



VII Международная научно-техническая конференция

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА: АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

27–28 ноября 2018 г.

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

VII Международная научно-техническая конференция

**ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА: АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК
(ROOGD-2018)**

27–28 ноября 2018 г.

Тезисы докладов

Москва
2018

Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2018): тезисы докладов VII Международной научно-технической конференции 27–28 ноября 2018 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 136 с.

Настоящий сборник составлен по материалам VII Международной научно-технической конференции, проходившей в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 27–28 ноября 2018 г.

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

Тезисы располагаются в соответствии с порядком выступлений докладчиков.

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Деятельность ПАО «Газпром» на континентальном шельфе Российской Федерации

В.В. Черепанов (ПАО «Газпром»)

Освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации и особенно его арктической части и Дальнего Востока является крупнейшим инфраструктурным проектом, обоснованным уникальными разведанными запасами нефти и газа. Такие проекты должны разрабатываться и реализовываться с учетом требований стратегии национальной безопасности и основ стратегического планирования в России на период до 2035 г. и далее.

«Особое стратегическое значение для России имеет освоение природных богатств арктической зоны и континентального шельфа. Как известно, все перспективные запасы газа находятся в море. И здесь альтернативы морским технологиям нет», – В.В. Путин.

В структуру реализации национальных интересов РФ в области освоения континентального шельфа входят:

- национальные интересы РФ;
- основы государственной политики РФ;
- федеральные стратегии развития;
- генеральные схемы и программы развития;
- Единая политика Группы Газпром по освоению шельфа РФ;
- Программа освоения ресурсов углеводородов на континентальном шельфе РФ до 2035 года.

Основными задачами государственной политики, реализуемыми ПАО «Газпром», являются:

- осуществление значительного прироста запасов углеводородов морских месторождений;
- осуществление разработки и внедрения новых видов техники и технологий для освоения месторождений арктического шельфа;
- создание необходимой инфраструктуры для освоения ресурсов континентального шельфа.

Специфика подготовки кадров для освоения континентального шельфа

Е.Б. Касьян (ПАО «Газпром»)

На сегодняшний день серьезным вызовом для «Газпрома» является необходимость обеспечения персоналом шельфовых проектов на долгосрочную перспективу, улучшения качества подготовки человеческих ресурсов в этой сфере деятельности, в том числе подготовки научных кадров, обеспечивающих освоение ресурсов шельфа.

Фундаментом этой работы является Политика управления человеческими ресурсами «Газпрома», в которой действуют механизмы долгосрочного прогнозирования потребности в персонале, ориентированном на реализацию комплекса стратегических задач на арктическом направлении.

Для решения задач подготовки персонала в Обществе функционирует и постоянно развивается Система непрерывного фирменного профессионального образования персонала «Газпрома».

ПАО «Газпром» реализует планомерную кадровую стратегию, основанную на принципах непрерывной опережающей подготовки персонала и своевременности организации новых рабочих мест и профессий будущего:

- выполняется среднесрочный и долгосрочный анализ потребности в выпускниках направлений подготовки по освоению морских месторождений;
- разработаны и реализуются программы подготовки, переподготовки специалистов и преподавателей;
- скоординирована деятельность вузов – партнеров «Газпрома»;
- разработаны образовательные программы подготовки специалистов.

Роль ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа России и СССР

М.Ю. Недзвецкий (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является пионером среди научно-исследовательских и опытно-конструкторских организаций бывшего СССР и России по проблемам освоения морских углеводородных ресурсов на шельфе замерзающих морей.

В 1973 г. была организована комплексная лаборатория по морскому газопромысловому делу, которая проводила:

- наблюдения за гидрометеорологическими условиями Азовского и Карского морей;
- разработку технологии изготовления, транспортировки и установки стационарной платформы для бурения скважины № 15 на Бейсугском газовом месторождении.

В 1974–1979 гг. организованы зимние экспедиции по изучению ледовых условий Карского моря в районе Харасавэйского газоконденсатного месторождения. Были проведены натурные эксперименты по реализации проекта экспериментальных ледовых островов, техники и технологий для их намораживания.

В 1977 г. лаборатория была преобразована в отдел морского нефтегазопромыслового дела, в 1995 г. был создан отдел «Освоение морских нефтегазовых ресурсов», который в 2003 г. был расширен до Центра морских нефтегазовых месторождений. В 2014 г. Центру был присвоен статус Корпоративного научно-технического центра освоения морских ресурсов.

На данный момент ООО «Газпром ВНИИГАЗ» принимает активное участие в освоении всех месторождений ПАО «Газпром» на континентальном шельфе Арктики и Дальнего Востока, а также зарубежных месторождений континентального шельфа (Вьетнам, Индия, Иран).

40-летний путь ПАО «Газпром» на континентальном шельфе Российской Федерации

*В.С. Вовк (ПАО «Газпром нефть шельф»),
Д.А. Мирзоев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Влияние, которое оказало Главное управление по разведке и разработке морских месторождений нефти и газа Министерства газовой промышленности СССР на освоение месторождений углеводородов на континентальном шельфе России, сложно оценить, поскольку накопленный опыт и результаты производственной деятельности за прошедшие сорок лет бесценны.

Обладая экономическими, финансовыми и политическими ресурсами, решались ключевые задачи промышленного освоения континентального шельфа Советского Союза, были открыты крупные нефтяные и газовые месторождения в Баренцевом, Карском, Охотском морях, акваториях Обской и Тазовской губ.

В данное время многие проекты, являясь важным звеном в развитии минерально-сырьевой базы, также являются ключевыми для ПАО «Газпром» как одной из лидирующих мировых энергетических компаний.

Наступивший XXI век выдвинул новые масштабные задачи, которые предстоит решать нынешнему поколению газовиков, всему коллективу ПАО «Газпром». Здесь трудятся настоящие профессионалы, достойно продолжающие дело, начатое Сабитом Оруджевым, Николаем Байбаковым, Алексеем Картуновым, Василием Динковым, Виктором Черномырдиным, Ремом Вяхиревым и другими командирами нефтегазовой индустрии.

«Росшельф» – «Газпром» – платформа «Приразломная»

*Е.П. Велихов, В.П. Кузнецов
(НИЦ «Курчатовский институт»),
В.В. Бородин (АО «ПО «Севмаш»)*

С 1991 г. «Газпром», «Севмаш» возглавили движение по освоению гигантских нефтегазовых ресурсов российского арктического шельфа на базе предприятий, технологий и производств атомного подводного кораблестроения и нефтегазовой промышленности России. После частичной модернизации производственных мощностей параллельно со строительством атомных подводных лодок начато освоение нового направления производственной деятельности – строительство гражданских судов и технических средств для освоения нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе России.

Весной 1995 г. на заседании в ЦКБ МТ «Рубин» Советом директоров компании «Росшельф» было принято решение о начале строительства МЛСП «Приразломная» на «Севмаше» по проекту ЦКБ МТ «Рубин».

Строительство морских нефтегазовых сооружений (МНГС) на АО «ПО «Севмаш» потребовало проведения целого ряда мероприятий по техническому перевооружению существующих производственных мощностей, приобретению и внедрению значительного объема нового технологического оборудования, автоматизированных линий и освоения новых технологий, что было осуществлено совместно с компанией «Газпром». Хочется выразить благодарность руководству «Газпрома» за своевременную поддержку и долговременное взаимовыгодное сотрудничество, результатом которого стала первая российская добывающая платформа на арктическом шельфе.

Более чем двадцатилетняя история сотрудничества с компанией «Газпром» позволила «Севмаш» освоить новые и ранее не применявшиеся в Обществе материалы, что привело к разработке и промышленному внедрению новых технологий, обучению производственного персонала.

Строительство таких крупных объектов, как буровые платформы, невозможно без привлечения широкого круга научно-исследовательских, научных (Крыловский ГНЦ, ЦНИИ КМ «Прометей», ЦТСС и др.), проектных организаций (ЦКБ МТ «Рубин», ЦКБ «Коралл» и др.), различных производственных предприятий (НЗМ, ВЗМ, АО «СПО «Арктика», АО «ЦС «Звездочка», ООО «Энергодиагностика» и многих других) под руководством АО «ПО «Севмаш», выступившего в роли генерального подрядчика строительства МЛСП «Приразломная». Это позволило заново сформировать и использовать новую структуру управления строительством такого крупного проекта, как МЛСП.

Необходимо также отметить, что строительство МНГС невозможно без широкого использования в Обществе так называемых двойных технологий, включающих максимальное задействование практически всех цехов и оборудования предприятия. Система менеджмента качества общества поднялась на уровень мировых стандартов.

В процессе строительства «Севмаш» приобрел бесценный опыт по изготовлению уникальных конструкций, подготовил сотни специалистов,

разработал и освоил десятки новых технологий, ранее не применявшихся в России:

- освоены новые системы проектирования, в том числе 3D и с использованием удаленного доступа, часть проектирования выполнялась в Лондоне, Санкт-Петербурге и Северодвинске;

- проведена масштабная реконструкция производства, в том числе корпусообработывающего цеха, наливного бассейна, выполнено дноуглубление акватории и выводного канала, берегоукрепление;

- модернизировано сварочное производство, разработаны и согласованы новые сварочные процедуры, гармонизированные с требованиями ASTM, обучены и аттестованы сварщики до 1500 человек;

- внедрены в производство новые хладостойкие стали, разработанные ЦНИИ КМ «Прометей», корпусообработывающий цех обеспечил обработку до 4500 т металла в месяц;

- внедрены новые сварочные материалы: порошковые проволоки, повысившие производительность труда сварщиков;

- выполнена стыковка и сварка крупногабаритных конструкций на плаву (произведена стыковка суперблоков МЛСП «Приразломная» длиной 126 м, высотой 24,3 м, длина сварных швов на одном стыке между суперблоками – 4,5 км). Применена подводная сварка устройства герметизации стыка – технология, позволяющая собирать на плаву конструкции неограниченных габаритов;

- выполнены уникальные перегрузочные операции: накатка верхнего строения весом около 15 тыс. т, вспомогательного модуля – около 2 тыс. т, погрузка жилого модуля двумя частями ~ 1000 т каждый;

- выполнены уникальные морские операции по буксировке сверхтяжелых объектов из Северодвинска в Мурманск, вес платформы – 110 тыс. т, из Мурманска на месторождение – 230 тыс. т, в буксировочных операциях задействованы суда только под российским флагом;

- в короткий срок подготовлена новая площадка для достройки платформы на «35 СРЗ» в г. Мурманске, обеспечившая в течение года размещение персонала, в том числе инженерных служб, складов, производство достроечных работ и проведение бетонирования. Организована онлайн связь с ОАО «ПО «Севмаш», обеспечившая прямой обмен информацией между площадками в Северодвинске и Мурманске;

- организовано управление десятками субподрядчиков, принимавших участие в проекте, в том числе иностранных;

- в кратчайшие сроки, за полтора месяца, выполнено бетонирование платформы, уложено 122 тыс. т специального бетона;

- организована логистическая схема, обеспечившая работы по достройке и испытаниям систем платформы на арктическом шельфе в Печорском море, включающая доставку персонала, топлива и грузов воздушным и морским транспортом из Мурманска, Архангельска, Северодвинска в п. Варандей и на платформу.

Приобретенный опыт и навыки строительства платформы, выполненная модернизация действующих производств, наличие квалифицированных кадров и производственных мощностей гарантированно позволяют обеспечивать строительство на АО «ПО «Севмаш» крупных нефтегазовых комплексов для освоения континентального шельфа России.

«Росшельф» – «Газпром» – платформа «Приразломная». Вехи истории проекта «Росшельф», 1991–1995 гг.

*Е.П. Велихов, В.П. Кузнецов (НИЦ «Курчатовский институт»),
В.В. Бородин (АО «ПО «Севмаш»)*

История создания и деятельности «Росшельфа» – пример эффективного сотрудничества науки, судостроительной и нефтегазовой промышленности страны в решении задач освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа России.

Знаковые события и процессы в истории «Росшельфа»:

1991 г.:

- Инициатива оборонного судостроения по «Росшельфу».

1992 г.:

- поддержка Инициативы президентом России;
- вхождение «Газпрома» в инициативную группу;
- распоряжение Правительства по «Росшельфу»;
- учредительное собрание ЗАО «Росшельф»;
- выполнение и экспертиза ТЭР по освоению ШГКМ и ПНМ с опорой на отечественную промышленность;
- попытки контактов «Росшельфа» и СП «Арктическая звезда»;
- передача «Газпрому» контрольного пакета акций;
- указ президента России о выдаче лицензий «Росшельфу»;
- ратификация ВС РФ указа президента России;
- самороспуск международного СП «Арктическая звезда».

1993 г.:

- выдача «Росшельфу» лицензий на ШГКМ и ПНМ;
- попытка рейдерского захвата «Росшельфа»;
- начало проектирования МЛСП «Приразломная» в «Рубине».

1993–1994 гг.:

- реконструкция «Севмаша» на средства «Газпрома»;
- разработка «Рубином» концептуального проекта МЛСП;
- неплатежи и привлечение новых инвесторов.

1994 г.:

- соглашение о сотрудничестве РНЦ КИ и «Газпрома»;
- разработка программы освоения арктического шельфа.

1995 г.:

- выбор проекта и начало строительства МЛСП «Приразломная» на «Севмаше».

Становление «Росшельфа» сопровождалось возникновением сложных и неблагоприятных обстоятельств, которые преодолевались в условиях позитивного взаимодействия и взаимной поддержки триумvirатом Курчатовский институт – «Газпром» – «Севмаш».

Атмосфера содружества и взаимная поддержка триумvirата сопровождали ход строительства и вводу в действие МЛСП «Приразломная» в 1996–2013 гг.

Реализация Приразломного проекта в условиях 1990–2000 гг. – подвиг «Газпрома», «Севмаша» и Курчатовского института.

Кириновое газоконденсатное месторождение: энергия шельфа

В.А. Кроха

(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Освоение нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе РФ отнесено к числу важнейших государственных задач. Шельфовые проекты дорогостоящи и технологически сложны. Для их реализации необходимы высокотехнологичное производство, современная наука и новые технологии, высококвалифицированный персонал. Особое внимание уделяется развитию сырьевой базы дальневосточных регионов и в первую очередь сахалинскому шельфу. Впервые в истории отечественной газовой промышленности для разработки месторождения на континентальном шельфе России создан подводный добычный комплекс. Сахалинский шельф отличается тяжелыми гидрометеорологическими, инженерно-геологическими условиями, 9-балльной интенсивностью землетрясений по шкале MSK и большими глубинами моря. В этих сложных природных условиях подводные технологии освоения для большинства месторождений станут безальтернативными. На примере освоения Кириновского газоконденсатного месторождения получен опыт строительства, подводного заканчивания скважин, эксплуатации подводного добычного комплекса и выделены основные функциональные области, охватывающие все стадии разработки и обустройства морских месторождений шельфа Сахалина.

К основным функциональным областям относятся: характеристики окружающей среды; воздействие льда на технологические сооружения; строительство скважин; подводное обустройство; эксплуатация; логистика, инфраструктура, снабжение; защита окружающей среды. Для реализации проекта освоения Кириновского блока с учетом слабой изученности геологического объекта используются современные мировые технологии наклонно-направленного бурения, аппаратура телеметрического сопровождения (MWD) и модификации приборов измерения каротажа (LWD).

Принимая во внимание международную практику и опыт освоения месторождений углеводородов дочерними предприятиями ПАО «Газпром», при строительстве и эксплуатации объектов Кириновского месторождения используются передовые технологии, позволяющие минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду. Успешная реализация проекта с учетом этих факторов отражает лидирующие позиции компаний Группы Газпром в глобальном энергетическом бизнесе.

ООО «Газпром флот» – четверть века на континентальном шельфе РФ

Ю.В. Шамалов (ООО «Газпром флот»)

ООО «Газпром флот» в 2019 г. отмечает свой юбилей – 25 лет со дня основания компании, созданной в 1994 г. с целью осуществления единой политики в области освоения газовых и нефтяных месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации. Сейчас это специализированное 100 %-ное дочернее общество ПАО «Газпром», располагающее собственными плавучими буровыми установками и вспомогательным флотом.

Основными направлениями деятельности компании являются строительство скважин всех назначений на шельфе Российской Федерации, строительство и эксплуатация плавтехсредств для освоения морских месторождений, развитие и эксплуатация береговых баз обеспечения и портовой инфраструктуры, оперирование флотом и его коммерческая эксплуатация.

С 1994 г. компанией открыто 9 морских месторождений, успешно построено в полном объеме 60 скважин суммарной проходкой 155 тыс. м на шельфе морей Арктики, Балтики, Азовского и Дальнего Востока, в том числе 7 эксплуатационных на Киринском ГКМ в Охотском море (Р5, Р6, Р4-бис, Р1, Р2, Р7, Р3).

В рамках текущей производственной деятельности и для развития новых направлений компания осуществляет эксплуатацию плавучих буровых установок (ППБУ, СПБУ, ПБК), эксплуатацию судов различного назначения (ТБС, ТЗ, КС, ПС, НИС, МФЛС), строительство судов снабжения ледокольного класса.

Распоряжениями ПАО «Газпром» ООО «Газпром флот» назначено эксплуатирующей организацией КМТУС и ПРГУ.

Основным районом деятельности Общества до 2000 г. являлось Баренцево море (юго-восточная часть Баренцева моря – Печорское море), с 2001 по 2011 г. – Обская и Тазовская губы, а также приямальский шельф Карского моря.

Строительство скважин на шельфе о. Сахалин ООО «Газпром флот» выполняет с 2009 г. в рамках реализации Восточной газовой программы.

В 2012 г. Общество приступило к строительству эксплуатационных скважин на Киринском ГКМ, при этом в рамках данного проекта в 2012–2017 гг. впервые на российском шельфе были осуществлены спуски и монтажные работы на устьях эксплуатационных скважин горизонтальных добычных подводных фонтанных арматур.

В 2018 г. Общество приступило к строительству эксплуатационных скважин на Южно-Кирином месторождении.

Строительство эксплуатационных скважин производится ППБУ с применением современных технологий бурения, используя мировой опыт.

В текущем году Общество предоставило услуги по бурению поисково-оценочной скважины № 1 Нярмейского лицензионного участка на шельфе Карского моря для ООО «Газпром геологоразведка» с привлечением СПБУ «Арктическая» и № ПО1 Северо-Обского лицензионного участка в Обской губе ООО «Арктик СПГ 3» с привлечением СПБУ «Амазон».

За четверть века компания накопила значительный опыт работы с плавучими буровыми установками (а также судами различного назначения) в суровых климатических условиях, при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин на шельфе, который может быть успешно применен как в приоритетных шельфовых проектах ПАО «Газпром», так и в других шельфовых проектах.

Опыт ЦКБ «Коралл» по созданию технических средств для работы на шельфе и перспективные предложения

А.А. Алисейчик (АО «ЦКБ «Коралл»)

ЦКБ «Коралл» занимается работами по проектированию объектов для освоения континентального шельфа России с 1970 г. За это время были спроектированы и построены на отечественных судостроительных заводах следующие объекты:

- 89 плавучих кранов и крановых судов грузоподъемностью от 25 до 1600 т различного назначения, в том числе для строительства и обслуживания морских стационарных платформ;
- 13 самоподъемных плавучих буровых установок для глубин моря до 100 м и глубины бурения до 6500 м;
- 7 полупогружных плавучих буровых установок для глубин моря до 300 м и глубины бурения до 6000 м;
- 1 ледостойкий отгрузочный терминал для месторождения Варандей-море;
- 20 верхних строений морских стационарных платформ для бурения скважин глубиной от 4000 до 6500 м.

В настоящее время закончена разработка и ведется рассмотрение проектной документации ледостойкой стационарной платформы ЛСП «А» для месторождения Каменномысское-море. Закончена разработка проекта и ведется рабочее проектирование по обустройству месторождения Ракушечная на Каспийском море.

ЦКБ ведет разработку перспективных типов сооружений для работы на шельфе, в первую очередь в арктических условиях:

- плавучей базы комплексного обеспечения буровых работ;
- ледостойкой буровой установки для работы на мелководье;
- ледостойкой плавучей буровой установки для больших глубин и др.

О готовности предприятий Северодвинска к реализации арктических нефтегазовых проектов

В.В. Бородин (АО «ПО «Севмаш»)

АО «ПО «Севмаш» имеет собственное проектно-конструкторское бюро (ПКБ «Севмаш») с высококвалифицированным инженерным персоналом, обеспечивающим разработку и выпуск рабочей конструкторской документации. ПКБ «Севмаш» работает в кооперации с различными проектными организациями и институтами – как отечественными (АО «ЦКБ МТ «Рубин», ФГУП НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ «КМ «Прометей», АО «СПМБ «Малахит», АО «ЦКБ «Коралл», АО «ЦТСС»), так и иностранными.

Начиная с 1995 г. АО «ПО «Севмаш» участвует в строительстве морских нефтегазовых сооружений. Предприятием освоены технологии изготовления стационарных платформ (МЛСП «Приразломная»), полупогружных (ППБУ «MOSS») и самоподъемных буровых установок (СПБУ «Арктическая»).

Обществом выполнена модернизация цехов, набережных, дноуглубление и подготовка акватории для выполнения морских операций при создании нефтегазовых платформ.

АО «ПО «Севмаш» освоены: сварка хладостойких сталей, подводная сварка, морские операции по накатке крупногабаритных конструкций на плаву и др.

АО «ПО «Севмаш» планирует строительство морских нефтегазовых сооружений крупноблочным методом и дальнейшую модернизацию производственных мощностей (расширение сборочно-сварочного производства, строительство новых окрасочных камер, нового транспортно-передаточного комплекса и др.).

Приобретенный опыт и навыки строительства платформы, выполненная модернизация действующих производств, наличие квалифицированных кадров и производственных мощностей гарантированно позволяют обеспечивать строительство на АО «ПО «Севмаш» крупных нефтегазовых комплексов для освоения континентального шельфа России.

АО «ПО «Севмаш» в кооперации с АО «ЦС «Звездочка» рассматривают изготовление ледостойкой стационарной платформы для Каменномысского месторождения. Проработка продемонстрировала целесообразность совместного изготовления конструкций, что позволяет оптимизировать сроки строительства, обеспечить равномерную загрузку предприятий и уменьшить риски, связанные с транспортировкой блоков.

Предприятия г. Северодвинска надеются на продолжение сотрудничества с ПАО «Газпром» в совместной работе по обустройству месторождений на арктическом шельфе России.

Волоконно-оптические измерительные технологии для поиска и освоения нефтегазовых месторождений на шельфе Арктики

*В.Д. Жеребцов, Н.Н. Болобонцев,
Н.П. Рыбаков (ФГУП ОКБ ОТ РАН),
В.С. Вовк (ООО «Газпром нефть шельф»),
А.А. Гафаров (ПАО «Газпром»)*

Применение волоконно-оптических измерительных систем (ВОИС) для геологоразведки и освоения морских нефтегазовых месторождений имеет значительные экономические, технические и экологические преимущества по сравнению с применяемыми более 60 лет геологоразведочными системами, основанными на электрическом принципе измерения (стандартные системы), что подтверждено за рубежом и в РФ.

Применение ВОИС для геологоразведки повышает разрешение пласта для морской геологоразведки до 3–4 м вместо 20–30 м на стандартной приемной системе, а для донных систем – до 2–3 м вместо 12–15 м, что позволяет проводить высококачественные исследования месторождений и уменьшить объем морских буровых работ.

При активизации нефтегазового пласта попутным газом, использовании 4D-сеймики, комплекса ГИС повышается коэффициент извлечения нефти и газоконденсата (КИН) до 50–70 % вместо 24–32 % с применением стандартных систем в РФ и за рубежом. Это дает, по данным Департамента энергетики США, триллионные прибыли при цене 20 долл. за баррель.

ВОИС начали интенсивно развиваться за рубежом в начале XXI в. для освоения шельфа с использованием конверсионных волоконно-оптических технологий. Предприятиями НАТО и зарубежными нефтегазовыми и другими компаниями в 2014 г. создан концерн «Фотоникс» для реализации ВОИС, 70 % продукции которого предназначено для поиска и освоения нефтегазовых месторождений. В связи с этим страны Северной Америки стали энергонезависимыми, так как КИН был увеличен до 50–60 % вместо 30–32 %, что дало значительный экономический эффект. В РФ КИН составляет 24–28 %.

Особенно эффективно применение ВОИС для поиска и освоения месторождений в сложных геологических структурах (под газовыми облаками, базальтом, в зонах вечной мерзлоты, газогидратов, под паковым льдом, в транзитной зоне), которые в РФ составляют до 45–48 % и не изучены, а также для доразведки разработанных нефтяных месторождений на шельфе и для изучения геодинамических характеристик при бурении поисковых скважин и освоении морских нефтегазовых месторождений. ВОИС крайне необходимо для исследования геодинамических процессов при освоении и поисковом бурении скважин для предотвращения аварий, подобных случившейся в 2010 г. в Мексиканском заливе у компании BP.

По данному направлению работ специалистами НИИМоргеофизика, СМНГ (г. Мурманск), ЦГЭ, МГГА, МГУ был получен в 2000 г. и выполнен международный грант. Авторами проекта получено 6 патентов на изобре-

тения. НИИМоргеофизика (единственный НИИ в РФ в области поисковой геологоразведки) в 2005 г. было расформировано. Работу по развитию ВОИС и источников сейсмических колебаний продолжило НПП ООО «АКВА».

Для геологоразведки нефти и газа всегда применяется активное зондирование, разрешенное экологами для применения на шельфе Арктики. В РФ это пневмоисточники сейсмических колебаний разработки НИИМоргеофизики и усовершенствованные ООО «АКВА» или зарубежные источники Bolt, Slewgun, которые запрещены с 2014 г. для поставки в РФ. В настоящее время пневмоисточники Пульс-6 выпускает ООО «Пульс» (г. Геленджик) по вывезенной документации НИИМоргеофизики, но они уступают новым разработкам авторов.

В предложенной работе ОКР «Аркшельф» ФГУП ОКБ ОТ РАН совместно с ООО «АКВА», ФГУП «ВНИИ Океангеологии им. Грамберга», ВНИИГАЗом в рамках решения комитетов Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию от 11.04.2017 и Экономическому развитию от 31.05.2018 рассматривается реализация многокомпонентной ВОИС с источником сейсмических колебаний для донных исследований шельфа, с возможностью применения для ВСП и для транзитных зон. В данной ОКР используются разработки ОКБ ОТ РАН для донного контроля и укладки придонных многокомпонентных стримеров.

