполнена оценка однородности значений ряда наблюдений;
- определены статистические параметры температуры годовых и сезонных значений;
- проведена оценка вероятности появления особо неблагоприятных сценариев температурного режима.

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Обоснование необходимости разработки логико-вероятностной модели для прогнозирования частоты отказов газоперекачивающих агрегатов повышенной мощности

*И.Н. Алексеев, А.Л. Терехов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Развитие системы транспортировки газа, внедрение газоперекачивающих агрегатов (ГПА) повышенной мощности обуславливают необходимость анализа техногенных рисков для предотвращения аварий и отказов. С этой целью необходимо разработать методики оценки, анализа и управления рисками. С учетом специфики ГПА и требований таких основополагающих документов промышленной безопасности, как Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ, ФНиП в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» и др., в ПАО «Газпром» были разработаны:

- СТО Газпром 2-2.3-351-2009;
- СТО Газпром 2-2.3-400-2009;
- СТО Газпром 2-2.3-569-2011.

Во всех разработанных методиках анализа риска, в случае если нет статистической информации ПАО «Газпром» по авариям и отказам, используются консервативные значения частоты отказов для всех видов ГПА.

В ходе исследования было проанализировано более 100 литературных источников, посвященных проблемам оценки и управления рисками ГПА. В результате сделан вывод о том, что для проведения анализа риска на площадках ГПА необходимо разработать методику сбора, анализа и систематизации данных об авариях, инцидентах и отказах, так как в Обществе нет единой базы по статистике на компрессорных станциях.

Таким образом, существует необходимость совершенствования подхода к анализу риска, а именно ожидаемой частоты отказов, инцидентов и аварий на площадках ГПА с авиационным приводом. Так как внедрение трубопроводов большого диаметра привело к освоению агрегатов большей мощности, то особое внимание в этом вопросе следует уделить площадным объектам с перспективными ГПА мощностью 16 и 25 МВт. В докладе обоснована необходимость разработки логико-вероятностной модели оценки техногенных рисков, которая позволит сформировать перечень мероприятий по управлению этими рисками.

Морфолитодинамика береговых зон побережья с комплексом плейстоцен-голоценовых террас и береговых зон аккумулятивных барьерных форм

*В.В. Афанасьев, А.В. Уба
(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)*

Объекты нефтегазового комплекса на побережье Сахалина располагаются на голоценовых аккумулятивных элементах барьерных форм крупных лагун, на высоких геоморфологических уровнях (12–28 м) неоген-плейстоценовых фрагментов барьерных форм крупных лагун и на морских голоценовых уровнях, причлененных к древнему береговому уступу.

Для трех из пяти крупных заливов (по сути, лагун) и для практически всех более мелких лагун характерны сложно построенные береговые барьерные формы, отчленяющие их от Охотского моря. Участки с высокими береговыми уступами, сложенными неоген-плейстоценовыми осадками (в основном неконсолидированными, песчано-пелитовых фракций), чередуются здесь с собственно голоценовыми пересыпями. Следует, однако, отметить, что участков с высокими уровнями в зоне позднеголоценовых миграций проливов нет. Они уничтожены здесь в первые фазы прибрежно-морской аккумуляции.

Анализ особенностей морфолитодинамики сложно построенных и «классических» песчаных пересыпей, отчленяющих лагуны от открытого моря, показал, что для сложно построенных барьерных форм характерна более высокая вариативность деформаций морского края голоценовых участков, чем для полностью голоценовых пересыпей. Для таких барьерных форм характерно и большее разнообразие морфометрических параметров верхней части берегового профиля. Наиболее низкая вариабельность морфолитодинамических параметров характерна для морских террас, причлененных к древним береговым уступам.

Таким образом, каждый тип характеризуется собственной морфолитодинамической позицией в морфолитосистеме высокого порядка с длительной (средне-позднеголоценовой) историей развития и особенностями современной морфолитодинамики, связанными с условиями и возможностями мобилизации материала с разных элементов берегового профиля, переноса и аккумуляции. Все это требует разных подходов для оценки величин воздействий и определения сценариев развития.

Анализ перспективных направлений использования сжиженных углеводородных газов

*Е.И. Долгачева
(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)*

Рост газовой составляющей в топливно-энергетическом балансе страны в последнее время прослеживается наиболее четко. Актуальным становится использование альтернативных видов топлива, в частности, сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Основными мировыми поставщиками СУГ являются США, Саудовская Аравия и Китай. Россия на настоящий момент занимает четвертое место, что составляет 10–15 % мирового рынка. В нашей стране основным производителем СУГа выступает ПАО «СИБУР Холдинг», охватывающий порядка 38 % рынка. Его основные конкуренты: АО «Газпром газэнергосеть» – 19 % и ПАО «Роснефть» – 10 %.

В ходе исследования выполнена сравнительная характеристика СУГ с конкурентными видами топлива по основным критериям. В результате по соотношению общих расходов на производство углеводородного сырья СУГ занимает второе место, однако его крупномасштабная реализация ограничена из-за ряда трудностей, связанных с физико-химическими свойствами газа, в частности, с высокой взрывоопасностью. В работе проведена оценка основных направлений его использования, построены соответствующие аналитические модели.

На внутреннем рынке основными регионами-потребителями являются Республика Дагестан (15 %), Астраханская область (9 %) и Ставропольский край (6 %). Нефтепереработка, занимающая 30 % рынка – одно из приоритетных направлений. Перспектива видится в реализации проектов программы нефтегазохимии. Потребление СУГ в коммунально-бытовом сегменте (22 %) в обозримом будущем останется неизменным. Использование СУГ на АГЗС (12 %) считается одним из наиболее перспективных направлений, несмотря на небольшую долю рынка. Актуальным становится применение энергосервисных контрактов.

Существует возможность развития экспортного направления реализации СУГ. Основными импортерами являются западные страны (35 %). Отмена экспортных пошлин и внедрение новой системы ценообразования должны расширить и упрочить производство сжиженных углеводородных газов в России.

VI Международная научно-техническая конференция

**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа:
Арктика и Дальний Восток
(ROOGD-2016)**

Корректор	М.В. Булова
Верстка	Н.А. Владимиров
Обложка	И.Ю. Белов

Подписано к печати 20.10.2016 г.

Тираж 330 экз. Ф-т 60×84/16

Объем: 7,2 усл. печ. л.