Новый сейсмический источник «Пульс-15М» (Н.Н. Болобонцев) НПП «АКВА» по характеристикам не уступает источникам Bolt, Slewgun, выполнен на отечественных комплектующих. Рассмотрено применение, управление, формирование сейсмических колебаний на ВОИС для синхронизации группы источников, определения спектров излучения для более качественного решения прямой и обратной задач геологоразведки.

ОКР «Аркшельф» является продолжением выполненных НИР в 2012 г. НПП ООО «АКВА» по договору с концерном МПО «Гидроприбор» и согласован со специалистами ЦНИИ им. Крылова. Предполагаемая стоимость работ более чем в 20 раз меньше подобной зарубежной разработки.

Защита от коррозии наложенным током и коррозионный мониторинг шельфовых, причальных и морских сооружений

Д.Б. Захаров

(ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»)

Обеспечение требуемой эффективности ЭХЗ не является простой задачей, особенно на морских объектах, по причине специфики их расположения и эксплуатации. Неправильный подход к выбору метода и типу оборудования может приводить к большим экономическим потерям и катастрофическим последствиям. Для того чтобы действительно эффективно предотвращать процессы коррозии, необходимо применение точных и надежных средств электрохимической защиты, подкрепленные достоверной информацией о скорости коррозии и одновременно о параметрах коррозионной ситуации.

На сегодняшний день широко распространены два метода катодной защиты морских сооружений от коррозии – это протекторная защита и защита наложенным током.

Применение протекторной защиты практикуется на протяжении длительного времени, однако метод имеет ряд существенных недостатков:

- возможность пассивации гальванических анодов при некорректной оценке эксплуатации защищаемого объекта и состава морской среды;
- применение большого объема гальванических анодов, которые необходимо приваривать к защищаемым конструкциям, что приводит к высоким дополнительным нагрузкам на объект и высоким затратам на монтаж;
- труднодостижимые и дорогостоящие методы контроля остаточного ресурса гальванических анодов.

Метод катодной защиты морских сооружений наложенным током исключает данные недостатки применения гальванических анодов. Однако данная технология еще не так широко распространена в России, как за рубежом, где она успешно применяется уже более 30 лет. При этом на сегодняшний день в России технологии защиты морских объектов наложенным током уже получают все большее распространение. Это объекты ПАО «Газпром», «Транснефть», проекты «КТК», «Ямал-СПГ» и др.

ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» на протяжении нескольких лет развивает собственную линейку оборудования для защиты и коррозионного мониторинга морских сооружений, в том числе с учетом передового зарубежного опыта. Для обоснованного подбора систем катодной защиты наложенным током инженеры предприятия применяют инструменты математического моделирования и расчетного обоснования параметров таких систем.

Испытания геофизической аппаратуры отечественного производства

*Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, А.Г. Казанин, Е.С. Макаров,
С.П. Павлов, С.О. Базилевич (ОАО «МАГЭ»),
Я.И. Антонов (ООО «Газпромнефть-Сахалин»)*

В октябре–ноябре 2017 и 2018 гг. в юго-восточной части Баренцева моря (Печорское море) ОАО «МАГЭ» проводило испытания отечественного сейсмического оборудования в рамках Государственной программы Министерства промышленности и торговли РФ. Для испытаний были представлены образцы геофизической аппаратуры, изготовленной в соответствии с государственными контрактами, заключенными с ведущими российскими научно-техническими предприятиями: АО «Концерн «ОКЕАНПРИБОР», «Си Технолоджи Инструмент», «ПУЛЬС», АО «Акустический институт имени Н.Н. Андреева», АО НПП «АМЭ», Институт океанологии имени П.П. Ширшова РАН. В рамках испытаний тестировались:

- буксируемая геленаполненная сейсмическая коса, регистрирующий комплекс и комплект пневмоисточников различных объемов;
- система позиционирования и управления буксируемыми сейсмокосами;
- автономные донные четырехкомпонентные станции;
- система акустического позиционирования донных станций.
- автономная четырехкомпонентная донная сейсмокоса.

ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» была привлечена в качестве экспертной организации, чей научно-технический потенциал и профессиональный опыт позволяет помочь разработать конструкторскую и технологическую документацию, определить оптимальные эксплуатационные характеристики, определить программу натурных испытаний и провести испытания опытного образца отечественного морского сейсморазведочного регистрирующего комплекса в реальных условиях арктического шельфа.

Заложена основная промышленная база серийного изготовления отечественной продукции.

Температурно-скоростные факторы в анализе прочности, ресурса и безопасности объектов шельфа Арктики

Н.А. Махутов

*(Рабочая группа при президенте РАН
по анализу риска и проблем безопасности)*

В 50–60-е гг. XX в. началось интенсивное освоение Сибири и Севера нашей страны и создание техники северного исполнения с заданными параметрами прочности и хладостойкости. Отмечаемое на конференции сорокалетие освоения природных ресурсов нефти и газа российского шельфа Арктики и Дальнего Востока с новых позиций поставило задачу обеспечения ресурса, техногенной, экологической и экономической безопасности создаваемых и эксплуатируемых инфраструктур с учетом важнейших природно-климатических факторов (экстремально низкие температуры, сейсмичность, ледовые нагрузки).

Научной основой решения этих задач стали фундаментальные академические исследования процессов и закономерностей низкотемпературного, высокоскоростного, циклического, динамического и длительного деформирования, повреждения и разрушения. Определяющие уравнения и их основные параметры для описания этих процессов и закономерностей включали экспоненциальные зависимости базовых характеристик прочности и пластичности от температур эксплуатации, степенные зависимости от скоростей, чисел циклов и времени нагружения. Специалистами академической науки и нефтегазового комплекса кинетические характеристики прочности и пластичности были введены в уравнения для расчетно-экспериментального определения силовых, деформационных и энергетических критериев ресурса, живучести и безопасности. В настоящее время это создает возможности научной и методической поддержки и научного обоснования путей реализации государственной политики в области промышленной и национальной безопасности, утвержденной указом президента Российской Федерации от 31.12.2015 № 683, от 01.12.2016 № 642 и от 06.05.2018 № 198, с использованием материалов многотомной серии «Безопасность России».

В докладе изложены результаты выполненных научных исследований и практических разработок.

СЕКЦИЯ «А» ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Концепция освоения шельфа Российской Арктики требует пересмотра

*Ю.П. Ампилов (МГУ имени М.В. Ломоносова),
М.Н. Мансуров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В недрах шельфа содержится несметное количество ресурсов углеводородного сырья, и это никем не ставится под сомнение. Но себестоимость морской добычи в мире даже в давно освоенных районах заметно выше традиционной добычи на суше. Сейчас, когда сверхдоходы в нефтяной отрасли навсегда ушли в прошлое, эти вопросы вышли на первый план. К примеру, затраты на разведку новых месторождений на шельфе зарубежных стран сократились более чем в четыре раза за последние четыре года и пока весьма далеки от восстановления, несмотря на возобновившийся умеренный рост цен на нефть. В этих условиях целесообразно сосредоточить усилия на разведке и освоении месторождений в зонах, примыкающих к районам нефтегазодобычи с развитой инфраструктурой, как по экономическим, так и технологическим и экологическим причинам (транзитные и прибрежные зоны, незамерзающие акватории и т.п.).

Кроме того, для Арктического региона следует всерьез рассматривать и прорабатывать другие направления развития, не основанные на добыче углеводородного сырья, и такие возможности есть. Во многих случаях это будет более выгодно, чем запредельные по себестоимости нефть и газ с неясными рынками сбыта в условиях возрастающей и все более жесткой конкуренции за покупателя на мировых рынках.

Оставаясь в плену неизменных традиционных представлений, Россия рискует оказаться в числе технологически отсталых стран, потратив при этом большие силы и средства на малоперспективные и дорогостоящие проекты. Поэтому общая концепция освоения Российской Арктики должна быть кардинально пересмотрена с учетом новых реалий.

Ресурсы и поиски углеводородов в породах мела и юры Ямало-Карского региона Западной Сибири

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

Изучение и освоение углеводородного, в том числе газового, потенциала недр Западно-Сибирского мегабассейна и одноименной мегапровинции продолжается уже более 70 лет. К 2018 г. обнаружено 912 месторождений углеводородов (УВ), преимущественно нефтяных, а также типа НГК/ГКН. Газосодержащих насчитывается 260, однако по величине начальных и тем более извлекаемых запасов лидируют газосодержащие (Большой Уренгой, Ямбургское, Бованенковское и др.).

По данным Государственного баланса на 01.01.2017, в Ямальской области (суша) было открыто 26 месторождений УВ: типа Г и ГК – 19, ГКН и НГК – 7; с начальными открытыми запасами свободного газа (СГ) – 12,8 трлн м³, жидких УВ (нефть+конденсат) – менее 1 млрд т (геол.). Современная структурно-буровая изученность Ямала по меловым горизонтам превышает 65 %, по средней юре – 60 %: все сколько-нибудь крупные положительные структуры разбурены 2–5 и большим числом глубоких скважин. Это значит, что начальные ресурсы СГ недр Ямала вряд ли превышают 17–18 трлн м³.

На шельфе Карского моря (Южно-Карская область – ЮКО), включая Обскую и Тазовскую губы, открыто 17 месторождений: 6 ГКМ – на шельфе, 11 – типа суша/море. Начальные запасы СГ шельфовых месторождений составляют 3,4 трлн м³ и кроме того запасы кат. С₂ – 2,5 трлн м³.

В Ямальском ареале суши и шельфа насчитываются 30 месторождений с открытыми запасами СГ. Скопления и запасы нефти на шельфе отсутствуют, если не считать месторождение «Победа» с неподтвержденными испытанием скоплениями УВ. Добыча газа производится на одном, уникальном Бованенковском ГКМ (из аптских залежей), нефти – на Новопортовском (из валанжинских залежей).

Проблемами геологического строения, газонефтеносности, ресурсов и поисков месторождений углеводородов в Ямало-Карском регионе (ЯКР) занимались А.М. Брехунцов, В.Д. Копеев, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.А. Фомичев и др., результаты их исследований опубликованы. Согласно официальным оценкам начальные потенциальные ресурсы (НПР) газа Ямала оценивались в диапазоне 20,8–28,8 трлн м³ (вместе с Обской губой), ЮКО – от 35,7 трлн м³ (2002 г.) до 34,6 трлн м³ (2009 г.), нефти 2,0–2,1 млрд т (извлек.).

По последним многовариантным расчетам автора НПР газа региона оцениваются в диапазоне от 36 до 40 трлн м³, жидких УВ – 2,6–4,2/1,2–1,4 млрд т (геол./извлек.). Общее число предполагаемых в недрах ЯКР месторождений УВ оценивается в 100–110 (на суше – 45 и на шельфе – до 55) в диапазоне крупности от 0,3 млн т у.т. до 4,5 млрд т у.т., при этом на суше все месторождения крупнее 100 млн т у.т. с высокой вероятностью уже открыты. На шельфе возможны сверхгигантские газосодержащие месторождения (от 1,0 до 2,5 трлн м³ каждое, вряд ли более).

В докладе рассмотрена рациональная схема изучения и освоения газового потенциала региона до 2030 г. и в последующее десятилетие с учетом оптимизации поисково-разведочных работ (поиск только крупных поднятий на приамальском шельфе путем бурения двух, максимум трех поисковых скважин на неоком и др.). Оценены вероятные приросты разведанных запасов УВ.

Ресурсы углеводородов шельфа дальневосточных морей и результаты их освоения

*А.Д. Дзюбло, А.Е. Сторожева
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
И.Г. Агаджанянц (ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Геолого-геофизическая изученность недр шельфа морей Дальнего Востока (Охотского, Берингова и Японского) в настоящее время неравнозначна. Основные результаты морских нефтегазопроисловых работ достигнуты в Охотском море, где состоялись открытия крупных нефтегазоконденсатных месторождений как в советский период, так и в последние годы. За последнее время (2014–2018 гг.) за счет средств государственного бюджета проведены комплексные геофизические работы в акватории Берингова моря (Командорско-Алеутский бассейн, Хатьтско-Анадырьский бассейн), прикамчатского шельфа (подводная окраина Восточной Камчатки), Курильских островов.

Доказана промышленная нефтегазоносность Северо-Охотского бассейна, где не только выявлены, но и успешно эксплуатируются по проектам «Сахалин-1, -2, -3» Одоптинское, Чайвинское, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириное месторождения. Основные российские недропользователи в регионе – ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть», зарубежные – ExxonMobil, Shell, Mitsui и Mitsubishi. По итогам 2017 г. на шельфе Сахалина добыто 16,5 млн т нефти и газового конденсата и 30 млрд м³ газа.

В результате геологоразведочных работ ПАО «Газпром» в последние годы в Кирином перспективном участке открыты уникальное нефтегазоконденсатное Южно-Кириное и газоконденсатные Мынгинское и Южно-Лунское месторождения. В 2017 г. на Аяшском участке недр ПАО «Газпром нефть» открыто крупное месторождение нефти «Нептун».

Широкомасштабные поисковые работы продолжаются на примыгаданском шельфе: Магадан-1, -2, -3 и Лисянский лицензионные участки, где в 2016 г. ПАО «НК «Роснефть» совместно с норвежской компанией Statoil пробурили скважины Дукцинская-1 (2610 м) и Ульбериканская-1 (1947,8 м).

В Беринговом море глубокое бурение на шельфе проводилось в Аныдырской впадине, но залежей нефти и газа не установлено.

В северной части континентального шельфа Японского моря в акватории Татарского пролива на Центрально-Татарском участке недр ПАО «НК «Роснефть» приступило к геофизическим работам.

Потенциал углеводородного шельфа окраинных морей Сибирской платформы

*А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Н.А. Шабалин
(ИПНГ РАН)*

Интерес нефтегазовых компаний к Арктическому региону возрастает с каждым годом, несмотря на труднодоступность к местам проведения геологоразведочных работ (ГРР) и удаленность от рынков сбыта добываемых углеводородов. Сибирская платформа характеризуется крупной концентрацией ресурсов нефти и газа. Нефтематеринские толщи в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции приурочены к рифейским, вендским, нижне-, среднекембрийским отложениям, в которых открыты крупные месторождения нефти и газа. Большой нефтегазовый потенциал – первый и главный фактор привлечения потенциальных инвесторов. Важной задачей в этом направлении является геолого-геофизическое обоснование наличия и размещения углеводородного потенциала в слабоизученных регионах.

Анализ и систематизация результатов ранее выполненных ГРР в конкретном регионе способствуют выделению и актуализации площадей для последующего геологического изучения. Работы в данном направлении выполнялись с 2012 по 2018 гг. в Аналитическом центре научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли ИПНГ РАН. В качестве исходных данных использовались находящиеся в фондах отчеты производственных организаций за период 1927–2018 гг. Результаты анализа геолого-геофизических данных показывают высокие перспективы поисков нефти и газа на территории Анабаро-Хатангской и Анабар-Ленской нефтегазоносной области в Анабаро-Ленской краевой системе. Большой поисковый интерес вызывают не вскрытые бурением глубоко залегающие рифей-среднепалеозойские отложения. Согласно данным Геологической службы США, недра арктических зон пяти прибрежных государств – США, Канады, России, Дании и Норвегии – содержат не менее 525 млрд ВВОЕ (баррелей нефтяного эквивалента). Недра арктической зоны России содержат 315,4 млрд ВВОЕ, в том числе в арктической зоне Сибирской платформы 93,9 млрд ВВОЕ.

Концептуальные подходы к проведению поисково-оценочных работ на неокомские и юрские отложения в пределах шельфа Карского моря с учетом их геологического строения на Ямале

*В.В. Огибенин, А.Ф. Огнев, М.Ю. Куприянов
(ООО «Газпром геологоразведка»)*

Уникальные и крупные по запасам газа месторождения на Ямале открыты в советский период и подготовлены к освоению в текущем столетии. На приямальском шельфе, где ПАО «Газпром» получены лицензионные участки (ЛУ) в 2013 г. и проведены по ним сейсморазведочные работы МОГТ 3D, закартированы перспективные объекты, помимо сеноман-альб-аптских отложений, в неокомском и юрском нефтегазоносных комплексах (НГК). Последние имеют более сложное геологическое строение, подтвержденное на месторождениях Ямала. Объекты неокома и юры на шельфе не вскрыты бурением, залегают на глубинах свыше 2,5 км, что затрудняет их изучение за один короткий сезон открытой воды (3 мес.) в Карском море.

С целью подтверждения перспектив нефтегазоносности неокомских и юрских отложений планируется: разработка зональных 3D-сейсмогеологических и геомеханических моделей строения неокомского и юрского НГК на лицензионных участках приямальского шельфа и западной части площадей и месторождений Ямала; выбор первоочередных участков для проведения поисково-оценочных работ на глубокие горизонты на основе кластерного анализа и геодинамического подхода; разработка технологий вскрытия и испытания перспективных объектов в открытом и обсаженном стволе поисково-оценочных скважин, обеспечивающих изучение объектов на глубинах до 3 км за один сезон открытой воды (3 мес.); оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов неокомских и юрских отложений с учетом результатов глубокого бурения.

Первоочередными объектами для геологического изучения неокомских и юрских отложений являются участки недр в пределах Русановского (Русановский, Ленинградский и Невский ЛУ) и Скуратовского (Нярмейский, Скуратовский и Белоостровский ЛУ) мегавалов, где на сегодняшний день начаты работы по созданию, обработке и интерпретации единого суперкуба с разработкой общих сейсмогеологических моделей строения перспективных объектов с учетом их увязки с залежами Крузенштернского, Харасавэйского и Малыгинского месторождений Ямала с последующей разработкой зональных проектов поиска залежей УВ в неокомских и юрских отложениях.

Построение единой модели расчленения целевого разреза дагинского горизонта и особенности его осадконакопления в пределах Киринского блока

*В.И. Шегай (ООО «ПетроТрейс»),
Я.И. Штейн (ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»),
С.В. Зиновкин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Е.А. Зимовец (ООО «НОВА технолоджиз»)*

В пределах Киринского блока северо-восточного шельфа о. Сахалин в разные годы открыто пять газо- и нефтегазоконденсатных месторождений. Каждое из них изучалось как самостоятельный объект, что затронуло, в том числе, индексацию продуктивных пластов дагинского горизонта. Вместе с достаточно сильной литолого-фациальной изменчивостью этих отложений это привело к значительным расхождениям в модели расчленения целевого разреза по площади и, как следствие, к погрешностям при исследовании истории развития исследуемого участка шельфа.

Реализация поставленной задачи базируется на обобщении и углубленном изучении всех данных материалов современной 3D-сейсморазведки и их анализе в комплексе с результатами бурения.

В ходе работ выполнена детальная корреляция дагинского осадочного разреза на акватории Киринского участка, где он представляет собой мощный ритмично построенный комплекс, сложенный ритмами разных порядков. Циклические изменения относительного уровня моря обусловлены совместным влиянием одновременно происходивших процессов, таких как эвстатические колебания, тектонические движения и динамика поступления осадочного материала.

Прослежены закономерности латеральной изменчивости геологического строения и свойств продуктивного осадочного комплекса, включая зону резкого сокращения мощности песчаных тел в центральной части изучаемой площади и зону литологического замещения на внешней границе распространения прибрежно-морских мелководных отложений.

Установление особенностей строения зоны литологического замещения позволило сделать ряд основополагающих выводов, обосновывающих морфологию и строение внешних границ зон газонасыщения на разведываемых месторождениях.

По результатам проведенных исследований впервые составлены палеофациальные схемы основных седиментационных циклов дагинского горизонта, к которым приурочены продуктивные и перспективные горизонты Дагинского нефтегазоносного района.

Результаты поисково-разведочных работ и перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи на шельфе морей России в XXI веке

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

Приведены современные результаты поисково-разведочных работ (ПРР), текущее состояние ресурсов и запасов углеводородов (УВ) на шельфе морей России. Показано, что, несмотря на ускоряющееся развитие технологий использования альтернативных источников энергии, в мире в настоящее время наблюдается рост потребности в УВ-сырье и сохраняется необходимость в расширенном восполнении его запасов. В этой связи обоснованы новые перспективные направления газонефтепоисковых работ, основными регионами которых будут являться акватории Баренцева, Карского и Охотского морей. Сделан вывод, что в России расширенное восполнение запасов газа, конденсата и нефти осуществимо в течение следующих десятилетий (на протяжении 2020–2060-х гг.). Отмечается, что в настоящее время получает развитие тенденция освоения лицензионных участков ПАО «Газпром» с созданием крупных многофункциональных центров газо- и нефтедобычи, а в их границах – своеобразных кластеров, в рамках которых будут продолжены не только ПРР, но и получают развитие нефтегазоперерабатывающие мощности, направленные на сокращение сроков ввода в разработку разведанных запасов газа и жидких УВ. Главнейшими газонефтеперспективными регионами, способными поддержать расширенное восполнение запасов и необходимых уровней газодобычи в России в XXI в., будут являться Южно-Карский и Баренцевский нефтегазоносные бассейны, совместный текущий потенциал газовых ресурсов которых составляет около 80 трлн м³. На Дальнем Востоке России главными районами газо- и нефтедобычи с возможностью продолжения расширенного восполнения запасов УВ остается сахалинский шельф Охотского моря с последующим вовлечением в освоение ресурсов газа Японского, Берингова и восточно-арктических (Чукотского, Восточно-Сибирского) морей и моря Лаптевых. В южных регионах России высокую эффективность ПРР и расширенное восполнение ресурсной базы газонефтедобычи в ближайшие десятилетия способны обеспечить шельфы Каспийского, Азовского и отдельные районы Черного морей.

Станция широкополосная донная магнитотеллурическая для переходной зоны

*М.Ю. Титоров (ООО «НТЦ «Геомеханика»),
Е.А. Копытенко (СПБФ ИЗМИРАН),
Б.В. Самсонов (ООО «ВЕГА»)*

Совместными усилиями компаний «Геомеханика» и «ВЕГА» разработан малоуглубинная донная МТ-АМТ станция для переходной зоны (в рамках государственной программы развития техники для освоения шельфовых месторождений, шифр «Селекция-2»). При создании станции был аккумулирован многолетний опыт разработки компанией «ВЕГА» оборудования для электроразведки с использованием естественных низкочастотных электромагнитных полей.

Отличительной особенностью оборудования является наличие поверхностного плавающего буя, оборудованного GPS-приемником и Wi-Fi-точкой доступа, связанными с донным модулем герметичным кабелем, а также использование индукционных датчиков серии IMS российского производства, имеющих метрологический сертификат.

Применяемая архитектура построения конструкции станции позволяет использовать ее на мелководных акваториях практически при таких же режимах съемки, как и на поверхности Земли, в том числе и с использованием технологии Remote reference. Основные параметры станции:

- максимальная глубина использования – 50 м;
- диапазон измеряемых частот – от 0,001 до 2000 Гц;
- автономность работы – 24 ч;
- электрические линии с неполяризуемыми электродами.

Область применения – морская электроразведка методом магнитотеллурического зондирования, магнитотеллурического профилирования в так называемых переходных шельфовых зонах морей, озер, дельт рек. В комплексе с наземной станцией VMTU-10 возможно проведение непрерывного МТ-профилирования суша – мелководная акватория.

Наиболее востребовано использование станции в нефтяной и газовой отраслях как для разведки непосредственно полезных ископаемых, так и для инженерной электроразведки с целью выявления особенностей строения донных отложений прибрежных акваторий перед возведением портовых и промысловых сооружений.

Приводятся примеры обработки МТ-зондирований.

Оценка прочностных и упругих свойств горных пород дагинского горизонта шельфа Сахалина

В.С. Жуков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

При освоении месторождений сахалинского шельфа актуальной задачей является необходимость оценки деформационно-прочностных свойств горных пород, величины которых необходимо знать как при строительстве скважин, так и при разработке месторождений углеводородов.

Объектом исследований при определении упругих параметров и прочности на сжатие и растяжение были сухие цилиндрические образцы песчаника с пористостью от 10 до 26,5 %, изготовленные из керна дагинского горизонта пермского возраста, отобранного из скважин, пробуренных на восточном шельфе Сахалина. Определения пределов прочности на сжатие и растяжение, модуля Юнга (упругости), коэффициента Пуассона и паспортов прочности образцов горных пород проводились в соответствии с ГОСТами.

Выявлена прямолинейная зависимость предела прочности на сжатие от пористости образцов, которую можно рекомендовать для оценки величины прочности в зависимости от пористости образцов. Зависимость предела прочности на сжатие от скорости продольной волны также оказалась информативной и позволила получить оценку величины прочности в зависимости от скорости продольной волны. В то же время сопоставление предела прочности на растяжение и пористости исследованных образцов не позволило получить приемлемой зависимости между этими параметрами.

По результатам испытаний образцов горных пород было построено несколько диаграмм с кругами Мора: по минимальным и максимальным величинам и по средним значениям пределов прочности на сжатие и растяжение. Огибающие круги Мора позволяют для каждой точки, лежащей на них, оценить значения нормальных и касательных напряжений при переходе от упругого к пластичному деформированию и рассчитать сцепление и угол разрушения. Оценка по средним величинам прочности для диапазона сжимающих напряжений 40–50 МПа показала, что угол внутреннего трения равен $6,8^\circ$, а сцепление – 17,77 МПа.

Стандартные исследования прочностных и упругих свойств сухих образцов песчаника дагинского горизонта в атмосферных условиях дали оценки средних величин: прочность на сжатие – 27,2 МПа; прочность на растяжение – 5,77 МПа; модуль Юнга (статический/динамический) – 6,13/6,37 ГПа; коэффициент Пуассона (статический/динамический) – 0,225/0,237; сцепление (когезия) – 7,00 МПа; угол разрушения (внутреннего трения) – $36,3^\circ$.

Особенности геологического сопровождения строительства газоконденсатных эксплуатационных скважин на Киринском и Южно-Киринском месторождениях

Н.А. Ершов (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Согласно стратегии ПАО «Газпром» по выходу на континентальный шельф России первыми объектами добычи углеводородного сырья с использованием подводного добычного комплекса являются Киринское и Южно-Киринское месторождения (входящие в проект «Сахалин-3»).

При строительстве фонда газоконденсатных эксплуатационных наклонно направленных скважин на континентальном шельфе используется передовой опыт геолого-геофизического сопровождения технически сложных и уникальных работ с учетом технологических особенностей строительства морских скважин с ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние».

Одной из основных геологических задач при освоении морских месторождений является выполнение комплекса работ по геонавигации при посадке башмака эксплуатационной колонны над кровлей пласта-коллектора и проводке скважины в продуктивном пласте-коллекторе.

Применение передовых технологий измерений и каротажа в процессе бурения (MWD/LWD) для каждой секции строительства скважин (начиная с пилотного ствола) является обоснованным в связи с технологическими и логистическими ограничениями при строительстве скважин на шельфовых проектах и позволяет реализовать поставленные геологические и технологические задачи.

В работе описывается опыт использования современных технологий в области геофизических исследований при строительстве газоконденсатных эксплуатационных скважин на Киринском и Южно-Киринском месторождениях в условиях геологических неопределенностей и низкой степени изученности поисково-разведочным бурением.

Микросейсмическая инфразвуковая нефтегазоразведка в условиях Арктики

*А.Н. Гульков, А.Ф. Лукин
(Дальневосточный федеральный университет),
Ю.В. Сиротинский (ИФХЭ им. А.Н. Фрумкина РАН),
А.Е. Сунцов (НТК «АНЧАР»)*

Эффективное освоение ресурсов нефти и газа на российском шельфе Арктики и дальневосточных морей с каждым годом становится все более актуальным. Однако использование классических методов геофизических исследований морских месторождений и нефтегазоразведки осложняется наличием ледового покрова, природно-климатическими условиями, требованиями технологической и экологической безопасности. Все эти факторы ведут к увеличению себестоимости и сроков выполнения работ.

Авторами разработана технология нового применения микросейсмической инфразвуковой нефтегазоразведки «АНЧАР» с использованием автономных необитаемых подводных аппаратов (АНПА). Технология предусматривает доставку с помощью АНПА и установку на дне группы микросейсмических станций в расчетных точках акватории с заданными координатами. За счет применения синхронной записи сигналов обеспечиваются возможности не только временного, но и пространственного анализа данных двумерной приемной антенной решетки. Это упрощает комплексирование полученных результатов с данными 3D-сейсмо-разведки, увеличивает чувствительность системы и ее помехоустойчивость. После завершения цикла записи АНПА обнаруживает и перемещает микросейсмические станции на новые участки либо доставляет их из-под льда на поверхность для зарядки батарей.

Применение возможностей АНПА вместе с хорошо себя зарекомендовавшими методами и технологиями прямого прогноза углеводородов «АНЧАР» сокращают не только себестоимость нефтегазоразведки, но и время проведения работ в ледовых условиях шельфа Арктики и дальневосточных морей.

Перспективы открытия скоплений углеводородов в верхнеюрско-нижнемеловых клиноформных толщах баренцево-карского шельфа

*А.В. Мордасова, А.А. Сулова, А.В. Ступакова, Р.М. Гилаев,
Д.К. Ершова (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

В нижнемеловых отложениях западной части баренцевоморского шельфа открыты скопления нефти и газа, а в неокомских клиноформных толщах Западной Сибири – уникальные нефтяные месторождения. Однако геологическое строение и предпосылки для нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений баренцево-карского шельфа по-прежнему остаются неизученными.

На основе анализа и интерпретации сети региональных сейсмических профилей, данных по скважинам, пробуренным в акватории Баренцева и Карского морей, проведены сейсмо- и циклостратиграфический анализы отложений. В результате построена региональная геологическая модель строения верхнеюрско-нижнемеловой толщи Баренцево-Карского региона и выделены различные типы клиноформных тел. Установлено, что клиноформные тела различного масштаба и формы сформированы в различных палеогеографических условиях (от мелкого до глубокого шельфа) и обладают различными перспективами на обнаружение песчаных коллекторов и скоплений углеводородов. Циклическое строение отложений определяет закономерную смену условий осадконакопления по разрезу и латерали. Трансгрессивная, преимущественно глинистая часть циклитов может выступать в роли флюидоупора или нефтегазоматеринской толщи, в регрессивной части циклита возможно присутствие песчаных коллекторов. Наибольшими перспективами новых открытий обладает ундаформенная, мелководная, часть сигмовидных клиноформ в пределах инверсионных структур, а также конуса выноса в подножии тангенциальных клиноформ.

Оценка достоверности ресурсов газа осадочных бассейнов Арктики

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

В пределах Арктической (циркумполярной, расположенной севернее полярного круга) мегаобласти обособляются более 30 крупных осадочных бассейнов, различающихся особенностями геологического строения и перспективами нефтегазоносности.

Особенности геолого-информационного пространства обуславливают различия в достоверности имеющихся оценок ресурсного потенциала углеводородов. В связи с этим актуальна оценка подтверждаемости имеющейся матрицы оценок начальных суммарных ресурсов газа (НСР). Для проведения анализа использована методология анализа достоверности НСР, алгоритм которой в 1980–1990-ые гг. был предложен В.И. Старосельским (на основе анализа интервалов неопределенности). В предлагаемом варианте использован графико-аналитический метод, включающий построение вероятностных моделей оценки НСР и анализ их структурной сбалансированности (треугольник В.П. Орлова). В целях стандартизации исходной ресурсно-информационной базы использованы оценки USGS первого десятилетия текущего столетия. Составление пакета региональных вероятностных моделей с проведением последующего кластер-анализа позволили обособить нефтегазоносные регионы по степени достоверности оценок.

Наиболее высоким уровнем достоверности отличаются оценки ресурсов нефтегазоносных бассейнов Восточного полушария (Норвежский, Восточно-Баренцевский, Западно-Сибирский и другие бассейны) и Западного полушария Арктического мегабассейна (Северо-Аляскинский, Канадско-Гренландский и другие бассейны). Наименьшим уровнем достоверности характеризуются бассейны Восточной Арктики, бассейны арктических котловин и др.

Полученные результаты позволяют оценить вероятность последующей корректировки имеющихся оценок, рассматриваемых бассейнов и создать адаптированную систему стратегического ресурс-менеджмента и управления рисками освоения ресурсного потенциала осадочных бассейнов Арктики.

Новые особенности глубинного строения и возможности уточнения ресурсов углеводородов нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов шельфа и суши

*Д.А. Астафьев, Л.А. Наумова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.А. Игнатова (ФГБУ «ВНИГНИ»),
А.Е. Романько (ФГБУН «Геологический институт РАН»)*

В связи с накоплением новых геолого-геофизических данных по строению нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ПНГБ), а также по глубинному строению и геодинамике Земли в целом появилась возможность существенно уточнить глубинную коромантийную структуру и геодинамический механизм формирования НГБ и ПНГБ. В связи с водородной дегазацией глубоких недр также определены направления дальнейшего изучения особенностей нафтидогенеза для условий Земли, формирования залежей углеводородов (УВ) и прежде всего залежей с гигантскими запасами газа и нефти.

Результаты такого изучения позволили установить место и предназначение НГБ и ПНГБ в строении и геодинамической эволюции Земли: они являются следствием конвективного процесса в автономно развивающихся группировках коромантийных секторов (коромантийных плит в отличие от литосферных по концепции тектоники литосферных плит). НГБ и ПНГБ являются областями отвода глубинной тепловой энергии Земли, а также одновременно и «окнами» дегазации, проявления активной магмофлюидодинамики, отвода мантийного вещества на подпитку постоянно действующего апвеллинга в океанах, а частично на магматизм в верхние слои коры и вулканизм. Установлено, что НГБ и ПНГБ, несмотря на деструктивные процессы на этапах рифтогенеза, – это области активного континентогенеза как на континентальных особенно активных окраинах, так и внутри континентов в многократно повторяющихся циклах: рифт – осадочный бассейн или НГБ – ороген – пенеплен. Так формировались молодые, а затем и древние платформы, постоянно обрастающие новыми платформенными образованиями.

Затронут механизм подъема глубинных газов (водорода, гелия и др.) к поверхностным слоям. В этой связи поставлены вопросы о возможных уровнях и механизмах дегазации, роли планетарной магмофлюидодинамической системы и глубинного водорода в генезисе УВ. Впервые поднимаются вопросы целесообразности дополнительного изучения НГБ и ПНГБ глубинными сейсмотомографическими профилями высокого разрешения по линиям ранее отработанных профилей глубинного сейсмического зондирования, например, по линии Березово – Усть-Мая и далее через о. Сахалин и Курильские острова, а также через п-ов Камчатка. Актуальны были бы профили через Барцево-Карский регион и далее через море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря; через Прикаспийскую впадину, далее через Южно-Каспийскую и бассейн Персидского залива. Важно, чтобы такие профили пересекали уже открытые гигантские месторождения УВ (Ромашкинское, Оренбургское, Карачаганак, Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Шах-Дениз, Парс-Северное; в Арктике – Шток-

мановское, Русановское, Ленинградское, Тамбейское и др.). Также ставятся вопросы наличия и учета возможных глубинных УВ-газов в оценке НСР и прогнозе новых областей (в том числе считавшихся малоперспективными) масштабного газонефтенакопления. Здесь проблемными могут быть области типа Ковыктинского газоконденсатного месторождения, окрестности Байкала, бассейны активных окраин Евразии с гигантскими месторождениями Южно-Киринским, «Белый Тигр» и подобных по строению зон газонефтенакопления, некоторые переходные комплексы пород в низах НГБ и ПНГБ, где возможна аккумуляция метана, синтез которого частично обусловлен водородной дегазацией Земли.

Автономные обитаемые подводные аппараты планирующего типа для исследования месторождений углеводородов

*Б.А. Гайкович, В.Ю. Занин
(АО «НПП ПТ «Океанос»)*

Высокая стоимость масштабных исследований перспективных месторождений углеводородов (УВ), отсутствие необходимой инфраструктуры и корабельного обеспечения делают актуальным поиск альтернативных вариантов проведения научных изысканий. С учетом постепенного истощения легко извлекаемых запасов актуальность данной тематики будет только возрастать. Добыча УВ для Российской Федерации имеет первостепенное значение, и этот факт стимулирует вести перспективное планирование и разрабатывать инновационные технические средства.

Одним из перспективных направлений исследований является создание обитаемых подводных аппаратов, способных в автономном режиме проводить исследования потенциально интересных районов для выявления наличия там залежей УВ с целью их дальнейшего освоения.

В докладе описывается практический опыт НПП ПТ «Океанос» в создании автономных обитаемых подводных аппаратов планирующего типа (АНПАП), результаты испытаний аппарата, а также конструкторские решения, положенные в основу перспективного автономного аппарата для исследования залежей УВ и проводится анализ состояния мировых разработок в данной области.

Шельфово-склоновые седиментационные бассейны Восточной Арктики: особенности геологического строения и перспективные зоны УВ-накопления

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

Восточно-Арктический (Амеразийский) мегабассейн располагается в зоне сочленения крупнейших блоков литосферы – Северо-Американской и Евразийской плит; что отразилось на его тектонической эволюции в виде особенностей геологического строения.

С шельфово-склоновыми бассейнами Восточно-Сибирского и Чукотского морей – Новосибирско-Северо-Чукотоморским (Восточно-Сибирский и Северо-Чукотский суббассейны), Предвосточно-сибирским и Южно-Менделеевским – связаны значительные УВ-перспективы. Такое предположение основывается на аналогии с бассейнами с доказанными запасами УВ, занимающими ту же тектоническую позицию на пассивных континентальных окраинах Южной Атлантики. Изучение особенностей геологической архитектуры глубоководных фэнов у берегов Западной Африки, детально проведенное в палеодельтах рек Нигера и Конго, показало, что для континентального склона характерны как транзитные, так и терминальные комплексы. В названных подводных фэнах залегают нефтематеринские толщи мирового класса (сопоставимые с баженовской свитой) – Аката, Ландана, Малембо и др. У берегов Западной Африки открыты крупные нефтяные месторождения: Бонга, Эрха, Агбами, Далия, Гирассол и др.

В пределах Чукотского моря выделяется также Южно-Чукотский бассейн (включая прогиб Хоуп на шельфе и побережье Аляски), разделенный с вышеназванными зоной поднятий Геральда-Врангеля, протягивающейся от мыса Лисберн на Аляске до о. Врангеля. Подобное строение обуславливает резкое различие в перспективах нефтегазоносности отдельных частей Чукотского моря. Мощный (более 8 км) пассивно-окраинный чехол Северо-Чукотского суббассейна, протягивающийся в акваторию моря Бофорта, характеризуется значительно более высокими УВ-перспективами, что косвенно подтверждается наличием месторождения-гиганта Прадхо-Бей на северном побережье Аляски. Относительно маломощный (2 км, редко 3-4 км) терригенный чехол Южно-Чукотского бассейна с малой долей вероятности способен обеспечить формирование крупных скоплений УВ. Проведенные на его аляскинском продолжении (прогибе Хоуп) геологоразведочные работы показали возможность открытия только мелких газовых месторождений.

Черное море: особенности строения северо-западной части Западно-Черноморской впадины

*А.Н. Скоробогатько, Д.А. Соин, О.Г. Кананыхина
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.В. Хортов (ООО «GGS-Хазар»)*

Рассматриваемая часть Черного моря к настоящему времени достаточно хорошо изучена геолого-геофизическими методами исследования, по отдельным районам шельфа получены результаты глубокого бурения. В целом, на основе полученных результатов составлены представления о геологическом строении рассматриваемого региона. Однако нерешенные вопросы в строении региона все еще остаются. В частности, это касается несоответствия имеющихся представлений о строении с фактическими данными в районах сочленения Мизийской плиты и западного погружения Горного Крыма с Западно-Черноморской глубоководной впадиной.

Основанием для подобного заключения являются данные гравиметрических исследований, по которым в рассматриваемом регионе выделяется субширотная полоса положительных значений гравитационного поля от Южной Добруджи до Северо-Западного Кавказа. В пределах этой полосы отмечаются зоны повышенных значений гравитационного поля (Южно-Добруджский, Губкинский, Крымский, Анапский региональные гравитационные максимумы). По аналогии с максимумами в пределах суши и Губкинский максимум в пределах акватории может быть связан с приподнятым блоком фундамента Мизийской плиты.

Подобное представление предполагает необходимость уточнения строения в районах сочленения Мизийской плиты и западного погружения Горного Крыма с Западно-Черноморской глубоководной впадиной.

Уточнение геологического строения рассматриваемого региона может быть проведено по материалам региональных сейсмических исследований 2011 г., выполненных по программе «Геология без границ» в пределах акватории России, Украины, Румынии и Болгарии.

Предполагаемое уточнение геологического строения рассматриваемого региона позволит более обоснованно оценивать перспективы нефтегазоносности западной и северо-западной частей Черного моря.

Влияние литолого-минералогических характеристик на газопроницаемость пород-коллекторов дагинской свиты Охотской нефтегазоносной провинции (шельф о. Сахалин)

*О.Г. Михалкина, Е.О. Семенов, Д.А. Пушкарева
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В соответствии с Энергетической стратегией России основные объемы прироста запасов углеводородного сырья планируется осуществлять за счет привлечения ресурсов российского континентального шельфа. Охотская нефтегазоносная провинция (шельф о. Сахалин) обладает значительными энергетическими ресурсами и играет главную роль в организации поставок газа потребителям Дальнего Востока России и Азиатско-Тихоокеанского региона. При этом шельфовые области характеризуются недостаточной изученностью залежей, высокой степенью неопределенности в геологическом строении и характере распределения параметров продуктивности в объеме пласта, что связано с малыми объемами поисково-разведочного бурения, высокими финансовыми затратами на строительство скважин и др.

Основные запасы углеводородов сосредоточены в отложениях дагинской свиты миоценового возраста, которые представлены песчано-алевритовыми коллекторами порового типа, разделенными глинистыми породами. В работе приведены данные комплексных литолого-минералогических и петрофизических исследований кернового материала пород-коллекторов дагинской свиты шельфа о. Сахалин. На основе выявленных литолого-минералогических характеристик пород-коллекторов установлено, что основным фактором, влияющим на фильтрационно-емкостные свойства пород, является содержание и состав глинистых минералов. Полученные зависимости газопроницаемости пород от содержания и состава глинистых минералов позволяют проводить оценку потенциального дебита эксплуатационных скважин и использовать их при гидродинамическом моделировании.

Предложены рекомендации для повышения достоверности оценки коллекторских свойств по комплексу геофизических исследований скважин.

Влияние водонасыщенности на изменение физических свойств

*В.С. Жуков, И.В. Плешков
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Экспериментальное определение физических свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые, имеет большое значение как для подсчета запасов и интерпретации данных геофизических исследований скважин, так и для подготовки проектов разработки месторождений углеводородов. Исследование процессов изменения физических свойств в контролируемых условиях позволяет не только достоверно определять их, но и оценить динамику их изменений в зависимости от термобарических условий в пласте и водонасыщенности горных пород.

Данная работа посвящена оценке влияния водонасыщенности на физические свойства коллекторов с помощью создания остаточной водонасыщенности в горной породе и сопоставления их с величинами при полной насыщенности. Исследованы изменения петрофизических параметров частично водонасыщенных горных пород в процессе роста эффективного давления и получены оценки этих изменений.

Исследовались образцы песчаников и алевролитов дагинского горизонта, залегающих на глубинах от 2742 до 2900 м. Диапазон изменений в атмосферных условиях для пористости – от 2,9 до 33,4 %, для проницаемости по газу – от 2,91 до 1557 мД. Количество исследованных образцов: с насыщением моделью пластовой воды – 240 шт., измерение проницаемости по газу – 70 шт.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что в условиях, моделирующих пластовые, с ростом средних значений остаточной водонасыщенности с 0,25 до 1,00 снижается среднее удельное электрическое сопротивление – с 19,6 до 2,24 Ом·м (88,6 %), растут скорости продольных волн – с 3,21 до 3,42 км/с (6,54 %) и поперечных волн – с 1,68 до 2,08 км/с (23,8 %). При росте остаточной водонасыщенности снижается эффективная проницаемость как в атмосферных, так и в пластовых условиях.

Необходимо проведение дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые, для уточнения изменений, которые описываются степенными или экспоненциальными уравнениями. Эти данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий в процессе разработки месторождения по данным ГИС-контроля, так и для оценки степени изменения продуктивных горизонтов.

СЕКЦИЯ «В» РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Инновационная технология строительства подводных (подледных) скважин и комплекс технических средств для ее реализации

Е.Е. Торопов
(АО «ЦКБ МТ «Рубин»)

Существующие технологии и технические средства освоения морских месторождений углеводородов с успехом используются в различных акваториях незамерзающих морей Мирового океана, а также в районах с сезонным или умеренным ледовым режимом.

Для обустройства месторождений углеводородов в акваториях с постоянным тяжелым ледовым режимом и особенно при глубинах моря более 100–150 м представляется целесообразной разработка инновационных подводных (подледных) технологий и комплексов технических средств. При этом наибольшую сложность представляет разработка техники и технологии подводного строительства скважин.

В рамках совместного проекта Фонда перспективных исследований и АО «ЦКБ МТ «Рубин» в 2015–2018 гг. выполнен проект «Айсберг», одним из элементов которого является аванпроект подводного бурового комплекса. Применение разработанной в рамках проекта «Айсберг» технологии непрерывного бурения, по мнению ее авторов, позволит повысить безопасность строительства подводной (подледной) скважины, снизить вероятность аварий при бурении скважины и уменьшить потери, связанные с ремонтом скважины, что в совокупности создает необходимые предпосылки для разработки экономически эффективной подводной роботизированной буровой установки. Данная технология предусматривает совместное использование двух бурильных приводов – верхнего и нижнего, а также организацию непрерывной циркуляции бурового раствора.

Разработанный на основе технологии непрерывного бурения роботизированный подводный буровой комплекс предназначен для выполнения круглогодичных работ по строительству эксплуатационных и разведочных скважин и обеспечивает их выполнение без доступа с поверхности моря. Подводный буровой комплекс состоит из отдельных открытых модулей, соединенных между собой системами трубопроводов и шлангокабелей.

Экономический эффект от разработанных технических средств, реализующих данную технологию, связан с возможностью круглогодично производить буровые работы в условиях замерзающих морей Северного Ледовитого океана.

Полигоны и бизнес-инкубаторы как способ уменьшения рисков при реализации морских и арктических проектов

М.Е. Забелин (ООО «РусГазШельф»)

Проектной стратегией компании «РусГазШельф» (далее – РГШ) является интеграция лучших мировых решений с использованием собственных (Мурманск, в ближайшей перспективе – Дальний Восток) и партнерских (Италия, Казахстан, Норвегия, Сингапур) инжиниринговых и производственных площадок.

В настоящее время компания на собственной производственной верфи в г. Мурманске выполняет заказ на изготовление и поставку оборудования для подводного добычного комплекса (ПДК) Киринского ГКМ, ПАО «Газпром», в рамках которого проводится сертификация продукции, изготавливаемой, компанией DNVGL.

На базе РГШ создается сервисное подразделение для объектов ПДК, морских платформ и географически труднодоступных территорий.

Комплексная визуализация (4D-модель с полной библиотекой проектных данных, анализ больших массивов данных, использование технологий дополненной реальности/AR) проекта освоения месторождения позволит выбрать оптимальную проектную стратегию.

Технологические полигоны позволяют определить реальную экономическую эффективность технологических систем и оборудования и довести до стадии промышленного производства технические наработки стадии НИОКР.

Концепцией РГШ по организации полигона является принцип одного окна с интегрированием собственных производственных мощностей и географически разбросанных испытательных площадок в одну команду и использованием программных симуляторов. Полигон будет включать в себя «цифровой» сертификационный и обучающий центр.

РГШ прорабатывает создание бизнес-инкубатора для нужд шельфовых проектов и ВИЭ с применением технологии блокчейн для максимально эффективного и защищенного использования распределенных человеческих ресурсов.

Локализация оборудования, используемого для бурения и строительства морских скважин на шельфе, – система придонных подвесок (mudline) производства завода «Гусар» в паре с колонной головкой

Б.В. Лонкин
(ООО «Гусар»)

ООО «Гусар» ведет работу по локализации оборудования, используемого для бурения и строительства морских скважин на шельфе, с 2015 г. Основной партнер – компания Plexus Ocean Systems, специализирующаяся на оборудовании для бурения разведочных скважин с помощью самоподъемной буровой установки (СПБУ) в сложных геологических и климатических условиях, а именно с помощью системы придонных подвесок обсадных колонн и моноблочной колонной головки. ООО «Гусар» и Plexus предлагают для российских потребителей комплексный продукт, состоящий:

- из предпроектных инжиниринговых работ;
- оборудования для разведочного бурения;
- дополнительного оборудования для выполнения полной программы бурения заказчика;
- сервисных услуг по спуску, монтажу, демонтажу оборудования.

Оборудование, выпускаемое компанией «Гусар» совместно с Plexus, позволяет:

- проводить бурение в сложной ледовой обстановке и отводить платформу при прохождении ледовых полей;
- повышать безопасность проведения работ на платформе за счет постоянной работы под защитой ПВО;
- сокращать время бурения до 5 дней за счет отсутствия промежуточных операций по монтажу/демонтажу блока ПВО;
- снижать стоимость оборудования за счет локализации производства.

В итоге локализации производства российские заказчики получили не только высокотехнологичное оборудование для проведения разведочного бурения с помощью СПБУ, но и компетентный в области морской добычи углеводородов инженерный и сервисный персонал.

Развитие отечественных технологий в области эксплуатации морских скважин арктического шельфа России

А.С. Пономарев (ООО «Газпром нефть шельф»)

МЛСП «Приразломная» является первым проектом по морской добыче углеводородов, реализованным на арктическом шельфе нашей страны.

Природно-климатические условия региона, в котором осуществляется операционная деятельность компании «Газпром нефть шельф», сложность применяемых технологий, а также уникальность условий, в которых происходит развитие МЛСП «Приразломная» в текущий момент, делает данный проект одним из наиболее сложных в мировой нефтегазовой отрасли.

В последние годы происходит активное развитие отечественных нефтесервисных компаний: разрабатываемое оборудование соответствует самым высоким стандартам морской нефтегазовой индустрии, а также учитывает уникальный опыт реализации проекта МЛСП «Приразломная».

Первые технические решения в области эксплуатации морских скважин внедрены в проекте в 2014 г., спустя менее одного года после запуска в эксплуатацию первой добывающей скважины, а в 2016 г. произошло знаменательное событие в истории МЛСП «Приразломная»: начало добычи нефти с помощью насосного оборудования российского производства.

Дальнейшая реализация программы импортозамещения ООО «Газпром нефть шельф» предусматривает, в том числе, развитие инфраструктуры и компетенций сервисных компаний, а также внедрение передовых технических решений в области эксплуатации скважин, аналоги которых отсутствуют у иностранных компаний.

Атомное энергообеспечение подводно-подледного освоения шельфа арктических морей

*В.С. Устинов, Н.Ш. Исаков, В.П. Кузнецов, В.В. Куштан,
В.И. Макаров (НИЦ «Курчатовский институт»)*

При создании технических средств подводно-подледного освоения шельфа арктических морей необходимо отметить следующие особенности использования:

1. Сложные природно-климатические условия.
2. Высокие требования безопасности и надежности с учетом предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.
3. Необходимость обеспечения энергией подводных установок.
4. Отсутствие инфраструктуры и осложненные условия транспортировки техники и ее монтажа на месте эксплуатации.
5. Необходимость проведения регламентных работ и технического обслуживания в подводно-подледных условиях.

Решение задачи электро- и теплоснабжения освоения шельфовых месторождений в осложненных условиях возможно с использованием атомных энергоисточников. Опыт использования атомной энергетики в Арктике составляет около 60 лет, подтвержден надежной и безопасной эксплуатацией атомных ледоколов, реализацией всего жизненного цикла судовых ядерных энергетических установок. Существуют различные разработки, в основном на стадии концепций и технических предложений, по использованию атомных судовых технологий в проектах обустройства нефтегазовых шельфовых месторождений как в морском (надводном) исполнении (непосредственно на платформе или на плавучем энергоблоке с передачей энергии на платформу), в морском (подводном) исполнении (в виде отдельного энергетического модуля), так и в наземном исполнении и передачей электроэнергии по кабелю.

При создании новых энергетических источников, предназначенных для надежного и безопасного энергоснабжения потребителей – объектов обустройства месторождений, успешный опыт создания и эксплуатации атомных энергетических установок позволит применить оптимальные технологические и технические усовершенствования с целью повышения автоматизации энергоисточника, минимизации обслуживающего персонала и регламентных работ, решения вопросов нормативно-правового обеспечения, экологического мониторинга, обеспечения высокой надежности за счет использования пассивных систем, накопителей энергии.

Анализ гидравлических режимов эксплуатации морских трубопроводов при использовании различных ингибиторов гидратообразования

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

При реализации схемы добычи газа с полностью подводным обустройством газоконденсатного месторождения пластовый флюид без предварительной подготовки транспортируется на береговые сооружения по системе подводных трубопроводов. Присутствие в многофазном флюиде конденсационной и пластовой воды приводит к риску образования гидратов при высоких давлениях в трубопроводах и низких температурах окружающей среды. Для предотвращения образования гидратов, как правило, используются термодинамические ингибиторы, такие как метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ).

В работе выполнен сравнительный анализ эффективности применения МЭГ и метанола в протяженных морских трубопроводах с точки зрения обеспечения бесперебойности потока многофазного флюида. Моделирование гидравлических режимов эксплуатации трубопроводов с различной длиной и глубиной морского дна в начале трубопровода проводилось с использованием программного комплекса OLGA.

Проведенный анализ показал, что при стационарном режиме транспортировки многофазного флюида применение метанола имеет преимущество перед использованием МЭГ с точки зрения снижения потерь давления и объемов накопленной жидкости в трубопроводе. Это обстоятельство связано с тем, что для обеспечения одинакового уровня защиты трубопровода от образования гидратов необходимая масса метанола оказывается значительно меньше массы МЭГ.

В работе был исследован также процесс начального запуска морского трубопровода. Для оценки продолжительности заполнения трубопровода ингибитором гидратообразования использовалась балансовая модель, которая удовлетворительно описывает результаты динамического моделирования при помощи OLGA. Установлено, что при начальном запуске трубопровода применение МЭГ позволяет уменьшить время заполнения трубопровода ингибитором. Снижение времени заполнения особенно существенно для морских трубопроводов большой длины, что обеспечивает их более надежную защиту от образования гидратов при использовании МЭГ.

Теория, цифровизация и эксперимент при проектировании разработки морских месторождений нефти и газа

М.Н. Мансуров
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Ключевым аспектом в снижении рисков при реализации проектов разработки морских месторождений нефти и газа является необходимость более детального понимания фундаментальных физических и химических свойств горных пород и флюидов, которые оказывают решающее влияние на обеспечение суммарной добычи и достижение экономической эффективности проекта.

Месторождение, использующее информационные технологии, называют цифровым месторождением, и оно представляет собой объединение технологий нефтегазовых операций геологоразведочных работ, бурения, добычи и цифрового управления в сочетании со стандартизированными коммуникационными технологиями.

Морским месторождениям, в отличие от месторождений суши, присущи малые объемы поисково-разведочного бурения и отсутствие этапа опытно-промышленной эксплуатации. Обработка сведений, получаемых при разведке и бурении морских месторождений, методы интерпретации в двумерных и трехмерных геологических моделях залежей, на основе которых строятся гидродинамические модели, добавляют в итоговый результат компонент прогнозирования. Поэтому в моделях, хотя и основанных на уравнениях математической физики, приводящие неопределенности обуславливают неопределенности в конечных результатах.

Цифровизация месторождения в условиях недостаточности и неопределенности исходных данных, характерных для состояния изученности морских месторождений, наряду с отсутствием точного математического описания множества промысловых задач (пространственное изменение параметров пластов: толщин, пористости, проницаемости, нефте-, газонасыщенности и др.) может приводить к ошибкам в расчетах. Поэтому для адекватного прогнозирования этих параметров в рамках цифровых моделей необходимы эмпирические исследования. Такие исследования проводятся, как правило, на опытных полигонах для испытания морских технологий. Известны полигоны Rocky Mountain Oilfield Testing Center (США), ProlabNL B.V.(Нидерланды), Ullrigg Drilling and Well Centre (Норвегия) и др.

Практическими условиями для создания такого полигона в России обладает ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в котором уже эксплуатируются модельные стенды для исследований вертикальных, наклонных и субгоризонтальных потоков, а также диагностики газожидкостных потоков в призабойной зоне скважин и трубопроводах сложной конфигурации и др. Комплексные исследования технологий на полигоне позволяют минимизировать риски, связанные с надежностью прогнозирования и обеспечения проектной добычи, а полученные результаты использовать на всех стадиях проектирования разработки и обустройства, выбора конструкции скважин и элементов промыслового обустройства, определения режимов

эксплуатации и алгоритмов управления промысловыми системами в конкретных геолого-промысловых условиях реального месторождения.

Лица, принимающие стратегические решения с временным горизонтом влияния на добычу, достигающим десятки лет, должны учитывать риски, связанные с указанными неопределенностями. Разработка и внедрение прогнозных систем на основе анализа данных позволят эффективно снижать неопределенности и соответствующие финансовые риски.

Расчет параметров транспортировки газа и оледенения морских трубопроводов в арктических морях

*Н.Н. Ермолаева, Г.И. Курбатова, А.Ю. Шемахин, С.А. Михеев
(Санкт-Петербургский государственный университет)*

Специфика морских газопроводов на арктическом шельфе связана с низкой температурой морской воды, близкой к температуре замерзания, и с проблематичностью строительства промежуточных подстанций. Низкие температуры воды приводят к возможности оледенения подводных сооружений. Прокачка газа по протяженным трубопроводам без промежуточных подстанций требует высоких давлений на входе. Авторами создана математическая модель транспортировки смеси газов по морским трубопроводам на арктическом шельфе, учитывающая эти особенности. Модель учитывает отличия динамики оледенения в соленых морях от динамики нарастания льда в пресной воде. Охватывает разные варианты заглубления трубопровода в донный грунт. Предложен эффективный численный алгоритм расчета по созданной математической модели, реализованный в виде программного комплекса.

Проведенные численные расчеты позволили определить характеристики потока в неустановившемся режиме течения и найти параметры нарастающего морского льда на внешней поверхности трубопровода. В результате численных экспериментов по созданной модели в работе получены рекомендации по выбору рельефа трассы и даны оценки допустимых параметров потока газовой смеси на входе, при которых можно избежать вибрации трубопровода.

В работе приведены примеры расчета температуры, давления и скорости потока, а также толщины слоя морского льда на внешней поверхности трубопровода для параметров задачи, представляющих интерес при проектировании морских трубопроводов на арктическом шельфе.

Роль первичных исследований скважин для определения термобарических пластовых параметров

*Г.М. Гереш, О.Ю. Яценко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
М.Б. Шевелев (ПАО «Газпром»)*

Разработка газоконденсатных месторождений на шельфе РФ является важнейшей стратегической задачей. Научное сопровождение начинается на самых ранних этапах освоения морского месторождения. Степень свободы принятия решений по обустройству невысока в связи с такими ограничениями, как удаленность месторождения от берега, глубина моря в месте расположения, ледовая обстановка.

Для решения данной задачи в некоторых случаях обоснованно использование подводных технологий обустройства устья морских скважин. Как правило, морские месторождения характеризуются сложным геологическим строением, и после завершения геологоразведочных работ не все участки месторождения освещены с достаточной полнотой информации по физико-химическим свойствам флюида и термобарическим условиям. В связи с этим определение термобарических параметров пласта на этапе первичных исследований в ходе освоения и испытаний эксплуатационных скважин является основным источником информации для дальнейшего прогнозирования технологических показателей разработки.

Существующие методики определения некоторых параметров физико-химических свойств флюида не адаптированы к новым геологическим условиям морских месторождений газа и конденсата. Пластовые температуры здесь характеризуются высокими значениями (выше 100 °С), точность их замера влияет на достоверность определения свойств пластовых флюидов, а в последствии и на технологические показатели разработки, на базе которых принимаются решения по технологии добычи. Одним из параметров, зависящих от пластовых давления и температуры, является равновесное влагосодержание пластового газа.

Авторами проведена оценка изменения расчетного влагосодержания, в докладе рассмотрен диапазон величин влагосодержания при возможных отклонениях измерения начальных термобарических параметров пласта и состава пластовых флюидов.

Системный подход к расстановке добывающих скважин на морском газоконденсатном месторождении

*П.Е. Юшин, Г.М. Гереш (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.А. Тимофеев (ПАО «Газпром»)*

Рациональное размещение высокодебитных морских газоконденсатных скважин можно отнести к важнейшим задачам проектирования разработки месторождений.

Формирование системы размещения скважин требует учета многих критериев выбора. Схема расположения центров разбуривания и группирование скважин в кусты должна:

- отвечать целям максимального охвата дренированием месторождения для равномерной выработки запасов;
- обеспечивать максимально возможное приближение забоев скважин к участкам продуктивного разреза с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами;
- максимально избегать негативного влияния интерференции высокопроизводительных газовых скважин.

Высокая стоимость строительства скважин морских месторождений, требования к их производительности, ограничения в методах и способах контроля за разработкой усложняют задачу расстановки. Для морских месторождений значительно возрастает влияние рисков при строительстве скважин, в том числе связанных с распространением приповерхностного газа и рельефом морского дна.

Применение технологий подводного обустройства скважин накладывает дополнительные ограничения на размещение скважин по площади месторождения.

Комплексирование принципов размещения с учетом существующих условий и ограничений путем применения методологии системного подхода позволяет достигнуть наиболее рационального размещения высокодебитных газоконденсатных скважин с подводным заканчиванием.

Особенности проектирования разработки месторождений арктического шельфа

А.И. Захаров, М.В. Кодаш
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Доклад посвящен вопросам проектирования разработки морских месторождений углеводородного сырья в условиях арктического шельфа. Авторами приводятся сведения о состоянии изученности и структуре ресурсной базы на шельфе Российской Федерации. Показано, что основная доля начальных суммарных ресурсов приходится на акватории Карского, Баренцева и Печорских морей. Рассматриваются особенности обоснования основных элементов системы разработки залежи углеводородов и технологической схемы обустройства морского нефтегазопромыслового комплекса. Кроме того, в докладе освещаются вопросы нормативного обеспечения проектирования разработки морских месторождений.

Принципы моделирования технологического процесса движения флюидов в системе «пласт – скважина – газосборные сети» морского газодобывающего промысла

*К.Н. Иксанов, Г.М. Гереш, Ф.Р. Билалов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одним из инструментов анализа разработки месторождений природного газа является цифровое компьютерное моделирование.

Технология разработки месторождений природного газа – широкое понятие, охватывающее различные сферы науки и техники, при решении трудоемкой задачи извлечения запасов углеводородов.

В докладе приводится характеристика процессов движения флюидов в системе «пласт – скважина – газосборные сети» морского газодобывающего комплекса, которые являются неотъемлемой частью разработки месторождений. Соблюдение технологических ограничений, накладываемых техническими и технологическими особенностями морского технологического комплекса, вкуче с продуктивными характеристиками скважин играет важную роль при обосновании прогноза добычи и конечного коэффициента извлечения.

В ходе разработки параметры и характеристики потока добываемой продукции находятся в динамике, и текущие значения могут переходить из интервалов допустимых значений в области критических неблагоприятных величин. Предлагаемые принципы моделирования технологического процесса в системах «пласт – скважина – газосборные сети морского газодобывающего промысла» заключаются в создании математического аппарата, контролирующего области допустимых величин показателей разработки, среди которых и значения скорости потока в узлах газосборной сети, параметров технологического режима работы скважин, степени сжатия газа в ДКС. Дополнительно в докладе отмечаются особенности специализированного программного обеспечения при создании цифровых моделей и даются рекомендации по их дальнейшему совершенствованию для морских газоконденсатных месторождений.

**Технология компримирования газа при проектировании
разработки и обустройства морского месторождения.
Методические подходы к оптимизации
технико-технологических решений**

*М.А. Воронцов, Г.М. Гереш, А.В. Козлов, А.С. Грачев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Высокие капитальные затраты на обустройство морских газоконденсатных месторождений, а также их удаленность от береговой инфраструктуры требуют разработки и применения эффективных методических подходов к оптимизации технико-технологических решений при проектировании их разработки и обустройства, направленных на минимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, габаритно-массовых характеристик подводного оборудования, повышение эксплуатационной надежности, особенно в условиях замерзающих акваторий, когда доступ к морскому промыслу ограничен.

В докладе показано, что оптимизация технологии компримирования как элемента единой технологической системы добычи, сбора, подготовки и транспорта газа на месторождении позволяет оптимизировать технико-технологические показатели проекта обустройства в целом, обеспечивает условия для надежной и эффективной работы промысла в течение всего срока эксплуатации месторождения.

Представлен перечень оптимизационных задач, решение которых требуется на этапе проектирования разработки и обустройства для обоснования рекомендуемого к реализации варианта:

- синхронизация профиля добычи газа и динамики устьевых давлений в скважинах с величиной суммарной установленной мощности (позволяет сгладить пиковые нагрузки на систему компримирования);
- обоснование оптимальной конфигурации газосборной сети исходя из энергоемкости и металлоемкости системы «ДКС – ГСС»;
- оценка чувствительности технико-технологических решений к отклонению фактических показателей разработки от проектных значений.

Также представлены основные результаты применения указанных методических подходов при проектировании разработки и обустройства морских месторождений.

Совершенствование методов проведения ГДИ скважин с подводным заканчиванием

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

На стадии проектирования и разработки морского газоконденсатного месторождения одной из наиболее важных задач является обоснование технологических режимов эксплуатации высокодебитных скважин на основе постоянного мониторинга фильтрационных параметров пласта. Вопрос применимости существующих методик по исследованию газоконденсатных высокодебитных морских скважин остро стоит на повестке дня. В докладе уделяется особое внимание необходимости совершенствования методики проведения и интерпретации первичных и текущих газодинамических исследований морских скважин с подводным заканчиванием.

На начальном этапе эксплуатационного разбуривания месторождения скважины исследовались при максимальных дебитах, составивших всего 30–40 % от необходимого проектного значения. Авторами обосновано расширение диапазона дебитов на стационарных режимах при проведении ГДИС до максимально возможного исходя из пропускной способности оборудования на ППБУ. Совершенствование методики на последующих скважинах показал лучшую сходимость результатов интерпретации с фактическими параметрами технологического режима действующих скважин.

Следующий шаг по совершенствованию был сделан путем изменения порядка смены режимов проведения исследований, т.е. после режимов очистки скважины на максимальном дебите 1,8 млн м³: ГДИ проведены с начала на режимах обратного хода до минимального дебита, а затем возврат на режимы прямого хода.

По специально разработанной программе с предварительным моделированием на морском месторождении с подводным обустройством впервые комплексно без остановки промысла проведены текущие ГДИ на стационарных режимах двух скважин без выпуска газа в атмосферу. Особенностью исследований является соблюдение минимальной суммарной добычи для обеспечения технологии подготовки газа на месторождении при смене режимов работы скважин.

Синергия результатов ГДИС, КВД, ПГИ в сочетании с гидродинамическим моделированием дают повышение достоверности для прогнозных расчетов показателей разработки.

СЕКЦИЯ «С» ОБУСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Комплексный подход к обеспечению обустройства и эксплуатации морских месторождений ПАО «Газпром»

А.И. Новиков (ПАО «Газпром»)

Реализация проекта освоения морских месторождений, как и деятельность на шельфе в целом, является мультидисциплинарной задачей, которая затрагивает различные сегменты и направления, такие как техника и технология, логистика, морское право, охрана окружающей среды и другие.

Несмотря на то что Российская Федерация обладает колоссальным опытом работ в полярных широтах на береговых месторождениях, как в освоении так и в транспорте углеводородов, опыт активной работы на шельфе не так велик.

Вместе с тем Группа Газпром успешно реализует нефтегазовые проекты в широком географическом смысле, начиная от полярных широт, где добыча нефти ведется на Приразломном месторождении, до дальневосточных морей, где осваиваются месторождения шельфа о. Сахалин.

Широкая география работ, удаленность от промышленных центров, сложные климатические условия, которые в том числе определяют сезонность работ, диктуют условия, которые возможно решать только на основе комплексного подхода. Такая методология позволяет избегать значительного количества рисков, сокращать капитальные и операционные затраты, повышать экономическую эффективность проектов.

Доклад освещает текущую ситуацию и достижения в части организации обустройства и эксплуатации шельфовых проектов в ПАО «Газпром» и раскрывает основные направления развития данных направлений.

Новые разработки ИПМТ ДВО РАН в области подводной робототехники для создания отечественной системы круглогодичного мониторинга и технического обслуживания оборудования ПДК

*А.Ф. Щербатюк
(ИПМТ ДВО РАН)*

В докладе рассмотрены новые разработки ИПМТ ДВО РАН в области подводной робототехники, которые позволяют улучшить отдельные элементы предложенной ранее системы круглогодичного мониторинга оборудования ПДК на базе автономных необитаемых подводных аппаратов (АНПА), базирующегося на донном причальном устройстве.

Для системы управления автономного подводного робота разработаны и прошли модельное тестирование алгоритмы, обеспечивающие автоматический поиск заданных донных объектов с помощью гидролокатора бокового обзора и их последующее обследование с использованием фотосистемы.

На базе распределенной событийно-ориентированной программной платформы разработана реконфигурируемая навигационно-управляющая система (НУС) АНПА. Система гибко настраивается на работу с оборудованием конкретного АНПА и может быть использована в аппаратах различного класса и назначения. НУС реализует функционал для решения задач обзорно-поискового и обследовательского классов.

Для увеличения эффективности выполнения мелководных работ с помощью АНПА (например, для мониторинга состояния гидробионтов) разработан поплавковый модуль связи и навигации (ПМСН), который может буксироваться аппаратом, находящимся в подводном положении. ПМСН оборудован высокоскоростным каналом информационного обмена с обеспечивающим судном (постом управления), что позволяет передавать большие объемы данных в реальном времени и оперативно контролировать собираемую АНПА информацию. Данные от приемника спутниковой навигационной системы используются для периодической компенсации накопленной ошибки местоположения аппарата.

Разработана малогабаритная экономичная система регулирования плавучести, функционирующая за счет перекачивания рабочей жидкости между прочным корпусом АНПА и внешними мембранами изменяемого объема. Компоновка системы с двумя разнесенными мембранами позволяет управлять глубиной погружения аппарата и его углом дифферента.

Опыт научно-технического сопровождения эксплуатации подводного добычного комплекса

С.И. Голубин, Д.А. Онищенко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Научно-техническое сопровождение (НТС) – это комплекс исследований технико-технологического, научно-методического, экспертно-аналитического, экспериментального характера, осуществляемых головной научной организацией (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») для повышения качества и эффективности принимаемых проектно-технологических решений на стадии проектирования, а также для их обеспечения и принятия обоснованных корректирующих мероприятий на стадии эксплуатации.

Кириновское газоконденсатное месторождение на сегодняшний день является единственным месторождением на континентальном шельфе Российской Федерации, где добыча ведется с помощью подводного добычного комплекса без использования платформ и иных надводных конструкций. Таким образом, НТС Кириновского ГКМ является не только мероприятием, обеспечивающим эксплуатационную надежность в рамках принятых проектно-технологических решений, но и источником новой уникальной информации. Накапливаемый опыт позволит оптимизировать процесс проектирования и освоения последующих подобных месторождений.

В рамках научно-технического сопровождения Кириновского ГКМ проведен анализ результатов многолетних периодических обследований морских объектов обустройства. По результатам анализа сделаны выводы о текущем состоянии эксплуатируемых объектов, а также даны предложения по совершенствованию методики диагностических обследований с целью повышения качества и точности получаемых исходных данных.

Оценка состояния противокоррозионной защиты морских стальных сооружений подводных добычных комплексов

*Н.Н. Глазов, Д.Н. Запезалов, Д.С. Сирота
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Надежность и безопасность функционирования подводных добычных комплексов и трубопроводных систем транспортировки продукции морских нефтегазовых промыслов в существенной степени зависит от коррозионного состояния объектов и эффективности систем противокоррозионной защиты (ПКЗ).

Задачей функционирования ПКЗ является ограничение коррозионных процессов, обеспечивающее безаварийную эксплуатацию объектов по причине коррозии в течение проектного срока работы подводного добычного комплекса (ПДК). На эффективность ПКЗ влияет состояние средств защиты, которое имеет тенденции к изменению (деградации) под воздействием эксплуатационных сред или внешних факторов.

В докладе на основе опыта участия специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в диагностических обследованиях систем ПКЗ объектов ПДК и подводных трубопроводов рассмотрены основные этапы и результаты коррозионного обследования, продемонстрированы применяемые средства и методы диагностики средств защиты от коррозии подводных сооружений.

Проведен анализ узких мест, которые требуют проработки при масштабном внедрении методов и технологий коррозионных обследований на объектах добычи нефти и газа шельфовых месторождений.

Методика определения остаточного срока эксплуатации подводного добычного оборудования

Э.Р. Салеев

(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

На Киринском газоконденсатном месторождении, расположенном на шельфе о. Сахалин в Охотском море, впервые в России применены технологии с полностью подводным обустройством. Подводное оборудование обеспечивает круглогодичную добычу, сбор и внутривыпускной транспорт продукции скважин с морского месторождения без непосредственного участия человека. Диагностика, плановое обслуживание на объектах подводного добычного комплекса проводятся с использованием специальных дистанционно управляемых аппаратов в навигационный сезон, который в Охотском море длится с июня по октябрь. В остальное время года проведение каких-либо работ с находящимся на дне Охотского моря оборудованием практически исключено. Поэтому по сравнению с другими районами шельфовой добычи углеводородов, где возможно круглогодичное проведение работ на акватории месторождения, требования к оборудованию и технологиям, которые реализованы в подводном добычном комплексе Киринского ГКМ, должны быть более жесткими с точки зрения надежности, а также технической и экологической безопасности.

Таким образом, одной из основных задач, стоящих перед эксплуатирующей организацией, является поддержание работоспособности и определение фактического технического состояния подводного оборудования, находящегося в экстремальных гидрометеорологических условиях (ледовые поля, отрицательные температуры воды на дне моря, придонные течения). Реализация этой задачи диктует необходимость дополнительных требований и разработки метода контроля состояния оборудования, которые позволили бы круглогодично эксплуатировать месторождения с подводным типом обустройства, расположенные не только на шельфе Дальнего Востока, но и в Арктике.

Для определения остаточного срока эксплуатации подводного добычного оборудования предлагается рассмотреть методику, основанную как на классическом подходе исходя из требований производителя, эксплуатационной документации и нормативных документов, так и на нестандартном подходе, основанном на оценке риска, который позволяет более гибко осуществлять планирование, финансовое распределение и технические ресурсы.

Высокая интенсивность обрастания глубоководных технических конструкций на шельфе Охотского моря и сопутствующие риски

*В.О. Мокиевский, А.И. Чава
(Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН)*

Основные знания о природе и развитии обрастаний базируются на экспериментах и наблюдениях на малых глубинах. Обрастание на первых десятках метров долгое время было наиболее важным для хозяйственной деятельности. Для мелководной зоны накоплен обширный объем информации, позволяющий прогнозировать развитие обрастаний в различных условиях и разрабатывать эффективные способы защиты. Однако предельной глубины для развития обрастаний не существует. С глубиной количество твердого субстрата быстро сокращается, но его появление на дне приводит к мгновенному его заселению прикрепленными организмами. Из-за технической сложности работ на большой глубине обрастания в этой зоне изучены фрагментарно и слабо. Появление промышленных глубоководных сооружений в последние годы усугубило проблему недоизученности глубоководных обрастаний. В первые годы эксплуатации подводных объектов газодобычи на больших глубинах в Охотском море достаточно неожиданно было выявлено интенсивное обрастание, что потенциально порождает дополнительные риски.

Локализация технологий бетонных морских сооружений для освоения шельфовых месторождений по плану и в срок

*Д.В. Казаковцев, Л.В. Пападмитриева
(ООО «Квэрнер»)*

Норвежская компания «Квэрнер» разрабатывает и строит под ключ (EPCI) морские сооружения для освоения углеводородных ресурсов на шельфе. В течение 50 лет построено 26 крупных стационарных и плавучих объектов из железобетона, 45 стальных опорных оснований и 24 верхних строения для проектов на континентальном шельфе России, Норвегии, Великобритании и Канады. В России «Квэрнер» присутствует более 20 лет. Период наибольшей деловой активности (с 2005 по 2015 гг.) ознаменовался строительством трех гравитационных оснований платформ для проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

По мнению «Квэрнер», стимулирование реализации крупномасштабных проектов на шельфе России может быть обеспечено трансфером передовых методов планирования и управления проектами с акцентом на минимизацию рисков и максимизацию экономического эффекта. Методологической основой, обеспечивающей успешность выполняемых «Квэрнер» проектов, являются корпоративные регламенты, объединенные общим названием «Модель Реализации Проектов» (MRP). MRP воплощает в себе многолетний опыт «Квэрнер» по выполнению EPCI проектов. MRP определяет последовательность фаз, этапов и работ по каждому проекту, состав и содержание проектных, производственных и административных работ, а также критерии завершения предыдущих и начала последующих работ.

В основе разработки концепций – их реализуемость с акцентом на управление затратами и интеграцию в проектных решениях стратегии конструирования, строительства и эксплуатации сооружения. Инвестирование в высококачественный инжиниринг в начале проекта является залогом выполнения всего проекта в срок и в рамках бюджета за счет снижения рисков и затрат на более поздних фазах.

Компания «Квэрнер» выражает готовность сотрудничать с российскими операторами, проектными и производственными компаниями путем совместного выполнения оптимальных по стоимости/эффективности и минимально рискованных проектов морских сооружений на шельфе в среде MRP.

В 2016 г. в России учреждено ООО «Квэрнер», которое должно обеспечить максимально эффективное выполнение очерченной стратегии.

Анализ технологических рисков при эксплуатации подводных компрессорных установок

*А.И. Новиков (ПАО «Газпром»),
М.А. Воронцов, А.С. Грачев, Д.Н. Снежко, И.Э. Ибрагимов,
А.В. Дроздов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Подводные компрессорные установки (ПКУ) – инновационное направление для обеспечения освоения месторождений континентального шельфа. Данная технология является перспективной, особенно для морских месторождений арктического шельфа, однако на данный момент отсутствует достаточный опыт использования ПКУ, поэтому принятие решений по их применению связано с определенными технологическими рисками.

Поскольку использование ПКУ предусматривается в проектах разработки месторождений континентального шельфа Российской Федерации, то актуально проведение исследований по определению качественной и количественной оценки технологических рисков, что позволит:

- предусмотреть соответствующие технологические решения, компенсирующие возможные негативные последствия;
- корректно сформировать требования к разработке подводных компрессорных модулей с учетом специфики параметров перекачиваемой среды и природно-климатических условий;
- определить наиболее важные направления научно-практических работ для повышения надежности и эффективности технологии компримирования под водой.

В докладе представлены:

- краткий анализ современного состояния технологии подводного компримирования;
- методический подход к оценке технологических рисков эксплуатации ПКУ, основанный на анализе чувствительности целевых показателей разработки к отклонению фактических показателей эксплуатации ПКУ от проектных значений;
- рекомендации по мероприятиям на различных стадиях жизненного цикла разработки шельфовых месторождений, которые позволят минимизировать негативные последствия при осложнениях эксплуатации ПКУ;
- основные направления научных и практических работ для повышения надежности и эффективности разработки морских месторождений с использованием ПКУ в арктических условиях.

Применение трехмерных сейсмических наблюдений для решения задач инженерно-геологических изысканий

*М.Ю. Токарев, А.С. Пирогова
(МГУ имени М.В. Ломоносова),
Е.А. Бирюков, В.В. Иванова
(ООО «СПЛИТ»)*

Основой целью проведения морских инженерных сейсморазведочных работ является изучение структуры и свойств верхней части геологического разреза перед строительством сооружений на шельфе. Для корректного картирования в пространстве и описания приповерхностных геологических объектов необходимо проводить трехмерные (3D) сейсморазведочные работы. В нефтегазовой сейсморазведке 3D-наблюдения широко распространены. Однако недостаточная и неравномерная кратность таких наблюдений для приповерхностной части разреза, а также низкая разрешающая способность по вертикали не позволяют проводить интерпретацию приповерхностных мелкомасштабных объектов по низкочастотным данным 3D-сейсморазведки без их специальной обработки. При этом инженерные сейсмические наблюдения в модификации 3D на акватории до сих пор проводятся крайне редко, в основном из-за сложности реализации высокочастотной трехмерной съемки.

В представленном докладе предложен граф специальной обработки и интерпретации низкочастотных 3D-данных для решения задач инженерно-геологических изысканий. Также рассмотрены существующие методики 3D-инженерных сейсмических исследований на акваториях и представлена отечественная разработка технологии 3D-инженерной сейсмической съемки SplitMultiSeis 3D.

36 якорей и одна «Кола». Установка перегрузочного комплекса на рейд Мурманского порта

О.В. Тервинский
(АО «Белуга Проджектс Лоджистик»)

На сегодняшний день «Кола» – самый большой танкер-накопитель в Кольском заливе. Его дедвейт составляет 340 тыс. т, длина – почти 335 м, ширина – 58 м. Рейдовый перегрузочный комплекс мощностью 12 млн т нефти в год был поставлен на якоря в декабре 2017 г. Планируется, что к концу 2018 г. через него будет перевалено как минимум 7 млн т нефти.

Одним из основных подрядчиков по установке на якоря танкера-накопителя «Кола» в районе Филинского мыса в Кольском заливе выступила компания «Белуга Проджектс Лоджистик».

Для безопасной установки и надежного закрепления танкера-накопителя в выбранной точке специалисты компании предварительно установили 12 якорно-швартовных связей. Каждая включала три якоря весом 50, 200 и 220 т, а также связывающие их друг с другом якорные цепи и связанные с якорно-швартовной системой танкера клюзовые цепи. Таким образом, на дне Кольского залива было закреплено 36 якорей общей массой 5640 т, а суммарная длина всех цепей составила около 5 км. К месту работ якоря и цепи были доставлены из порта Мурманск с помощью понтонной баржи Damen Riverstar 2.

В этом проекте «Белуга Проджектс Лоджистик» применила новую технологию: тяжелые железобетонные якоря были установлены на дне Кольского залива такелажным методом с помощью гидравлической системы Strand Jack бренда Enegrac. Глубина погружения составила более 155 м. Никто раньше не применял данную систему для погружения грузов на дно моря, так что такое инженерное решение можно назвать уникальным. Другое ноу-хау компании – полуавтоматическая система отдачи груза под водой, разработанная специально для этого проекта.

Выбранная технология характеризуется сравнительно низкой ценой и высокой точностью позиционирования устанавливаемых объектов – до 2 м и выгодно отличается от более привычного метода, требующего привлечения дорогостоящих плавучих кранов с большой грузоподъемностью. Для выполнения данного заказа компания выполнила переоборудование баржи. В итоге использованные решения позволили обеспечить безопасность и эффективность работ, уложиться в заданный бюджет и временные рамки.

Мировой опыт применения плакированных труб для защиты подводных трубопроводов от углекислотной коррозии. Перспективы применения на объектах ПАО «Газпром»

*А.Б. Арабей (ПАО «Газпром»),
В.А. Егоров, М.В. Симаков, Т.С. Есиев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение шельфовых месторождений Арктики и Дальнего Востока является перспективным направлением развития нефтегазового комплекса Российской Федерации. Работа ПАО «Газпром» на арктическом шельфе ведется в соответствии с Программой освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 г.

Учитывая труднодоступность и сложность разработки шельфовых месторождений, особое внимание ПАО «Газпром» уделяет как промышленной, так и экологической безопасности на объектах.

Месторождения Крайнего Севера (Бованенковское и Чаяндинское НГКМ, Харасавэйское ГКМ) и шельфа (Кириновское и Южно-Кириновское ГКМ) относятся к коррозионно-агрессивным из-за наличия в добываемом флюиде диоксида углерода (CO_2). Взаимодействуя с пластовыми водами, CO_2 образует угольную кислоту (H_2CO_3), которая вызывает интенсивную коррозию внутренней поверхности трубопроводов и оборудования, изготовленных из углеродистых сталей.

Углекислотная коррозия проявляется не только равномерным растворением поверхностей, но и неконтролируемыми локальными повреждениями, в связи с чем является одним из наиболее опасных видов коррозии. Скорость локальной коррозии углеродистых сталей может достигать 2 мм/год, при этом риск внезапного разрушения трубопроводов сохраняется даже при увеличенной в расчете на коррозию толщине стенок труб.

Согласно оценкам Всемирной организации по коррозии (World Corrosion Organization), затраты на защиту от коррозии и ликвидацию ее последствий в нефтегазовой и нефтехимической промышленности составляют около 1 трлн долл. в год.

Показателен опыт Казахстана 2013–2014 гг. На морском трубопроводе от месторождения Кашаган на шельфе Каспийского моря до береговой линии, спроектированном и построенном из стальных низколегированных труб, через полгода после начала промышленной добычи произошел разрыв. За экологический ущерб от утечки сероводорода был выплачен штраф 432 млн долл., после чего весь трубопровод был перепроектирован и построен из труб с применением плакированных сталей.

Для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии в мировой практике в основном применяют две основных технологии:

- ингибиторы коррозии для защиты трубопроводов из низколегированных углеродистых сталей;
- трубная продукция из коррозионностойких материалов: трубы из высокопрочной легированной стали с внутренним плакирующим слоем из

аустенитной стали, трубы из стали мартенситного класса 13Cr и трубы из стали аустенитно-ферритного класса (дуплексные стали 22Cr, 25Cr).

Плакированные трубы отвечают самым высоким требованиям, предъявляемым к прочности, коррозионной стойкости, и нашли широкое применение при строительстве морских трубопроводов, транспортирующих коррозионно-агрессивные среды.

Практическое отсутствие эксплуатационных затрат, высокая коррозионная стойкость и длительный срок службы плакированных труб (до 40 лет) делает их применение на шельфовых месторождениях Арктики и Дальнего Востока во многих случаях предпочтительным и оптимальным.

Оценка коррозионных условий и обеспечение защиты от углекислотной коррозии морских объектов добычи углеводородов

*Д.Н. Запезалов, Р.К. Вагапов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Ряд действующих и перспективных морских объектов добычи углеводородов как в России, так и за рубежом, характеризуются присутствием в добываемой продукции повышенного содержания коррозионно-опасного CO_2 . Его наличие в добываемой продукции в сочетании с другими факторами стимулирует риск интенсивного развития процессов коррозии (до 2-3 мм/год), что требует внимательного и обоснованного отношения к выбору технических решений по материальному исполнению трубопроводов и оборудования и защите от коррозии для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов добычи.

Авторами проанализированы существующие подходы к оценке коррозионной опасности добываемых сред, выбору и реализации решений по защите от внутренней углекислотной коррозии морских объектов, добывающих углеводородное сырье. Рассмотрены факторы, определяющие выбор решений по защите от коррозии и коррозионному мониторингу. Показано, что в условиях использования углеродистой стали на объектах добычи углеводородов в присутствии коррозионно-агрессивных факторов, в том числе CO_2 , одним из оптимальных средств защиты является использование ингибиторов коррозии.

На примере анализа литературных данных и проведенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» работ по подбору ингибиторов коррозии для шельфовых морских объектов показаны особенности учета и моделирования эксплуатационных условий, влияющих на оценку свойств ингибиторов коррозии и эффективность ингибиторной защиты.

Биметаллические трубы: защита от коррозии и экономия средств

К.С. Ческидов
(ООО «Техномаш»)

Область применения:

- морские проекты, S-линии, J-линии;
- технологические трубопроводы для транспортировки высоко-агрессивных пластовых газожидкостных флюидов от добывающих скважин до УПСВ, ДНС, КНС;
- водоводы высокого и низкого давлений для транспортировки высоко-агрессивных пластовых вод до нагнетательных и поглощающих скважин;
- внутривысотные технологические трубопроводы на ДНС, УПСВ, УПН, НПС и т.д.;
- биметаллические НКТ.

Биметаллическая труба состоит из двух слоев металла. Наружный слой – труба из углеродистой стали, главным образом используемая для достижения необходимой прочности. Внутренний слой – труба из коррозионностойкого сплава или нержавеющей стали, главным образом используемый для коррозионной устойчивости.

Благодаря использованию комбинированной трубы достигается высокая коррозионная стойкость и прочность. Цена при этом существенно ниже уровня цены на коррозионностойкую трубу, способную выдерживать аналогичное давление.

Экономическая и экологическая эффективность:

- снижение затрат на применение ингибиторов коррозии;
- снижение затрат на приобретение труб из коррозионностойких сталей с высоким содержанием Cr (более 5 %);
- увеличение срока безаварийной эксплуатации;
- снижение эксплуатационных затрат на ремонт трубопроводов;
- снижение экологических рисков по загрязнению окружающей среды.

Эффективность применения систем электрообогрева в экстремальных условиях

А.А. Дочкин
(ООО «Тепловые системы»)

1. Опыт применения систем электрообогрева при эксплуатации в экстремальных условиях.

Системы электрообогрева (СЭО) на объектах «Газпрома», «АЛРОСы», «Роснефти», «ЛУКОЙЛа», ИНК. Особенности построения СЭО при эксплуатации в экстремальных условиях. Наши отличия от других. Ответ на ваши сомнения – в наших решениях.

Компоновка систем электрообогрева на море. Обогрев палуб, трапов, площадок, крышек и жалюзи, лееров, трубопроводов и резервуаров, арматуры.

Пилотные разработки в области СЭО. Обогрев вертолетных площадок на ледостойких платформах в северных морях. Возможности систем электрообогрева.

2. Оптимальный состав СЭО как решающий фактор ее работоспособности.

Думающий кабель. Саморегулирование – основа энергосбережения и эффективности работы системы электрообогрева.

Программа расчета тепловых потерь. Компоновка линейной части СЭО: кабель (саморегулирующийся, резистивный), соединительные коробки, аксессуары. Управление электрообогревом по основным заданным параметрам. Выбор теплоизоляции.

Тотальный контроль при производстве нагревательного кабеля. Особенности производства шкафов управления и соединительных коробок. 25 лет службы СЭО – не предел.

3. От проекта – до монтажа и пуско-наладки – единая зона ответственности.

Позиционирование нашей компании как шесть в одном. Проектирование в сжатые сроки. Производство нагревательных кабелей в оптимальные сроки. Складские запасы. Пуско-наладка и обучение персонала заказчика при монтаже. Возможности стратегического партнерства. Альбомы типовых узлов. Сертификаты на продукцию и работы.

Инновационные кабельные решения для тяжелых условий эксплуатации

*Р.Ю. Ворошилов
(ООО «Би Питрон»)*

Российское производственное предприятие ООО «Би Питрон» в условиях действующего импортозамещения предлагает инновационные технические решения в области передачи сигналов управления, мониторинга, а также обогрева внешних устройств.

Благодаря уникальному сочетанию знаний и опыта, возникшему как следствие взаимообогащения пограничных сфер деятельности компании, возникает синергетический эффект – эффект динамического расширения компетенций. Результатом этого процесса являются сформированные передовые идеи в решениях по проектированию и изготовлению кабельных систем, где у компании имеются собственные технологии ноу-хау и патенты.

Предлагаемые решения строятся на платформе информационной поддержки жизненного цикла, расчета надежности и всего комплекса испытаний разрабатываемых кабельных систем. Изделия ООО «Би Питрон» обеспечивают надежную передачу данных по протоколам на скоростях 10 Гбит/с и выше по медным и волоконно-оптическим линиям связи. Они обладают превосходной электромагнитной совместимостью, обеспечивают низкую степень затухания сигнала, повышенное волновое сопротивление, диапазон температур от минус 70 до плюс 1200 °С, взрывопожаробезопасность, герметичность, гибкость, низкую массу, малые габариты, минимальный объем вредных примесей, выделяемых при пожаре. Герметичные разъемы систем позволяют обеспечивать трансляцию сигнала между оборудованием, находящимся в подводном положении на глубинах до 1000 м.

Изделия компании способны выполнить онлайн мониторинг НДС конструкций добычных комплексов, осуществляя обработку и длительное хранение массивов считываемых данных.

Проектируемые системы обогрева способны обеспечить эффективный автоматизированный автономный обогрев оборудования в течение длительного периода времени.

Предлагаемые решения целесообразны для применения как в оборудовании нефтегазопереработки, так и для широкого спектра задач контроля и управления сложными технологическими процессами автоматизированной подводной добычи.

Компьютерное моделирование взаимодействия морского трубопровода и грунта со слабыми прочностными свойствами

П.В. Бурков

(Томский политехнический университет, Томский государственный архитектурно-строительный университет),

В.П. Бурков, Ле Тхи Тху Тхуи

(Томский политехнический университет)

Гигантские нефтегазоконденсатные месторождения, открытые в последние годы на арктическом шельфе, перспективны для добычи в свете истощения многих месторождений на суше и увеличивающегося спроса на нефть. Залежи углеводородного сырья в Арктическом регионе оцениваются некоторыми экспертами как треть мировых запасов. Большое количество открытых месторождений располагается на морском шельфе. Добыча на шельфе обходится в 2–3 раза дороже добычи на суше, потому что для освоения подводных залежей нефти и газа необходимы более сложные технологии и другая, более высокопроизводительная техника. В принадлежащей России мелководной части моря добывать нефть гораздо удобнее и экономически целесообразнее, чем на глубине. Но существует множество причин, которые усложняют эксплуатацию месторождений в этом регионе. По этим причинам в условиях моря невозможна прокладка по дну, нефтегазопроводы необходимо заглублять в грунт. В настоящее время отсутствует четкая методика проектирования морских трубопроводов в грунтах со слабыми прочностными свойствами, также отсутствует методика испытания водонасыщенных грунтов на прочность и несущую способность применительно к морским трубопроводам. За время работы предложена и апробирована идея – рассматривать совместный расчет как двухэтапную методику анализа НДС трубопровода с применением МКЭ; разработаны элементы математической модели взаимодействия трубопровода с геосредой. В нормативных документах, определяющих порядок расчета напорных трубопроводов, указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта. Оценка напряжений, возникающих в трубопроводе при выпучивании из-за слабых прочностных свойств грунта, показала необходимость обязательного моделирования, постановки и математической формализации задачи взаимодействия морского трубопровода с окружающим грунтом со слабыми прочностными свойствами и позволила рассчитать оптимальные параметры, обеспечивающие устойчивость системы.

Оценка рисков взаимодействия морского трубопровода и грунта

П.В. Бурков

*(Томский политехнический университет, Томский
государственный архитектурно-строительный университет),*

В.П. Бурков, Ле Тхи Тху Тхуи

(Томский политехнический университет)

Подводный трубопровод является важной частью проекта морской добычи нефти и газа. Если произойдет утечка нефти из трубопровода, это вызовет огромные экономические потери и серьезное загрязнение морской среды. Работа трубопровода на изгиб является распространенной формой повреждения трубопровода. Изгиб трубопровода является местным, перпендикулярным и горизонтальным изгибами, при котором трубопровод находится под внешним давлением и без свободной деформации. Напряжение возникает внутри трубопровода. На данный момент расположение трубопроводов в грунте обеспечит некоторое сопротивление нагружению, чтобы предотвратить возникновение напряжения в трубопроводе произвольной формы. Таким образом, сопротивление грунта является важной частью исследования изгиба трубопровода. За время работы предложена и апробирована идея – рассматривать совместный расчет как двухэтапную методику анализа НДС трубопровода с применением МКЭ; разработаны элементы математической модели взаимодействия трубопровода с геосредой. В нормативных документах, определяющих порядок расчета напорных трубопроводов, указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта. Моделирование процесса горизонтального сопротивления действия грунта морского дна и трубопровода по программе ANSYS возможно. Кривая перемещение – напряжения из конечной-элементной модели приближается к идеальной кривой упругопластичности и близки к результатам, полученным по рассчитанной теоретической формуле. Кроме того, использование ANSYS для анализа сопротивления грунта порождает потребности в других исследованиях.

Уникальные электроприводные перекачивающие агрегаты для морских месторождений углеводородов

О.В. Крюков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),

В.Н. Мещеряков

(Липецкий государственный технический университет)

В настоящее время электроприводные нефте- и газоперекачивающие агрегаты являются единственным и безальтернативным вариантом реализации энергетических систем обустройства на подводных добычных комплексах. Новая аппаратная база электромашиностроения, силовой электроники и микропроцессорной техники обеспечивает создание высокотехнологичных, энергоэффективных, надежных и быстро окупаемых агрегатов и автоматизированных систем на основе безлюдных технологий. Это особенно актуально в сочетании с комплексом систем энергообеспечения промышленных объектов, где высоки требования гарантированной живучести объектов обустройства подводных месторождений по 1 категории надежности электроснабжения.

Рассмотрены особенности реализации новых оригинальных технико-технологических решений функциональных возможностей электроприводных газоперекачивающих агрегатов с интеллектуальными системами управления и диагностики: безредукторное и безмасляное исполнение в едином монокорпусе с нагнетателями; надежный электромагнитный подвес ротора; плавный безопасный пуск под нагрузкой; частотное и частотно-токовое релейное регулирование параметров и автоматическая адаптивная перестройка законов управления; встроенная система мониторинга и прогнозирования технического состояния.

Приведены характерные примеры многолетней успешной промышленной эксплуатации инновационных электроприводных газо- и нефтеперекачивающих агрегатов, обеспечивающих реализацию малолюдных и безлюдных технологий, включая автономные системы энергообеспечения арктических месторождений углеводородов. Предложены модульные инвариантные структуры и законы оптимального управления системами энергообеспечения потребителей обустройства морских месторождений нефти и газа, которые позволяют гарантировать энергоэффективное электропитание основных технологических установок и других потребителей подводного добычного комплекса.

**Газовые хроматографы «Хромос» как решение
для обустройства и эксплуатации морских месторождений.
Опыт применения в нефтегазовой отрасли**

А.Л. Пахомов (ООО «Хромос Инжиниринг»)

«Хромос Инжиниринг» – надежный партнер.
Стратегия бизнеса – внедрение цифровой шины.
Достижения компании – залог успешного развития бизнеса.
Диагностика на расстоянии – работа без границ.
Потоковые хроматографы «Хромос» – высокотехнологичное инжиниринговое решение для контроля газа.

Результаты исследования коэффициента утилизации плавучих технологических платформ для добычи и хранения углеводородов (FPSO/FLNG)

К.Г. Бережной

(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)

Водоизмещение морских судов – это одна из важнейших характеристик, которая дает понятие о его габаритных размерах. В теории проектирования судов определение водоизмещения на первоначальных стадиях проектирования неразрывно связано со значением его коэффициента утилизации: отношением между его главным параметром и полным водоизмещением.

За главный параметр для балкеров и нефтеналивных судов принимают дедвейт или чистую грузоподъемность, для контейнеровозов – количество контейнеров (TEU). Данные коэффициенты определяются по судам-прототипам и могут иметь различные значения: нефтяные танкеры – 0,65–0,9, балкеры – 0,70–0,85, контейнеровозы – 0,04–0,07. Заданные техническим заданием на проектирование дедвейт/чистая грузоподъемность/TEU, при известном коэффициенте утилизации прототипа, позволяют определить массогабаритные характеристики проектируемого объекта, по которым можно судить о величине капитальных затрат.

База данных коэффициентов утилизации морских транспортных судов постоянно пополняется, однако определение коэффициента утилизации морских плавучих технологических платформ с функциями добычи, хранения и отгрузки углеводородов (FPSO/FLNG) ранее не выполнялось.

Применение данного подхода к FPSO/FLNG имеет некоторые особенности: различная производительность по добыче углеводородов в сутки; период автономности по отгрузке и объем хранилища; значительная масса верхнего строения (более дорогостоящее по отношению к корпусу), зависящая от производительности, а также состав и соотношение масс расходных материалов, составляющих полный дедвейт.

Результатом выполненных исследований являются коэффициенты утилизации платформ FPSO/FLNG, по которым можно определить их массогабаритные характеристики, что в конечном итоге позволяет при известных удельных показателях стоимости строительства определить капитальные затраты на объект.

СЕКЦИЯ «D»
АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
И НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ
ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

**Актуальные аспекты развития системы
аварийно-спасательного обеспечения морской деятельности
в Арктике**

В.Н. Илюхин

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

В докладе рассматриваются актуальные нормативно-правовые, организационные и технические аспекты развития федеральной системы поиска и спасания, а также соответствующие аспекты развития ведомственных систем аварийно-спасательного обеспечения морской деятельности, учитывающие реальные природно-климатические условия и перспективные планы освоения нефтяных и газовых месторождений Арктики.

Показана целесообразность актуализации федеральных и ведомственных нормативных документов, регламентирующих требования к организации функционирования систем аварийно-спасательного обеспечения, а также актуализации национальных стандартов к средствам эвакуации и спасания с морских судов и сооружений. Сформулированы предложения по совершенствованию организации создания перспективной поисково-спасательной техники и технологий. Приведены примеры инновационных технических решений по созданию средств спасания и эвакуации с требуемыми техническими характеристиками для морских судов и сооружений в арктических условиях.

О возможности ликвидации разливов жидких углеводородов в замерзающих морях без использования судов

*А.В. Маричев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
В.Р. Маричев (ООО «НМЦ «Информатика риска»)*

После аварии в Мексиканском заливе в 2010 г. за рубежом был выполнен громадный объем научных исследований в области планирования и ликвидации морских разливов нефти и нефтепродуктов, в том числе в ледовых условиях, однако прорывных технологий в данной области создано не было. Существующие методы ликвидации разливов жидких углеводородов в ледовых условиях по-прежнему остаются недостаточно эффективными, при этом практически во всех работах указывается на необходимость начала работ по ликвидации нефтяного загрязнения в течение первых суток после возникновения аварии.

В Российской Арктике данная проблема существенно осложняется вследствие малого числа судов ледового класса и огромных расстояний. В большинстве случаев суда не могут обеспечить оперативное выполнение работ по ликвидации разлива углеводородов, что обуславливает необходимость разработки методов и технологий ликвидации разливов без использования судов.

В докладе представлен анализ результатов научно-технических исследований в рассматриваемой области, проведенных в России и за рубежом, среди которых наибольший интерес представляют работы, выполненные в рамках международных совместных проектов («Совместная отраслевая программа по обеспечению готовности к ликвидации разливов нефти в Арктике и замерзающих морях» – Joint industry program on oil spill contingency for Arctic and ice-covered waters; «Программа мониторинга и оценки в Арктике» – Arctic monitoring and assessment program). Рассмотрен международный и российский опыт ликвидации разливов жидких углеводородов в ледовых условиях.

Выполнен анализ условий, необходимых для проведения работ по ликвидации морских разливов жидких углеводородов без использования судов, рассмотрены возможности использования воздушных судов для применения диспергентов и сжигания нефти и нефтепродуктов, а также проанализирована технология подводного распыления диспергентов.

К вопросу оценки параметров истечения сжиженных углеводородов при разгерметизации трубопроводов

*Ю.Ю. Петрова, Ю.В. Гамера
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Динамичное освоение территорий Арктической зоны, наблюдаемое в последнее время, предъявляет высокие требования к промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса в целом и объектов транспорта сжиженных углеводородов в частности. Как следствие, возникает необходимость в проведении детального анализа риска на данных объектах. Это в свою очередь стимулирует совершенствование методических подходов к математическому моделированию и расчету базовых параметров, отвечающих за формирование и распространение поражающих факторов аварий на конденсато- и продуктопроводах с обращением стабильных и нестабильных углеводородных жидкостей.

При проведении оценки риска конденсато- и продуктопроводов базовыми являются параметры истечения, прежде всего это объем и интенсивность истечения при разгерметизации трубопроводов.

В настоящей работе представлен обзор некоторых инженерных методических подходов для расчета параметров истечения углеводородных жидкостей при разгерметизации трубопроводов. Приведено сравнение расчетных данных по динамике изменения массы жидкого пропана при разгерметизации участка трубопровода с данными эксперимента.

Особенности оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазовой отрасли, функционирующих в условиях Арктики

*Ю.В. Гамера, Ю.Ю. Петрова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Важным аспектом процесса функционирования опасных производственных объектов (ОПО) является обеспечение безопасности людей, инфраструктуры и окружающей среды от потенциальных аварий. Выполнение данной задачи при принятом в области промышленной и пожарной безопасности риск-ориентированном подходе возможно лишь на пути выявления, оценки и минимизации, связанных с аварией на ОПО, угроз с применением методов анализа риска. При этом с точки зрения репрезентативности процедура анализа риска должна базироваться на нормативно-методических документах, охватывающих все стадии расчетов (от определения частот аварий и закономерностей распространения поражающих факторов (ПФ) с учетом различных условий эксплуатации ОПО до вычислений показателей риска).

В докладе рассматривается специфика анализа техногенного риска для арктических ОПО нефтегазового комплекса (НГК) исходя из природно-климатических особенностей района расположения и масштабов объектов по следующим направлениям:

- ожидаемые частоты аварий;
- формирование, распространение и воздействие ПФ;
- нормативно-методическая обеспеченность расчетов.

В итоге сделан вывод о том, что в настоящий момент методическая база по анализу риска аварий на ОПО НГК, расположенных в арктических районах, весьма ограничена и не охватывает большей части явлений и ПФ, характерных для указанных объектов. В первую очередь это относится к ПФ, формирующимся и распространяющимся при наличии температурных инверсионных слоев в атмосфере или при больших масштабах ОПО.

Текущее состояние и перспективы нормативного регулирования деятельности нефтегазовых компаний на арктическом шельфе

Р.Л. Романенков (ООО «Газпром нефть шельф»)

География арктических шельфовых проектов на примере проекта «Приразломное» четко иллюстрирует особенности нормативного регулирования данной деятельности, поскольку разработка Приразломного нефтяного месторождения осуществляется за пределами 12-мильной зоны, что влечет сложности или невозможность применения по отношению к указанной деятельности норм национального законодательства. Процесс нормотворчества применительно к рассматриваемым проектам осложняется не только географией, но и имеющимися системными особенностями и проблемами отраслевого нормативного регулирования. При этом необходимо выделять внутренние системные, в том числе отраслевые особенности совместного нормотворчества государства и бизнеса (дефицит экспертной поддержки, отсутствие координации позиций ключевых субъектов, фокус на решении точечных задач и т.п.), а также внешние факторы, влияние которых может также сказываться на эффективности совместной нормотворческой работы (геополитика, факторы внешней среды и т.п.). С учетом особенностей внешних факторов и объективно обусловленных сложностей влияния на них основная совместная задача государства и бизнеса должна заключаться в решении внутренних системных проблем в сфере нормативного регулирования. Понимание указанных проблем, имеющих конкретный и четко очерченный характер (вопросы проектирования и строительства имущественных объектов на шельфе, отдельные вопросы промышленной и антитеррористической безопасности, вопросы водопользования, управления ледовой обстановкой и др.), позволяет видеть и способы их решения. Дело остается за малым – скоординировать совместные усилия и эффективно двигаться в сторону решения обозначенных проблем в условиях, позволяющих сформировать согласованную позицию ключевых игроков.

Проблемы нормативно-технического регулирования морских нефтегазовых объектов на континентальном шельфе

*А.А. Ляпин, Я.С. Гусарова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Под шельфовой нефтегазовой деятельностью понимается деятельность на континентальном шельфе, направленная на геологическое изучение, морские научные и ресурсные исследования, разведку, добычу, хранение, транспортировку, перевалку, переработку углеводородных природных ресурсов континентального шельфа, осуществляемая в виде проектирования, строительства, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, реконструкции, технического перевооружения, модернизации, капитального ремонта, консервации, ликвидации шельфовых нефтегазовых объектов.

Имеющиеся на данный момент нормативно-правовые акты и существующие федеральные органы исполнительной власти, под контролем которых находятся морские нефтегазовые объекты (МНГО), не позволяют рассматривать МНГО как целостную структуру, однако делят его на составляющие в рамках своей области регулирования.

В свою очередь МНГО является целостным технологическим комплексом, основные функциональные назначения которого заключаются в разведке и добыче углеводородного сырья, его первичной обработке и хранении, сборе и хранении отходов, обеспечении места работы и отдыха персонала.

Вышеперечисленные аспекты формируют проблему недостаточности имеющихся нормативных актов, экспертиз, деятельности надзорных органов для возможности интегральной оценки всех вопросов, касающихся безопасности МНГО, а также рассмотрения вопросов взаимодействия различных опасностей, существующих на МНГО.

В результате возникающих противоречий и несовершенства действующей в стране системы регулирования, экспертизы и надзора за производственной безопасностью МНГО тормозится разведка, обустройство морских нефтегазовых месторождений.

В итоге возникает потребность в пересмотре имеющегося законодательства, его гармонизации, а также разработке единой, целостной системы регулирования, экспертизы и надзора за безопасностью морских нефтегазовых объектов на основе синтеза совершенствования действующего законодательства и зарубежного опыта.

Нормативная база в области арктических операций

А.В. Мельник
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Стандарты, регламентирующие эксплуатацию сооружений и судов, являются основными источниками, определяющими работоспособность, безопасность и вероятность возникновения инцидентов. Новизна работы заключается в том, что впервые в Российской Федерации с учетом характеристик и особенностей рабочей среды Арктики разработаны требования к осуществлению работ по освоению морских нефтегазовых месторождений в арктических условиях.

В рамках доклада представлены результаты работ по реализации Программы разработки национальных стандартов ГОСТ Р в области освоения морских месторождений в арктических условиях. Также обозначены проблемы, с которыми столкнулись разработчики в процессе работы над стандартами из серии «Арктические операции», и определен круг потребностей в нормативном обеспечении безопасного освоения нефтегазовых месторождений на российском континентальном шельфе в арктических условиях.

Методы и пути решения конфликтов правового регулирования Ростехнадзора и РМРС в отношении плавучих буровых установок

В.Ф. Аминев

(Филиал ООО «Газпром флот» в г. Мурманске)

Безопасность производственной деятельности плавучих буровых установок (ПБУ) для работы на континентальном шельфе в 80–90-х гг. прошлого века контролировалась такими государственными надзорными органами, как Госгортехнадзор СССР и Регистр СССР.

Регистр СССР отличался от зарубежных классификационных обществ и их организации обеспечения безопасности по своей структуре, у которых правила классификации и постройки ПБУ и правила технического надзора ПБУ взаимно дополняли друг друга и исключали возможность каких-либо противоречий. Но в Регистре СССР ПБУ не имели классификации, что создавало определенные трудности при разработке нормативно-технической документации (НТД) для технического наблюдения таких морских сооружений, а также при взаимодействии с Госгортехнадзором СССР.

С распадом СССР Госгортехнадзор России прекратил осуществлять надзор за ПБУ, кроме области безопасности технологии ведения строительства скважин, ПБУ попали под юрисдикцию Российского морского регистра судоходства (РМРС). С принятием Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ и включением площадки буровой установки в составе ПБУ в перечень опасных производственных объектов надзор за ПБУ начинает осуществлять также и Ростехнадзор. С этого момента нефтегазовые предприятия, осуществляющие производственную деятельность на шельфе РФ, сталкиваются с противоречиями требований НТД в области промышленной безопасности Ростехнадзора и РМРС ввиду различия развития нормативных требований в советское и постсоветское время и, возможно, недостаточного взаимодействия вышеуказанных надзорных органов при разработке нормативных требований по вопросам безопасности и эксплуатации ПБУ.

Сравнительный анализ требований НТД Ростехнадзора и РМРС в отношении ПБУ позволил выявить противоречия, дублирование требований либо отсутствие требований в смежных областях надзора. Стоит задача в создании универсального решения, позволяющего конструировать элементы правового регулирования деятельности Ростехнадзора и РМРС в области обеспечения промышленной безопасности ПБУ и в отношении нефтегазовых предприятий, осуществляющих эксплуатацию ПБУ.

Исследование трансформации разлива легких углеводородов в условиях арктического шельфа и технико-технологические решения по их ликвидации

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

На сегодняшний день степень изученности арктического шельфа составляет не более 4 %, что определяет высокую перспективность проведения геологоразведочных работ, вероятность открытия новых месторождений и, как следствие, рисков возникновения чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов. Особое внимание уделяется газовым и газоконденсатным месторождениям, где основным источником возникновения разливов являются легкие углеводороды, такие как газовый конденсат (ГК) и дизельное топливо (ДТ).

Характер воздействия, зона распространения разлива, а также физико-химическое взаимодействие ГК и ДТ с окружающей средой, в силу высокой воспламеняемости и фракционного состава, определяют особый подход к действиям по ликвидации разлива в целях снижения негативного техногенного влияния.

В рамках данной работы построена математическая модель расчета возможных сценариев поведения разлитого НП в соответствии с современными представлениями об основных процессах распространения и физико-химической трансформации легкого топлива, а также с учетом специфики эксплуатации в арктических регионах. На основании данного анализа 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 ГК и ДТ, здесь требуется оптимизация и учет международного опыта, которые позволят в кратчайшие сроки ликвидировать аварию.

СЕКЦИЯ «Е»

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА

Особенности безопасной эксплуатации Киринского газоконденсатного месторождения с помощью подводно-добычного комплекса

А.В. Суетинов
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Проект освоения Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) – первый проект, реализованный ПАО «Газпром» на шельфе Российской Федерации, и первый проект в стране, в рамках которого добыча углеводородного сырья осуществляется с помощью подводного добычного комплекса (ПДК).

Сахалинский шельф отличается сложными гидрометеорологическими и инженерно-геологическими условиями. Технологии, применяемые при обустройстве месторождения, позволяют осуществлять промышленно-хозяйственную деятельность с минимальным негативным воздействием на экологическую систему региона. Схема обустройства Киринского ГКМ подразумевает применение только подводных объектов обустройства на акватории месторождения с использованием центрального сборного манифольда и скважин, соединяемых с манифольдом внутрипромысловыми трубопроводами и шлангокабелями.

При строительстве скважин применялись две полупогружные плавучие буровые установки «Газпрома» – «Полярная звезда» и «Северное сияние». В соответствии с техническим заданием все применяемое оборудование ПДК рассчитано на безотказную эксплуатацию в течение 30 лет без замены и имеет разрешения на применение от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Мониторинг технического состояния проводится с помощью специальной аппаратуры (донного профилографа, многолучевого эхолота, гидролокатора бокового обзора, трассоискателя и т.п.) и телеуправляемого необитаемого подводного аппарата посредством специализированного судна.

С целью предотвращения потенциально опасных инцидентов Обществом разработаны планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на объектах Киринского ГКМ (береговые объекты и ПДК) и по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (береговой и морской участки).

В соответствии с требованиями нормативных правовых документов регулярно проводятся комплексные и командно-штабные учения, штабные тренировки по вопросам ликвидации возможных аварий и чрезвычайных ситуаций на береговых и морских объектах обустройства Киринского ГКМ. Успешная реализация мероприятий обеспечила отсутствие несчастных случаев, аварий и инцидентов за 10 лет работы Общества.

Культура производственной безопасности на МЛСП «Приразломная»

А.Б. Васильев (ООО «Газпром нефть шельф»)

Доклад отражает важность культуры производственной безопасности, потребности в полной вовлеченности персонала в культуру соблюдения техники безопасности на морской ледостойкой стационарной платформе (МЛСП) «Приразломная». Также показывается, какие инструменты и методы используются на морских объектах повышенной опасности (морских добычных платформах) в мире и что используется на объектах повышенной опасности (ОПО) МЛСП «Приразломная». Раскрывается содержание таких понятий, как охрана труда, промышленная безопасность и гражданская оборона, для морского объекта в целом и понятие безопасности для компании «Газпром нефть шельф» в частности. В докладе подробно рассмотрены процессы, методики, критические элементы и задачи, которые входят в Комплексную оценку безопасности ОПО МЛСП «Приразломная» (HSE CASE). Рассматриваются внедряемые лучшие практики, направленные на повышение культуры безопасности. Более подробно представлена Система мониторинга и управления сигнализациями. Раскрыты ключевые показатели (проектная целостность, техническая целостность, операционная целостность) и инструменты операционной эффективности, а также цели, которые ставит перед собой компания «Газпром нефть шельф» в области безопасной и эффективной добычи нефти на МЛСП «Приразломная» и в компании в целом.

Проблемы обеспечения безопасности танкерных перевозок СПГ

В.С. Сафонов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В докладе приводятся результаты систематизации и анализа современных представлений отечественных и зарубежных специалистов по вопросам обеспечения безопасности танкерных перевозок сжиженного природного газа (СПГ).

Проведен сравнительный анализ конструктивной устойчивости танкеров СПГ с различными системами грузовых емкостей (сферическими, самонесущими трапецеидальными, гофрированными трапецеидальными) к внешним динамическим воздействиям в сценариях посадки на мель или таранного удара судов различной грузоподъемности в боковую часть корпуса танкера.

Показано, что наибольшей «живучестью» (наименьшей вероятностью повреждения грузовой емкости) обладают танкеры со сферическими грузовыми емкостями.

Выполнен анализ характерных последствий разгерметизации одной из грузовых емкостей СПГ для возможных сценариев истечения на уровне ватерлинии, выше поверхности воды и ниже ватерлинии, включая:

- динамику поступления СПГ в окружающую среду и в межкорпусное пространство;
- растекание и испарение СПГ на водной поверхности и в толще воды с учетом льдообразования и эффекта быстрого фазового перехода;
- горение «лужи» СПГ на водной поверхности и тепловое воздействие пламени на окружающую среду, в том числе на конструкционные элементы танкера и грузовые емкости СПГ;
- криогенное воздействие СПГ на конструктивные элементы внешнего корпуса и внутренних переборок танкера.

Приоритетные задачи развития научно-методических основ строительства в Арктике инженерных сооружений мегакласса и обеспечения промышленной безопасности в зонах освоения углеводородных ресурсов

А.Н. Виноградов (ФИЦ «Единая геофизическая служба РАН»)

Доклад посвящен анализу проблемы предотвращения рисков при строительстве сооружений массой более полумиллиона тонн на территориях, подверженных риску опасных проявлений флюидодинамических процессов в вечной мерзлоте. Пионерный опыт подобного строительства имеет только Россия, однако анализ этого опыта показывает, что практика значительно обгоняет научно-методическую обеспеченность хозяйственных действий, что чревато снижением уровня экологической и промышленной безопасности в осваиваемых районах Арктической зоны РФ (АЗРФ). В XX в. СССР занял лидирующие позиции в мире по индустриализации Арктики и строительству в зоне многолетнемерзлых пород крупногабаритных инженерных сооружений. В значительной степени эти успехи были достигнуты благодаря активному развитию научных основ механики мерзлых грунтов под руководством чл.-корр. АН СССР Н.А. Цытовича. Предложенные им еще в 1937 г. модели четырехфазной структуры мерзлых грунтов (минеральный каркас-вода-лед-газ) до сих пор служат базой для инженерных расчетов в соответствии с действующими в России СНиПами для инженерно-экологических изысканий и проектирования строительства на вечномерзлых грунтах. Базовая модель вполне удовлетворяла практические запросы, пока расчетные глубины оснований сооружений, возводимых на поверхности или размещаемых в недрах, не выходили за пределы верхней границы зоны стабильности газогидратов метана (ЗСГ). В отличие от стройплощадок в областях умеренного климата, в Арктике, особенно на шельфе, ЗСГ локализована на глубинах от 20 до 700 м. Геомеханические свойства грунтов, содержащих газогидраты (ГСГГ), существенно отличаются от «обычных» мерзлых грунтов, поскольку поведение наноструктурированных клатратных соединений (к типу которых принадлежат газогидраты метана) при изменении температуры и давления в среде резко отличается от остальных фаз. Критический обзор научной и учебной литературы по проблемам геомеханики ГСГГ показал, что к созданию адекватной пятифазной модели грунтов, типичных для ЗСГ, ученое сообщество приарктических государств еще не приступило, а в развитии средств и методов для выявления ГСГГ и их влияния на безопасность арктических природно-технических систем наметилось заметное отставание России от потенциальных конкурентов по освоению Арктики. В действующих российских СНиПах отсутствуют регламентации требований по оценке насыщенности грунтов газогидратами и учету их влияния на надежность оснований мегасооружений, тогда как в Канаде уже вынесен на обсуждение актуализированный проект регламента инженерно-изыскательных работ в арктических нефтегазоносных и угольных бассейнах, требующий детальной характеристики положения и обилия газогидратных пластов на разведы-

ваемых площадях. В Норвегии рекомендована к применению на арктическом шельфе технология сейсморазведочных работ с использованием волоконно-оптических измерительных систем (ВОИС), позволяющая отслеживать прослой газогидратов в геологическом разрезе с разрешением менее 1 м, идет целенаправленная подготовка супербольших (до миллиона регистраторов в одной сети) донных мониторинговых систем для геофизического контроля флюидодинамического режима в недрах на лицензионных площадях бывшей спорной зоны баренцевоморского шельфа, разделенной между Россией и Норвегией в 2010 г. В России, лидировавшей в 90-е гг. прошлого века в разработке геофизической аппаратуры на базе ВОИС, это прогрессивное направление в 2000-е гг. не получило финансовой и организационной поддержки, а альтернативные технологии формирования донных геофизических сетей на основе автономных донных сейсмостанций еще не вышли из стадии НИОКР. На практике наличие газогидратов в недрах осваиваемых нефтегазовых полей Западной Сибири осуществляется только по каротажу скважин, при этом разрешающая способность методов уступает на порядок уровню, достигаемому норвежскими сейсморазведчиками без применения дорогостоящего бурения. Для поддержки конкурентоспособности и промышленной безопасности создаваемых в АЗРФ крупнейших в Арктике индустриальных комплексов необходимо в опережающем темпе развернуть исследования по механике ГСГГ и формированию инновационных наземно-донных сетей геофизического мониторинга недр, способных отслеживать опасные флюидодинамические процессы, вызываемые техногенным стрессом и климатическими изменениями в основаниях инженерных объектов мегаразмерного класса, намечаемых к строительству на лицензионных площадях нефтегазовых и угольных бассейнов АЗРФ.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках гранта № 17-02-00248 по проекту «Инновационные факторы в освоении арктического шельфа и проблемы импортозамещения».

Защита подводных объектов от воздействия ледяных образований в условиях арктического шельфа

*А.А. Гаркавко, В.Б. Глаговский, С.А. Соснина, О.М. Финагенов
(АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева»)*

В районах арктического шельфа с относительно небольшой глубиной моря подводные нефтегазопромысловые объекты могут подвергаться воздействию килей свободно плавающих или пропахивающих морское дно ледяных образований. Похожая проблема возникает также при двухгодичном цикле поисково-разведочного бурения на шельфе замерзающих морей с малым периодом открытой воды и вынужденной консервацией скважины в зимний период.

Для обеспечения целостности подводных объектов на период эксплуатации необходимо предусмотреть конструктивные мероприятия по их защите от воздействия ледяных образований.

Применительно к условиям арктического шельфа России (Карское море) были исследованы следующие возможные типы защиты оборудования: «котлован»; «шахта большого диаметра» из сборных железобетонных колец с облицовкой; «шелтер» в виде купола, выполненного из стали или железобетона; «шелтер» типа «бочка», предполагающий его заглубление в грунт и устройство «жертвенной» части.

Для всех рассмотренных типов защиты проводился анализ их эффективности при воздействии ледяных образований различного типа (килей торосов, пирамидальных айсбергов, столообразных айсбергов), возможности реализации с привлечением преимущественно отечественных компаний-подрядчиков; а также выполнялось технико-экономическое сопоставление вариантов для различных сценарных условий (гидрометеорологических, инженерно-геологических, глубина моря, параметры ледяных образований, высота объекта).

На основе обобщения результатов исследований разработаны предварительные рекомендации по выбору оптимального варианта защитных конструкций в зависимости от инженерно-геологических условий в рассматриваемой точке поисково-разведочного бурения. Если для более плотных грунтов, слагающих площадку, оптимальным вариантом защиты можно считать выемку (котлован) без дополнительного крепления бортов, то для слабых грунтов наиболее эффективным устройством защиты устья можно считать стальную конструкцию «шелтер» типа «бочка» или «купол».

Опыт ММБИ в применении спутниковых и геолокационных технологий для оценки миграций животных в Арктике

*П.Р. Макаревич, Д.Г. Ишкулов
(ММБИ КНЦ РАН)*

При разработке геоэкологических обоснований освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа необходим всесторонний анализ не только фонового состояния биоты, но и тех возможных изменений в структуре биоценозов, которые могут происходить как вследствие хозяйственной деятельности, так и в силу естественных причин. Существующие методы оценки основаны преимущественно на дискретных мониторинговых съемках и анализе фондовых данных. При этом следует учитывать, что одним из факторов, меняющих структуру сообществ, является изменение миграционных путей животных. Такие миграции способны существенно изменять состав биоты экосистем, в том числе и в районах освоения нефтегазовых месторождений. Без обладания полной информацией о миграционных процессах невозможно четко определить, являются ли изменения в экосистемах следствием антропогенного воздействия или это естественные природные явления.

В Мурманском морском биологическом институте в ходе научно-исследовательских работ на арктическом шельфе накоплен большой опыт применения современных технологий для изучения миграций морских животных.

Объектами исследований являлись арктические животные – настоящие тюлени, зубатые киты, рыбы и представители зообентоса.

По итогам работ были получены новые знания, позволившие пересмотреть ранее существующие представления о сроках, направлениях и количественных характеристиках миграций животных в течение года.

Полученные данные могут быть использованы в разработках технологий обеспечения оптимального режима недропользования, прогнозировании возможных последствий антропогенного воздействия и обеспечении экологической безопасности морских арктических акваторий.

Применение дистанционных методов при экологическом сопровождении строительства и эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений

*Д.Р. Загретдинова, Я.Е. Терехина, Н.В. Шабалин
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Доклад посвящен описанию технологии неинвазивного и недеструктивного исследования окружающей морской среды при освоении месторождений нефти и газа.

Технология включает в себя комплексирование геофизических (гидролокация бокового обзора, многолучевое эхолотирование, сейсмоакустическое профилирование, магнитометрия) и визуальных (телеуправляемые подводные аппараты, погружные камеры, легководолазные наблюдения, беспилотные летательные аппараты) методов для обеспечения экологической безопасности проведения работ на морских акваториях, увеличения точности и скорости получения данных для картографирования морской среды и снижения затрат на проведение исследовательских работ.

Анализ штормовых ситуаций в Охотском море с детализацией в прибрежной зоне о. Сахалин

*Н.А. Дианский, В.В. Фомин (ФГБУ «ГОИН»),
М.М. Чумаков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Д.В. Степанов (ТОИ ДВО РАН)*

Одной из особенностей атмосферной циркуляции над Охотским морем является частое возникновение экстремальных ситуаций в осенне-зимний период, когда регистрируется большое количество циклонов. Прохождение циклонов в свою очередь приводит к существенной интенсификации поверхностных скоростей течений и штормовым нагонам.

В работе изучается штормовая активность над акваторией Охотского моря с более детальным анализом в прибрежной зоне о. Сахалин. В качестве исходных данных используются атмосферный и морской реанализы Охотского моря, подготовленные с использованием численных моделей COSMO-ru (The Consortium for Small-scale Modeling) и INMOM (Institute of Numerical Mathematics Ocean Model) с пространственным разрешением в 6 и 3,5 км соответственно. Показано, что атмосферные условия в периоды достижения экстремальных скоростей ветра в районе о. Сахалин можно разделить на три типа: циклоны с юго-запада, циклоны с запада и фронтальные зоны. Наиболее сильный отклик в поверхностных течениях наблюдается при циклонах, приходящих с юго-запада, когда происходит интенсификация циклонического круговорота Охотского моря и, соответственно, усиление Восточно-Сахалинского течения, а наименьший отклик на изменчивость циркуляции Охотского моря оказывают атмосферные фронты. Исследована пространственная изменчивость течений, а также их вертикальная структура. Показана необходимость использования физически полной модели морской гидротермодинамики для более точного воспроизведения отклика в морской циркуляции.

Использование результатов морских полевых наблюдений при подготовке исходных данных для проектирования объектов обустройства морских месторождений на шельфе Охотского моря

*М.М. Чумаков, Д.А. Онищенко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Исходные данные для проектирования объектов обустройства морских месторождений включают в себя информацию о режимных (оперативных и экстремальных) характеристиках гидрометеорологических элементов (ГМЭ) и параметрах ледяного покрова, на основе которой определяются расчетные воздействия на сооружения и осуществляется планирование сопутствующих морских операций. Отсутствие длительных рядов гидрометеорологических наблюдений на акватории Охотского моря приводит к необходимости при определении режимных характеристик ГМЭ использовать специальную методологию, которая включает в себя две основные части: метод гидродинамического моделирования (ГМ) и метод вероятностного моделирования. Разработанный метод ГМ представляет собой синтез новейших методик мезомасштабного моделирования атмосферных процессов, морской динамики, ветрового волнения и эволюции ледяного покрова. Точность воспроизведения моделями присущей ГМЭ межгодовой, сезонной короткопериодной изменчивости непосредственно на акватории рассматриваемого месторождения во многом определяется настроечными параметрами используемых моделей. Оптимальный выбор значений настроечных параметров и верификация моделей возможны только на основе анализа данных наблюдений и измерений, полученных в рамках летних и зимних экспедиционных исследований с использованием научно-исследовательских судов, в том числе ледоколов. В работе также показана роль натурных измерений морфометрических характеристик ледяных образований при разработке методов интерпретации результатов моделирования эволюции ледяного покрова.

Морфометрические особенности борозд ледовой экзарации на нефтегазоперспективных площадях баренцево-карского шельфа

*С. Г. Миронюк (МГУ имени М.В. Ломоносова),
А. А. Иванова, Д. И. Дамянович*

(ООО «Морская проектно-изыскательская компания»)

Изучение особенностей пространственного распространения и параметров борозд ледовой экзарации (пflugмарков), глубины внедрения ледовых образований в грунт, а также оценка возраста пflugмарков является одной из приоритетных задач инженерных изысканий для проектирования морских сооружений на шельфе Баренцевого и Карского морей. Данный вопрос приобретает особую актуальность в связи с планами дальнейшего освоения углеводородных ресурсов арктических морей. Развитие трубопроводной и кабельных сетей, иных подводных технических средств освоения арктического шельфа может привести к росту вероятности повреждения их айсбергами и торосистыми образованиями. С точки зрения общей проблемы воздействия ледовых образований на подводные объекты, представляет интерес изучение не только современных, но и древних (реликтовых) борозд выпахивания. Последние особенно хорошо сохранились в пределах глубоководной (преобладающие глубины 300–350 м) центральной низменной области Баренцева моря. Анализ данных сонарной съемки и многолучевого эхолотирования (МЛЭ), выполненных в указанной части Баренцева моря, свидетельствует о широком развитии здесь реликтовых пflugмарков. Они имеют следующие морфометрические характеристики: длина – 3,5–6 км, ширина – 30–300 м, глубина – 1–16 м. МЛЭ в Новоземельской области Баренцева моря показало, что на фоне многочисленных реликтовых пflugмарков, местами, при глубинах моря 110–180 м прослеживаются, предположительно, и современные борозды.

Экзарационная деятельность ледяных образований в Карском море отражается в рельефе дна (при глубине моря более 50 м) в виде преимущественно современных айсберговых борозд. На мелководье (глубина моря 30 м и менее) в преобладающем количестве случаев борозды созданы киями гряд и одиночных дрейфующих торосов. Большинство борозд по краям имеют валы (боковые бермы). Некоторые борозды заканчиваются фронтальной бермой.

Scanex Maritime: комплекс геосервисов для мониторинга замерзающих акваторий

*А.В. Кобызев, Т.С. Хайбрахманов
(ГК «СКАНЭКС»)*

В замерзающих акваториях мира, в том числе в Российской Арктике, в связи с неблагоприятными и зачастую экстремальными природными условиями высока потребность в комплексных пространственных знаниях, обеспечивающих рациональное ведение морехозяйственной деятельности. Одним из эффективных способов передачи таких знаний являются современные геоинформационные сервисы (геосервисы), развивающиеся на стыке ГИС-технологий и Интернета.

На существующем рынке IT-решений для судоходства можно найти поставщиков различных разрозненных геосервисов мониторинга замерзающих акваторий, но в большинстве случаев пользоваться ими необходимо в комплексе, чтобы сформировать более целостную информацию для принятия наиболее эффективных решений.

С 2016 г. Группа компаний СКАНЭКС реализует проект по созданию портала геоинформационных и спутниковых данных и сервисов морской отрасли Scanex Maritime (Морской портал). Проект реализуется в рамках Национальной технологической инициативы «Маринет». Основная цель проекта заключалась в создании единой веб-платформы для обеспечения доступа участникам отрасли к современным геосервисам, функционирующим на основе оперативной спутниковой информации. Пилотными акваториями внедрения результата работ служат замерзающие районы Российской Арктики.

Сегодня проект близок к своему завершению: были успешно реализованы все необходимые для клиентов инструменты Морского портала, разработано более 11 новых программных продуктов, налажены связи с более чем 10 партнерами – поставщиками услуг, территориальный охват распространяется на все акватории мира. Платформой Scanex Maritime уже успешно пользуются 50 новых бизнес-клиентов, тесное взаимодействие с которыми позволяет активно развивать существующие решения Портала и оперативно внедрять в производство новые продукты.

Мониторинг ледовых и гидрометеорологических условий как необходимое условие управления ледовой обстановкой

*Ю.П. Гудошников, К.Г. Смирнов, И.В. Бузин,
С.В. Бресткин, О.В. Фоломеев, Е.У. Миронов (ФГБУ «ААНИИ»),
И.В. Бузин (Лаборатория «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина,
ФГБУ «ААНИИ»)*

Многолетнее сотрудничество ФГБУ «ААНИИ» с крупнейшими газо- и нефтедобывающими компаниями, работающими в Арктике, обеспечение гидрометеорологической и ледовой информацией для реализации планов по развитию Арктики и Северного морского пути и необходимость оперативного принятия решений в экстремальных условиях привели к разработке концепции управления ледовой обстановкой (УЛО).

Практика компаний, работающих сейчас в Карском море и Обской губе, еще раз доказывает необходимость внедрения УЛО. Неотъемлемой составляющей УЛО является подсистема мониторинга и прогнозирования состояния ледяного покрова, включающая в себя гидрометеорологический мониторинг.

Отсутствие достаточной для решения текущих задач наблюдательной сети Росгидромета в труднодоступных районах делает необходимым ее создание силами организаций-природопользователей. Основные проблемы, с которыми столкнулись работающие на арктическом шельфе компании, связаны с отсутствием оперативной и прогностической информации об уровне, течениях, морском волнении. Это влечет за собой убытки, требующие минимизации за счет:

- перехода к современным методам анализа данных, позволяющим учитывать климатические изменения, происходящие с каждым годом все быстрее и быстрее;
- установки контрольно-измерительной аппаратуры с возможностью получения данных в режиме реального времени (для эксплуатационных и прогностических задач);
- разработки новых методов автоматизации процессов обработки оперативной информации;
- внедрения регрессионных моделей для решения задачи краткосрочных прогнозов;
- внедрения гидродинамических моделей для решения задачи долгосрочных прогнозов.

Решение этих задач и задач, связанных с мониторингом ледяного покрова, позволит создать систему локального мониторинга и прогнозирования гидрометеорологических условий и состояния ледяного покрова.

Морфолитодинамические законы и защита объектов и коммуникаций на аккумулятивных берегах в условиях холодных морей

*В.В. Афанасьев
(ИМГиГ ДВО РАН)*

Как показывает обзор проблемы, берегозащита необходима в первую очередь объектам и коммуникациям, расположенным на голоценовых песчано-галечных аккумулятивных образованиях (барьерных островах и косах). Без сомнения, из-за наличия вечной мерзлоты, сезонно-мерзлых пород в зоне пляжа, контакта припайных льдов со льдом и специфики гидродинамического режима эрозия береговых линий субарктических и арктических регионов имеет существенные отличия от размыва в умеренных широтах. Тем не менее главное внимание в последние годы уделяется изучению активности эрозии многолетнемерзлых отложений прибрежных равнин. А в основе определения долгосрочных тенденций размыва проблемных участков побережья лежит лишь интерполяция среднемноголетних данных, полученных при анализе материалов дистанционного зондирования.

В докладе сравниваются подходы к защите берегов Аляски, Чукотки, Камчатки и Приохотья. Показана эволюция берегозащитных решений на арктических и субарктических берегах. Сделан вывод о том, что обоснование проектных решений не всегда соответствует уровню современных знаний о динамике берегов. Применительно к проблеме берегозащиты рассмотрены тенденции размыва прибрежных равнин и динамики голоценовых аккумулятивных форм, плановые перестройки которых, а также уменьшение или увеличение площади в значительной мере связаны именно с механизмами развития этих форм, обусловленными параметрами вдольбереговых перемещений наносов, тенденциями смещения лагунных проливов, сезонными особенностями строения берегового профиля. Особое внимание уделено анализу особенностей геоморфологических процессов на арктических и субарктических берегах. Отмечены деформации подводного рельефа под припайными льдами, увеличение крутизны верхней части берегового профиля при формировании наледи и ухудшение волногасящих свойств пляжевых отложений при их промерзании. Сделан вывод о том, что на основе полного набора данных о развитии и динамике прибрежной зоны рассмотренных морей возможны биопозитивные и безопасные берегозащитные решения.

Количественный анализ разрушения берегов, сложенных коренными породами, в условиях холодных морей (применение и результаты)

*В.В. Афанасьев
(ИМГиГ ДВО РАН)*

Разрушение скалистых берегов является функцией от характеристик коренных пород, волнового климата, приливного режима и особенностей выветривания. В настоящее время считается, что волновое воздействие является решающим в развитии таких берегов в областях с высокой волновой энергией, тогда как роль выветривания преобладает в теплых умеренных и тропических районах.

Высокоточные цифровые разновременные модели рельефа абразионно-денудационных берегов с бенчами шириной до 200 м позволили определить скорости и характер разрушения коренных горных пород слабой и средней устойчивости, а также оценить соотношение субаэральной и субаквальной составляющих разрушения берегов холодных морей. Роль волновой эрозии оказалась существенно ниже предполагаемой и свелась, главным образом, к мобилизации и выносу обломков, полученных в результате морозного выветривания при отрицательных температурах воздуха в период открытого моря. Количество циклов промерзания и оттаивания при этом достигает нескольких десятков. Формирование распластанных устойчивых наледей прекращает активный процесс морозного выветривания в зоне воздействия волн и приливов. Составлена карта интенсивности воздействия морозного выветривания на побережье о. Сахалин.

Высокоточные ортофотопланы и 3D-модели высокого берегового уступа, сложенного вулканогенно-осадочными породами, позволили установить механизмы разрушения клифов с неоднородной прочностью и определить их количественные параметры. Было установлено, что разрушение идет по структурно ослабленным зонам, а также при обрушении крупных блоков горных пород из-за формирования волноприбойных ниш в быстро разрушаемых туфах. Валунно-галечниковые наносы пляжа формируют ниши и в андезито-базальтовых разностях разреза, но со значительно более низкой скоростью. Существенно ослабляет прочностные характеристики вулканогенно-осадочных горных массивов суффозия по туфам и их контактам. Отступление бровки берегового уступа, сложенного вулканогенно-осадочными породами, в этих условиях может достигать нескольких метров в год.

Трехмерное моделирование процесса выпахивания песчаного грунта килями ледяных образований с использованием метода конечных элементов

*П.С. Шушпанников, Д.А. Онищенко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В докладе представлены конечно-элементная трехмерная модель и результаты моделирования процесса выпахивания песчаного грунта килями ледяных образований.

В рамках исследования грунт предполагается упругопластическим и моделируется на эйлеровой конечно-элементной сетке. Киль предполагается абсолютно твердым, моделируется на лагранжевой конечно-элементной сетке и принимается либо в форме усеченной пирамиды, либо в форме усеченного конуса. Считается, что на контакте киль–грунт имеет место кулоновское трение. Для моделирования используется программный комплекс LS-DYNA.

Подробно исследован механизм процесса выпахивания. В частности, проанализированы траектории смещения частиц грунта, формирующих навал грунта перед движущимся килем и валики вдоль борозды выпахивания. Также проанализированы характерные особенности деформирования грунта при выпахивании. Исследовано влияние формы киля и угла наклона его передней грани на величину силы сопротивления грунта. Особое внимание уделено выходу процесса выпахивания на установившийся режим, при котором размеры навала перед килем и валиков вдоль борозды выпахивания, а также значение силы, действующей на киль со стороны грунта, достигают своих предельных значений. Достигнутый успех в численной реализации данного аспекта подтверждает эффективность разработанной модели ледового выпахивания и позволяет перейти к следующему этапу решения проблемы, в рамках которого планируется получить надежные оценки напряженно-деформированного состояния заглубленной в грунт трубы при воздействии ледового выпахивания.

Оценка эффективности систем физической защиты опасных производственных объектов нефтегазового комплекса, расположенных в условиях Крайнего Севера, с помощью пространственных баз данных и маршрутизирующих алгоритмов

В.С. Петров
(ООО «НИИгазэкономика»)

Предлагается метод численной оценки эффективности систем физической защиты опасных производственных объектов нефтегазового комплекса (СФЗ ОПО) на основе численных моделей. С помощью пространственных баз данных строится модель СФЗ ОПО, на которой выделяются критически уязвимые области. С помощью оптимизационных алгоритмов для различных моделей нарушителя определяются изохроны проникновения/обнаружения. В качестве критерия оценки используется интегральный критерий деформации критической изохроны проникновения/обнаружения для моделируемого объекта.

Данная численная оценка позволит ранжировать ОПО, в том числе расположенные в условиях Крайнего Севера, по степени защищенности, с использованием разных моделей нарушителя, в том числе с учетом возможности обнаружения для верхней полусферы и водной среды.

Применение методологии барьеров безопасности при проведении анализа риска на ОПО СПГ

И.С. Жуков
(АНО «АИПР»)

Понятие «барьер безопасности» чаще всего используется в ряде полуколичественных методов анализа риска аварий. Декларируемая цель данных методов – оценить адекватность существующих на объекте технических и организационных методов и средств защиты возможным опасностям. Термин «барьер безопасности», представляющий собой организационные и технические методы и средства защиты, предназначенные для предотвращения, контроля или смягчения нежелательных событий или несчастных случаев, отражены в ряде переводных стандартов по анализу риска, а также в нормативных и методических документах Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, например в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта», Руководстве по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Кроме того, в разрабатываемые в настоящий момент Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа» заложено требование, согласно которому при проведении анализа риска должны быть учтены существующие на объекте организационные и технические меры безопасности (барьеры безопасности).

Одним из таких методов являются диаграммы барьеров безопасности (барьерные диаграммы). Диаграмма барьера безопасности – это графическое представление развития нежелательного события через различные состояния системы, зависящие от функционирования барьеров безопасности, направленных на предотвращения подобного развития. Это ориентированный, ациклический граф, сходный с деревом событий, деревом отказов, где каждый барьер безопасности представляет собой логический элемент «И». Применение барьерных диаграмм для ОПО СПГ позволяет получить данные по вероятности возникновения аварий с учетом функционирования мер и средств противоаварийной защиты на объекте, а также оценить эффективность отдельно взятого барьера безопасности.

Превентивное прогнозирование состояния ЭГПА средствами искусственных нейронных сетей

О.В. Крюков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),

В.Н. Мещеряков

(Липецкий государственный технический университет)

Для повышения надежности и безопасности работы технологических установок объектов обустройства морских месторождений нефти и газа с возможностью превентивного прогнозирования технического состояния и перехода к обслуживанию по фактическому состоянию необходима разработка научно обоснованных методов и систем оперативного мониторинга.

Непосредственный контроль технического состояния электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА) целесообразно обеспечивать встроенной системой оперативного мониторинга и прогнозирования (ВСМП) основных параметров. Ее основой являются: база экспериментальных данных по статистике отказов; многофакторный анализ причин возникновения и динамики влияния внешних возмущений; математическая формализация процедуры мониторинга и синтеза регрессионных алгоритмов; нейрокомпьютерная реализация архитектуры ВСМП ЭГПА.

ВСМП на базе искусственных нейронных сетей (ИНС) выдает информацию с предсказанием и в значительной степени ослабляет действие всех возмущающих факторов. На основании анализа видов, интенсивности отказов в основных узлах ЭГПА средствами ИНС определяется глубина мониторинга структур энергопривода.

Предлагается новый математический подход, основанный на идентификации ЭГПА или отдельного двигателя абстрактной динамической системой, процесс функционирования которой состоит в изменении состояния под действием возмущающих факторов. В результате модели ВСМП позволяют синтезировать не только инвариантный к глубине мониторинга и структуре аппаратных средств ИНС алгоритм, но и применить унифицированные интеллектуальные датчики первичных данных.

ВСМП с ИНС в режиме онлайн использует принцип экспертной системы. Алгоритм прогнозирования использует предварительную фазсификацию текущих входных переменных и их скоростей изменения. По полученным лингвистическим величинам определяются прогнозируемые значения контролируемых данных.

Приведены оригинальная архитектура системы прогнозирования ресурса ЭГПА и нейронечеткий алгоритм, на которые получены патенты РФ и которые реализованы на семи компрессорных станциях ПАО «Газпром».

СЕКЦИЯ «F»
ДВА ОКЕАНА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА РОССИИ
(молодежная секция)

**Анализ концепций освоения Северо-Врангелевского
лицензионного участка в условиях недостаточной информации**

И.М. Курчатова (ООО «Газпром нефть шельф»)

Российский арктический континентальный шельф обладает значительными запасами углеводородного сырья (15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м³ газа, по оценкам Минприроды).

Ввиду малой изученности и жестких природно-климатических условий освоению нефтегазовых месторождений в Арктике сопутствуют технические и коммерческие сложности. Локализованный характер развития инфраструктуры, особенно в таких районах, как Восточно-Сибирское море, затрудняет сбор данных, необходимых для проведения детального технического анализа в рамках концептуальных исследований.

Целью данной работы является разработка комплексной основы возможных концепций освоения условного месторождения, расположенного на Северо-Врангелевском лицензионном участке (СВЛУ) ПАО «Газпром нефть», в условиях нехватки данных путем:

- определения статуса технологий для разработки месторождений в экстремальных условиях Арктики и ранжирования существующих лучших практик освоения таких месторождений;
- сравнительного анализа природно-климатических условий регионов-аналогов;
- расчета возможных природных нагрузок на сооружения, которые могут быть использованы при освоении условного месторождения в СВЛУ;
- идентификации ключевых опасностей и рисков.

Обеспечение безопасного ведения добычи углеводородов с помощью подводных добычных систем и оптимизация алгоритма аварийного останова на примере Киринского газоконденсатного месторождения

*А.А. Набоков, А.И. Рахимкулов
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)*

В настоящее время технологии морской добычи нефти и газа (морские платформы и подводные добычные комплексы) зарекомендовали себя как высокоэффективные. Примером служит Киринское газоконденсатное месторождение (Киринское ГКМ) проекта «Сахалин-3», введенное в эксплуатацию в 2013 г., где впервые в РФ были применены подводные добычные комплексы (ПДК). Киринское ГКМ – единственное месторождение в мире, где происходит эксплуатация ПДК в условиях закрытого моря (заледенение акватории). Важным аспектом эксплуатации месторождений нефти и газа в море является обеспечение безопасного ведения технологических процессов и охрана окружающей среды.

В докладе рассмотрены способы безопасной эксплуатации подводных добычных комплексов, а также полученный положительный эффект в результате мероприятий по оптимизации алгоритма аварийного останова на примере Киринского ГКМ.

Данные мероприятия позволят сохранить контроль за состоянием подводного оборудования при аварийном останове УКПГ, увеличат ресурс и надежность работы оборудования, исключив нежелательные моменты, при которых оборудование работает в неконтролируемом режиме, и уменьшат количество аварийных сигналов.

Изменение математического обеспечения в части реализации аварийного останова проанализированы и одобрены ПАО «ВНИПИгаздобыча», также данная оптимизация подана как рационализаторское предложение в ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Организация обследования и мониторинг технического состояния морских объектов подводно-добычного комплекса на примере эксплуатации Киринского ГКМ

Е.С. Десятниченко
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа дальневосточных и арктических морей с использованием подводно-добычных комплексов (ПДК) является одним из перспективных и стратегически важных направлений деятельности ПАО «Газпром». На сегодняшний день Киринское ГКМ – единственное месторождение на российском шельфе, где добыча ведется с использованием ПДК в сложных природно-климатических условиях.

Эксплуатация подводной системы сбора и транспорта скважинной продукции Киринского ГКМ осложняется рядом условий: ограниченный доступ к морским объектам ПДК вследствие тяжелой ледовой обстановки в зимний период времени, расположение месторождения в сейсмоактивном регионе, агрессивная морская среда, оборудование ПДК подвержено интенсивному биологическому обрастанию и коррозии, многофазный транспорт скважинной продукции до берегового технологического комплекса, периодический режим работы месторождения, возможность гидратообразования.

С целью обеспечения надежной и безопасной эксплуатации Киринского ГКМ, предотвращения аварийных ситуаций, а также прогнозирования технического состояния оборудования ПДК необходимо проводить обследование и мониторинг технического состояния (ОМТС) морских объектов ПДК.

В работе представлен опыт ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в организации и проведении ОМТС морских объектов ПДК, описаны основные виды проводимых работ, а также даны рекомендации по дальнейшему их совершенствованию.

Перспективы развития морских транспортировок малотоннажного сжиженного и компримированного природного газа

К.Ю. Балыкова

(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)

В настоящее время основным способом доставки природного газа к потребителю в мире является транспортировка наземными и подводными газопроводами. Этот способ доставки имеет преимущества при пролегании трасс газопроводов по безопасной территории и акватории с развитой местной инфраструктурой и сервисным обслуживанием.

В случае необходимости транспортировки природного газа в удаленные районы, особенно в зарубежные страны, могут возникнуть технические, организационные и правовые проблемы, связанные с большой протяженностью газопроводной трассы, большим количеством естественных и антропогенных препятствий, а также с местными законодательными барьерами и внутривластными факторами. Кроме того, повреждение трассы газопровода может вызвать частичную или полную остановку процесса доставки на длительное время, особенно в случаях возникновения аварий.

В связи с этим все более востребованной становится технология доставки сжиженного и компримированного природного газа (СПГ/КПГ) в объемах, не превышающих запросы потребителя, с учетом оптимального для него графика доставки. Также технология обеспечивает газоснабжение потребителей в местах, где отсутствует развитая газотранспортная инфраструктура.

Наиболее перспективным способом доставки продукта является транспортировка малотоннажного СПГ/КПГ морскими и речными судами (судами-газовозами, судами-контейнеровозами). Такой вид транспортировки имеет ряд важных преимуществ, к которым можно отнести: отсутствие технической привязки поставщика к получателю, меньшая зависимость от географических препятствий на маршруте доставки, высокая технико-экономическая эффективность при перевозках на большие расстояния, меньшая уязвимость от геополитических факторов и региональной нестабильности, масштабируемость поставок.

Для России наряду с вышеуказанными преимуществами применения подобной технологии доставки малотоннажного СПГ/КПГ существуют и свои сложности. В частности, необходимость временных и денежных затрат на проектирование и строительство малотоннажных танкеров СПГ и контейнеровозов, а также дополнительной инфраструктуры для их приема и погрузки либо, как вариант, модернизация существующих мощностей терминалов в части обслуживания малотоннажных судов и грузооборота продукта. Также сказывается недостаточность существующего нормативного обеспечения по использованию малотоннажного СПГ/КПГ как на международном уровне, так и в России.

ФГУП «Крыловский государственный научный центр» на протяжении последнего времени проводит научно-технические исследования в этой области и предлагает внедрение некоторых организационно-технических решений вышеуказанных проблем.

Разработка методики расчета интегрального показателя индивидуального риска персонала компрессорной станции магистрального газопровода при возникновении чрезвычайных ситуаций в условиях Арктики

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

В связи с необходимостью повышения безопасности труда работников компрессорных станций магистральных трубопроводов в условиях ограниченного финансирования актуальным и практически значимым является разработка методики расчета интегрального показателя индивидуального риска персонала. Впервые предлагается проводить оценку с помощью интегрального показателя, включающего в себя: риск профессиональных заболеваний; риск воздействия химических веществ, проявляющихся при воспроизводстве потомства; риск потери дней нетрудоспособности из-за травм легкой, средней степени тяжести; риск смертельной травмы (в результате воздействия таких поражающих факторов, как воздушно-ударная волна, попадание осколков, воздействие термической радиации, с учетом специфики северных условий) и риск воздействия гигиенических факторов условий труда (микроклимат, обусловленный экстремальными условиями окружающей среды; интенсивный шум; вибрация ручного инструмента в условиях низких температур воздуха; загазованность помещений; химические факторы; аэрозоли, преимущественно фиброгенного действия; биологические факторы; освещение и нарушение видимости оборудования; аэризация воздушной среды; неионизирующее излучение; ионизирующее излучение).

В докладе приведены результаты взвешенной оценки всех составляющих индивидуального риска персонала компрессорной станции и даны рекомендации по их снижению. Приведенные рекомендации позволяют оптимально распределить ограниченные материальные ресурсы и обеспечить экономически обоснованный и достаточный уровень безопасности.

Новые подходы к экологическому сопровождению проектов освоения морских месторождений нефти и газа

*Д.Р. Загретдинова, С.В. Дорошенко,
Е.С. Панькова, Г.И. Хурматова, Н.В. Шабалин
(ООО «Центр морских исследований МГУ им. М.В. Ломоносова»)*

Активное развитие морской разведки и добычи нефти и газа в последние годы требует от недропользователей особого подхода к управлению окружающей природной средой в ходе выполнения работ, обеспечивающего получение высококачественных данных в максимально сжатые сроки.

Традиционные методы экологических исследований, несмотря на доказанную информативность, не вполне могут удовлетворить изложенному требованию.

В докладе представлен новый подход к экологическому сопровождению морских проектов, сочетающий в себе синтез зарекомендовавших себя традиционных океанографических методов, методов дистанционных исследований (с помощью телеуправляемых подводных аппаратов, беспилотных технологий, данных геофизических исследований) и геоинформационных технологий (создание интегрированных баз данных и ГИС).

Особенности проведения исследования морских скважин с подводным заканчиванием

Р.А. Шологин

(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше обусловило необходимость все более широкого освоения нефтегазовых ресурсов Мирового океана, в недрах которого сосредоточено почти в три раза больше нефти и газа, чем на суше. Так, на Киринском газоконденсатном месторождении (ГКМ) впервые в российской практике газодобычи реализована разработка месторождений с подводным расположением устьев скважин.

В работе описываются подходы к проведению исследований скважин с подводным расположением устья и примеры решений, примененных на Киринском ГКМ.

В частности, рассмотрены следующие вопросы:

- различия в подходах к исследованию скважин с подводным и надводным расположением устьев;
- комплекс исследований на этапе освоения скважины и оснащение скважин с подводным заканчиванием телеметрией для получения максимально возможного объема данных;
- накопленный опыт и результаты проведения исследований скважин с подводным расположением устья на примере Киринского ГКМ.

Полученный опыт в дальнейшем позволит на стадии проектирования разработки и обустройства месторождений заложить необходимый комплекс исследований и оснащения скважин телеметрией при освоении будущих шельфовых месторождений в осложненных условиях.

Анализ опасности брызгового обледенения на объектах морского нефтегазового промысла и разработка метода его предотвращения

*Е.В. Богатырева, В.А. Мишин
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

На сегодняшний день освоению арктического шельфа уделяется большое внимание. Здесь сосредоточены большие запасы нефти и газа, уже открыты и осваиваются несколько крупных месторождений, а большинство еще только предстоит открыть.

Арктика – это особая зона, со своими природно-климатическими, экологическими и политическими особенностями, которые ставят проблемы, решение которых предопределяет возможность освоения месторождений. На данный момент каждый реализуемый проект является новаторским, со своими технологическими решениями, которые позволяют учесть все особенности данного региона.

Брызговое обледенение объектов морского нефтегазового промысла характерно для любой точки арктического шельфа. На каждом месторождении должен быть разработан успешный метод борьбы с ним, так как брызговое обледенение несет существенные повреждения конструкции инженерных объектов, может повредить или вывести из строя промысловое оборудование, а также служит источником травматизма рабочего персонала.

В рамках данной работы рассмотрены природно-климатические особенности арктических морей Российской Федерации, выявлены зоны, подверженные брызговому обледенению. Приведены последствия брызгового обледенения на морских платформах. Проанализирован мировой опыт борьбы с брызговым обледенением, сделан детальный отчет по каждому из методов. Предложен метод предотвращения брызгового обледенения с использованием газовых печей и разветвленной системы труб. Используя уравнение Новье – Стокса, построена модель ледообразования и проведен математический анализ эффективности предложенного метода.

Разработка конструкции унифицированной ледостойкой платформы для освоения месторождений в условиях шельфа Арктики

*Д.А. Мирзоев, А.А. Калмыков
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Российская Федерация обладает крупнейшей территорией в мире, а также самой продолжительной береговой линией. Углеводородный потенциал стимулирует освоение суровых и необжитых территорий в условиях Крайнего Севера.

Целью данной работы является разработка конструкции унифицированной ледостойкой платформы (УЛСП) для замерзающих морей шельфа России. Были рассмотрены наиболее важные и основные аспекты научной работы:

1. Определение локаций потенциальных надводных промыслов для добычи углеводородного сырья.
2. Анализ гидрометеорологических условий региона.
3. Анализ навигационного периода замерзающих морей.
4. Анализ технической доступности месторождений Арктики.
5. Изучение рельефа дна морей.
6. Определение критериев выбора конструкции опорного основания.
7. Конструктивные особенности унификации ледостойкой стационарной платформы.
8. Расчет ветровых и волновых нагрузок на УЛСП.
9. Анализ местонахождения заводов-изготовителей.

За последние 50 лет на шельфе России было открыто много нефтяных и газовых месторождений с уникальными запасами, разработка и ввод в эксплуатацию которых требуют значительных интеллектуальных, материальных и финансовых инвестиций.

Унификация ЛСП является ключом к снижению затрат на разработку и строительство гидротехнических сооружений, а также послужит толчком для развития шельфовых проектов в Арктическом регионе.

Электроснабжение подводно-добычных комплексов

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

В настоящее время потребление углеводородного сырья в мире возрастает из года в год, месторождения на суше истощаются, а открытие новых происходит в основном в шельфовой зоне материков или в глубоководной части океана. Обустройство таких месторождений требует иного подхода. Российская Федерация имеет самую протяженную в мире береговую линию, открытые шельфовые месторождения расположены в основном в акватории замерзающих морей Арктики и Дальнего Востока.

Одной из проблем при обустройстве морских удаленных месторождений нефти и газа является сложность обеспечения надежного энергоснабжения. Из-за большого расстояния от берега в силовом кабеле возникают потери, обусловленные использованием переменного тока. В докладе рассматриваются существующие системы электроснабжения подводно-добычных комплексов (ПДК) нефтегазовых месторождений на шельфе Норвегии. Изучены принципы подводной передачи энергии на большие расстояния с помощью высоковольтных кабелей постоянного тока. Рассмотрен инвертор в качестве двигателя в системе компримирования ПДК.

Ввиду большого количества необустроенных месторождений газа в Арктическом регионе России и короткого навигационного периода тема данной работы является актуальной, так как разработка шельфовых месторождений в замерзающих морях возможна только подводным способом. Развитие системы ПДК позволит в короткие сроки ввести в эксплуатацию труднодоступные месторождения в акватории Северного Ледовитого океана.

Обзор геологических опасностей юго-западной части Карского моря по данным высокоразрешающей сейсморазведки

*Д.И. Дамянович (ООО «МПиК»),
А.Г. Росляков (МГУ имени М.В. Ломоносова, ООО «ЦАСД МГУ»),
М.Ю. Токарев (ООО «ЦАСД МГУ»),
А.А. Иванова (ООО «МПИК», ООО «ЦАСД МГУ»),
Н.А. Рыбин (ООО «Газпром геологоразведка»)*

В ходе инженерно-геологических изысканий в Карском море посредством использования сейсмических данных высокого разрешения 2Д/3Д были получены уникальные сведения о геологическом строении верхней части разреза. Характер геологического разреза изучаемой территории определяется прежде всего сложным процессом деградации позднеплейстоценового материкового оледенения, оказавшего огромное влияние на эволюцию арктических шельфов, формирование их современного рельефа и строение верхней части разреза. Это обусловило на сейсмических разрезах формирование очень сложной структуры волнового поля, в которой присутствуют отражения не только от литостратиграфических границ раздела, но и от криогенных границ, а также от границ между флюидами разного типа. Для выявления всех особенностей волновой картины помимо вертикальных сейсмических разрезов рассматривались динамические атрибуты записи. В результате для каждого типа геологических опасностей был определен комплекс характерных сейсмогеологических признаков. Анализ полученных данных позволил выделить следующие потенциально опасные и неблагоприятные для бурения процессы и явления: палеоврезы, предполагаемые области распространения мерзлых грунтов, дизъюнктивные нарушения, субвертикальные линейно-вытянутые тектонически ослабленные зоны, интервалы с повышенным содержанием газа в отложениях, ослабленные зоны в коренных породах, области криогенных и посткриогенных деформаций. Кроме того, при изучении объектов прямо или косвенно связанных с образованием мерзлых пород было предложено объяснение механизма их образования в отложениях шельфа Карского моря.

Разработка схемы внутрипромыслового сбора скважинной продукции в составе подводных добычных комплексов для выполнения операций по внутритрубной диагностике подводных трубопроводов без задействования морских судов

*А.Д. Панычев
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)*

Целью настоящей работы является разработка методики трубопроводной обвязки скважин с подводным заканчиванием в составе подводных добычных комплексов, внедрение которой будет способствовать уменьшению финансовых затрат компании-оператора на операции по диагностике и чистке полости трубопровода. Более того, в рамках предложенной методики с целью выполнения вышеописанных работ без остановки процесса добычи нефти и газа из недр разработано специальное устройство, не имеющее аналогов в мире, позволяющее перенаправлять средства очистки и диагностики в необходимый для этого внутрипромысловый трубопровод.

**Анализ рисков и технико-технологические решения,
направленные на обеспечение безопасности работ
по проектированию и строительству скважин при наличии
геологических опасностей в верхнем разрезе ствола скважины
на континентальном шельфе РФ**

А.Ю. Завацкий
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Задача по освоению морских нефтегазовых месторождений становится все более актуальной в связи с растущими потребностями промышленности в сырье и энергии и значительным истощением материковых ресурсов.

Наряду с проблемой освоения нефтегазовых шельфовых месторождений актуальным является вопрос обеспечения промышленной и экологической безопасности буровых работ. В процессе проходки инженерно-геологических, поисково-разведочных и эксплуатационных скважин нередко возникают аварийные ситуации, обусловленные наличием в верхней части разреза линз приповерхностного газа (газовых карманов) с повышенным пластовым давлением и слоя многолетних мерзлых пород (ММП).

При добыче углеводородов все вышеописанные опасности создают потенциальные риски для искусственных конструкций, к которым относятся платформы и самоподъемные буровые установки. Растепление верхнего слоя ММП, интенсивное кавернообразование, связанное с обвалами и осыпями горных пород, вызывают снижение несущей способности скважины и грунтового основания, которое может вызвать прорыв газа к поверхности дна в ходе бурения и может привести к нарушению устойчивости платформ и потере плавучести буровых судов.

Этим обусловлены два вывода: во-первых, при проходке верхнего интервала скважины особое внимание должно уделяться гидростатическому и температурному контролю скважины, а во-вторых, безопасность персонала и буровой платформы, наряду с защитой окружающей среды, являются самыми важными факторами, которые учитываются при разработке методики бурения и при выборе способа бурения на континентальном шельфе РФ.

Критерий комплексной безопасности плавучих нефтегазовых платформ

*Ю.А. Харченко, А.Ю. Мелехова
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),
Г.Э. Атаян (ООО «Газпром газобезопасность»)*

Освоение месторождений арктического шельфа – перспективное направление в нефтегазодобыче, поэтому возникает острая необходимость в адаптации морских платформ к работе в экстремальных арктических условиях. Живучесть может использоваться как комплексный критерий оценки безопасности плавучих платформ. Для оценки живучести плавучих нефтегазовых платформ, работающих на арктическом шельфе, предлагается учитывать частоту возникновения иницирующих факторов как природного, так и техногенного характера, и вероятность развития аварийной ситуации при их реализации. Такой подход позволяет избегать неоправданных затрат для обеспечения живучести. По результатам оценки живучести могут разрабатываться предложения для корректировки проектной документации, организации и состава мероприятий по улучшению живучести.

Проектирование насоса ЭЦН для эксплуатации боковых стволов

*А.В. Варенцов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В данной работе была спроектирована конструкция для электроцентробежного насоса (ЭЦН) для скважин с внешним диаметром эксплуатационной колонны 114 мм. Таким образом, данный насос может эксплуатироваться в скважинах с боковыми стволами малого диаметра.

Эксплуатация боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин, более того, увеличивается дебит скважин, так как при эксплуатации боковых стволов становится возможным отбор углеводородов из коллекторов, ранее не охваченных разработкой. Это значит, что зарезка и эксплуатация боковых стволов малого диаметра является перспективным методом повышения продуктивности скважин.

Для эксплуатации скважин с боковыми стволами на данный момент существует несколько видов установок, в том числе СШНУ с канатной штангой, струйные насосы, УЭЦН малого габарита.

Так как для центробежных насосов очень важным параметром, влияющим на напор ступени и КПД, является диаметр рабочего колеса насоса, который при эксплуатации в боковых стволах не может достигать значительных размеров, то необходимо компенсировать это негативное воздействие. Для этого применяются различные решения, в том числе использование вентильных ПЭД с частотой 4500 об/мин. Так же в данном проекте для повышения энергоэффективности установок ЭЦН применяется радиальный направляющий аппарат ступени, преимуществом которого являются меньшие ударные нагрузки жидкости о рабочие органы ЭЦН и, как следствие, более высокий гидравлический КПД ступени. Но такой направляющий аппарат сложнее в изготовлении.

Применение буровых судов при разведочном бурении на арктическом шельфе

*Ю.А. Харченко, Р.Б. Сангаджи-Горяев
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

При проведении поисково-разведочных работ на шельфе необходимо обеспечить максимальную мобильность буровой установки и ее безопасность в условиях возможного воздействия экстремальной гидрометеорологии, включая ледовые угрозы. Одним из возможных технических средств, которые удовлетворяют данным условиям, являются буровые суда, которые обладают самоходностью.

В докладе анализируется парк современных буровых судов, которые могут использоваться на арктическом шельфе, и формулируются предъявляемые к ним требования.

Комплексная безопасность плавучих нефтегазовых платформ судового типа

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

Живучесть как свойство плавучих сооружений может рассматриваться как критерий их комплексной безопасности. Факторы, влияющие на величину живучести, могут иметь как природный, так и техногенный характер.

В докладе рассматриваются возможности обеспечения комплексной безопасности плавучих нефтегазовых платформ (комплексов) судового типа (ПНК СТ). Дается сравнение ПНК СТ с полупогружными, TLP- и SPAR-платформами, которое показывает, что первые обладают значительно большей остойчивостью и запасом плавучести, и это благотворно влияет на их комплексную безопасность.

Моделирование воздействия газовых взрывов на конструкции морских платформ для расчета их живучести

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

Значительную трудность при анализе последствий аварийных газовых взрывов представляет определение возможных параметров поражающих факторов, воздействующих на конструкции и оборудование платформ.

В докладе рассматриваются особенности учета поражающих факторов в отечественной и международной нормативной и методической документации. Анализируются возможности повышения достоверности и объективности параметров для морских платформ с использованием компьютерного моделирования.

Преимущества комплексных схем обустройства морских нефтегазовых месторождений шельфа Арктики

*Д.О. Глумова, Д.Э. Голубцов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Экономические показатели проекта освоения морских нефтегазовых месторождений зависят от капитальных и эксплуатационных затрат. Существует множество способов оптимизации этих показателей, одним из которых является комплексный метод обустройства месторождений.

В докладе рассматриваются особенности комплексного метода освоения месторождений шельфа Арктики с целью снижения капитальных и эксплуатационных затрат. Анализируются возможности и условия использования транспортных мощностей эксплуатируемых месторождений для освоения прилегающих перспективных участков.

Исследование свободного газа в верхней части разреза с целью минимизации рисков при строительстве морских скважин

*А.Д. Дзюбло, В.Е. Перекрестов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

При строительстве поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на шельфе существует риск возникновения серьезных осложнений, связанных с приповерхностным газом. При случайном вскрытии газовых скоплений в процессе бурения происходит неконтролируемый выброс газа, приводящий в некоторых случаях к катастрофическим последствиям. В докладе названы причины формирования неглубоких залежей свободного газа и рассмотрены методы по их выявлению.

Буровая установка для бурения подводных кустов эксплуатационных скважин

*Д.А. Мирзоев, Ф.Ф. Широков
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Растущий спрос на углеводородное (УВ) сырье и, как следствие, истощение запасов активизировали исследования приарктических государств в труднодоступных районах Арктики. Шельф России хранит от 25 % запасов нефти и до 50 % всех запасов страны. Однако степень разведанности арктического континентального шельфа крайне низкая. Освоение запасов УВ Арктики сдерживает множество факторов, одно из которых – неблагоприятные природно-геологические условия (низкие температуры, плавучие айсберги, круглогодичное заледенение акватории).

В связи с суровыми климатическими условиями и энергоемкостью добычи появилось предложение по использованию подводного бурового комплекса (ПБК).

На данный момент есть предложения по использованию ПБК на основе подводной лодки, энергия которого будет вырабатываться на атомных энергетических установках, и бурение с автономными модулями.

Изучив существующие предложения, предлагается ПБК на основе подводной лодки.

Внедрение подводных буровых комплексов приведет к разработке арктического шельфа без ограничений на протяжении круглого года, увеличению добычи сырья, снижению зависимости от иностранного оборудования, а также практической реализации программы импортозамещения. Россия традиционно является сырьевой державой, а месторождения УВ на суше постепенно истощаются. Целесообразность разработки Арктики становится очевидна.

Технологии и особенности освоения месторождений углеводородов в мелководных транзитных зонах приямальского шельфа Карского моря

К.В. Алексеева

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

Харасавэйское и Крузенштернское месторождения расположены на арктическом шельфе Карского моря. Основные сложности, возникающие при освоении: суровый арктический климат, навигационный период 2-3 месяца, наличие многолетнемерзлых пород, малые глубины моря с мощной толщей ила до 20 м. С учетом климатических и геологических условий в докладе предложены различные варианты разработки месторождений углеводородов в мелководных транзитных зонах приямальского шельфа Карского моря. Предлагается использовать современные технологии и методы обустройства: строительство искусственных островов и бурение с берега наклонно направленных скважин.

СЕКЦИЯ «S» СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Морские нефтегазопроводы в условиях арктического шельфа. Обеспечение их работоспособности

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

Известно, что арктический шельф Российской Федерации является весьма перспективным регионом для добычи углеводородного сырья, где, по оценкам геологов, сосредоточено до 87 % начальных суммарных ресурсов углеводородов. Арктические моря характеризуются суровыми природно-климатическими условиями, а также относительно слабой геолого-геофизической изученностью недр, которая в сотни раз ниже аналогичных показателей для шельфа Северного моря, Мексиканского залива и ряда других акваторий. При освоении арктических месторождений одной из актуальных проблем является выбор способа транспортировки добываемой продукции: сравнивая танкерный или трубопроводный транспорт, по ряду причин предпочтение отдается последнему. Основные требования к арктическим морским нефтегазопроводам, являющимися опасными производственными объектами, заключаются в сохранении целостности и работоспособности в течение всего срока длительной эксплуатации в сложных природно-климатических, гидрологических и геокриологических условиях работы (течения, экзарация морского дна ледовыми образованиями, наличие на дне многолетних мерзлых пород и др.), что должно обеспечиваться как на стадии проектирования, так и на этапе эксплуатации.

Рассмотрены вопросы обеспечения работоспособности прокладываемых на арктическом шельфе морских нефтегазопроводов путем создания новых расчетных методов, разработанных авторами программных комплексов, для оценки надежности и безопасности морских нефтегазопроводов.

Использование искусственного интеллекта в нефтегазодобыче в Арктике

А.В. Федотовских

*(Координационный совет по развитию северных территорий
и Арктики РСПП)*

В мае 2018 г. стартовал междисциплинарный научно-практический проект «Применение систем искусственного интеллекта (ИИ) в условиях нового этапа освоения Арктики». Авторы и исполнители проекта: Союз промышленников и предпринимателей Заполярья при поддержке Координационного совета по развитию северных территорий и Арктики РСПП и АНО «Экспертный центр «ПОРА».

Пилотными итогами проекта стали создание Экспертного совета по использованию ИИ в Арктике, состоящего из 23 специалистов, в том числе из структур ПАО «Газпром», а также аналитический обзор с информацией о готовых к использованию и проектирующихся системах ИИ, разрабатываемых в нашей стране специально для Арктики. Зарегистрировано новое научное направление «Использование искусственного интеллекта для применения в экстремальных условиях Арктики и Крайнего Севера». Одним из направлений применения ИИ в Арктике является нефтегазодобыча.

Создавать автоматизированные промышленные комплексы, которые устранят потребность в значительной части человеческого труда, необходимого сейчас. Вместо того чтобы работать в суровых арктических условиях, люди станут осуществлять функции надзора за работой машин. Планируется, что уже к 2030 г. будут внедрены интеллектуальные автоматизированные системы управления технологическими процессами. Внедрение удаленных технологий для разработки месторождений, автоматизация нефтегазодобычи и переход на транспортные беспилотные системы в Арктике позволят снизить затраты и сделать нефтегазодобычу практически «бесчелочной». Если говорить об отдельных профессиях, то прогнозируется, что в скором времени исчезнет профессия бурильщика. Развитие робототехники и спутниковых систем управления позволит убрать человека из цикла добычи, при этом увеличивая объем и интенсивность работ. Романтическую профессию бурильщиков смогут заменить операторы бурильных роботов, которые будут работать удаленно «на материке», а процесс бурения станет полностью роботизированным.

Полная информация о реализации проекта, а также текст итогового обзора доступны на сайте объединений работодателей арктической зоны России <http://www.rspp-arctic.ru/vyisokie-texnologii/>.

Приглашаем компании к сотрудничеству и развитию проекта.

Объектовая система защиты морских промыслов

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

Современные тенденции развития промышленности характеризуются увеличением масштабов освоения морских нефтегазовых месторождений. В настоящее время угрозы со стороны террористических, экстремистских и криминальных элементов промышленным, транспортным, в том числе и морским нефтегазовым промыслам различного назначения являются вполне реальными, и их осуществление наносит большой ущерб государству как в плане человеческих жертв, так и наносимого материального ущерба. Поэтому актуальной проблемой является необходимость защиты морских промыслов от внешних противоправных воздействий со стороны подводных нарушителей (антитеррористическая защита).

Главной задачей системы охраны объектов морского промысла является их прикрытие со всех направлений, т.е. непрерывное наблюдение за воздушной, надводной и подводной обстановкой. В целях решения этой задачи в состав системы защиты должны входить: комплекс средств обнаружения подводных диверсантов-террористов; система связи; орган управления техническими средствами охраны; комплекс средств нейтрализации обнаруженных подводных нарушителей; маневренные силы. К перспективным способам активного воздействия на подводного нарушителя относится использование водных электролизуемых заграждений; средства защиты акватории на основе использования электрогидравлического эффекта; комплекс средств нелетального воздействия на нарушителей, включающий звуковые воздействия, СВЧ-воздействия, гидроакустические средства.

Данный доклад посвящен вопросам совершенствования методов объектовой защиты морских нефтегазовых промыслов, обеспечивающих их безопасную эксплуатацию.

СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ по направлению «трубная продукция» для перспективных проектов освоения шельфовых месторождений

*И.П. Шабалов, А.В. Иващенко, О.П. Таланов,
А.Н. Алистаев (АНО ТТС)*

Для освоения ресурсов российского шельфа требуется создание технических средств и инфраструктуры, отвечающих требованиям по безопасности, качеству и эксплуатационной надежности.

ПАО «Газпром» реализованы уникальные проекты по строительству подводных трубопроводов: «Северный поток-1, -2», «Турецкий поток», участок подводного перехода в заливе Карского моря магистрального газопровода Бованенково – Ухта и др. Отечественные производители труб (ПАО «ЧТПЗ», АО «ОМК», АО «ИТЗ», ПАО «ТМК») совместно с металлургами (ПАО «Северсталь», ПАО «ММК», ПАО «НЛМК») подтвердили свою квалификацию в производстве и поставках эксклюзивной продукции для этих проектов.

При проектировании подводного трубопровода «Северный поток» основным нормативным документом был принят DNV-OS-F101-2000, разработанный в 1996 г. для особых условий шельфа Норвегии, Дании, Канады и США. На базе этого стандарта введен в действие СТО Газпром 2-3.7-050-2006, который сегодня является актуальным документом, однако шельфовые месторождения Российской Федерации отличаются от европейских, а для проектирования и обустройства инфраструктуры требуется разработка новых инженерных решений и требований, в том числе и к трубной продукции.

Внедрение СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ – это результат объединения компетенций и опыта ПАО «Газпром», трубной отрасли, фундаментальной науки для обеспечения газовой отрасли качественной трубной продукцией. Одна из задач СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ – это гармонизация научно-технической документации, в том числе стандартов, на соответствие которым сертифицируется продукция.

Выполняя требования СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ, производители подтверждают возможность производить качественную продукцию с высокой эксплуатационной надежностью, которая полностью соответствует требованиям инфраструктурных проектов ПАО «Газпром».

Палеосейсмофациальные особенности формирования отложений неокома и прогнозирование ловушек углеводородов по данным сейсморазведки в Обско-Тазовском мелководье

М.А. Калита
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В берриас-барреме глубоководный морской палеобассейн Западной Сибири заполнялся осадками в режиме перекомпенсированного тектонического прогибания. С этим периодом связано развитие клиноформенного комплекса отложений ахской свиты, формирование которого обусловлено соотношением трех факторов: скорости тектонического прогибания, эвстазии и объема поступающего осадочного материала. Основным методом изучения клиноформенных отложений неокома по сейсмическим данным может быть метод сиквенс-стратиграфического анализа.

Формирование основного резервуара углеводородов (УВ) на Южном Ямале – новопортовской толщи (берриас – начало готерива), имеющей ограниченное распространение в южной части акватории Обской губы, – связано с преимущественным поступлением осадочного материала с Урала (В.А. Скоробогатов, 2003). По сейсмическим данным, в северной части Обской губы в берриасе-готериве происходило накопление глинистых отложений подводного склона. Особенности формирования новопортовской толщи обусловлены конседиментационным развитием поднятий; основные перспективные объекты могут быть связаны с шельфовыми песчаниками трактов высокого стояния (HST) в районах акваториального продолжения структур, где открыты залежи УВ на Южном Ямале.

Вектор преимущественного поступления осадков изменялся в берриас-барремское время. Формирование клиноформ верхней части ахской свиты – групп БЯ (Обская губа) и БУ (Тазовская губа) – связано с восточными и юго-восточными источниками сноса (Сибирская платформа, Алтае-Саянская складчатая область). На сейсмических глубинных разрезах 2D наблюдается уменьшение угла падения клиноформ в Обской губе по сравнению с восточными регионами. Гравитационная компонента поступления осадочного материала к подножию аккумулятивного склона, вероятно, ослаблена. Основные перспективные объекты, предположительно, связаны с песчаниками хорошо развитых шельфовых частей клиноформ групп БУ и БЯ (тракты HST).

Изучение природных условий и моделирование внешних воздействий на объекты обустройства морских месторождений

*Д.А. Онищенко, М.М. Чумаков, С.Д. Ким, С.В. Лутков,
П.С. Шушпанников (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение углеводородных ресурсов шельфа арктических и дальневосточных морей должно опираться на достоверную информацию о природных условиях соответствующих акваторий. 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, результатах численного моделирования и анализа данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ).

В докладе представлена информация о выполненных и планируемых экспедиционных исследованиях в Байдарацкой губе и на шельфе о. Сахалин в безледный и ледовый сезоны.

Представлена оригинальная методика получения данных о ледовой обстановке по данным ДЗЗ. Приводятся примеры использования методики для определения ледовых условий на акватории западной части Карского моря, демонстрирующие её эффективность.

Представлены результаты численного конечно-элементного моделирования напряжённо-деформированного состояния (НДС) на участке трубопровода по данным полевых измерений. Анализируется минимальный набор исходных данных о свойствах трубы и грунта и полевых измерений, необходимых для корректного расчета НДС в трубе. Демонстрируется чувствительность результатов к погрешностям в исходных данных и полевых измерениях.

Оценка рисков взаимодействия морского трубопровода и грунта

*П.В. Бурков (ТПУ, ТГАСУ), Е.С. Терентьев,
В.П. Бурков, Ле Тхи Тху Тхуи (ТПУ)*

В процессе добычи морских нефти и газа подводный трубопровод является важной частью проекта морской добычи нефти и газа. Если произойдет такой факт, как утечка нефти из трубопровода, то это вызовет огромные экономические потери и серьезное загрязнение морской среды. Работа трубопровода на изгиб является распространенной формой повреждения трубопровода. Изгиб трубопровода является местным, перпендикулярным и горизонтальным изгибами, при котором трубопровод находится под внешним давлением и без свободной деформации. Напряжение возникает внутри трубопровода. На данный момент расположение трубопроводов в грунте обеспечит некоторое сопротивление нагружению, чтобы предотвратить возникновение напряжения в трубопроводе произвольной формы. Таким образом, сопротивление грунта является важной частью исследования изгиба трубопровода. За время работы предложена и апробирована идея – рассматривать совместный расчет как двухэтапную методику анализа НДС трубопровода с применением МКЭ; разработаны элементы математической модели взаимодействия трубопровода с геосредой. В нормативных документах, определяющих порядок расчета напорных трубопроводов, указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта. Моделирование процесса горизонтального сопротивления действию грунта морского дна и трубопровода по программе ANSYS возможно. Кривая перемещение–напряжения из конечной-элементной модели приближается к идеальной кривой упругопластичности и близки к результатам, полученным по рассчитанной теоретической формуле. Кроме того, использование ANSYS для анализа сопротивления грунта порождает потребности в других исследованиях.

Компьютерное моделирование взаимодействия морского трубопровода и грунта со слабыми прочностными свойствами

*П.В. Бурков (ТПУ, ТГАСУ), Е.С. Терентьев,
В.П. Бурков, Ле Тхи Тху Тхуи (ТПУ)*

Гигантские нефтегазоконденсатные месторождения, открытые в последние годы в арктическом шельфе, перспективны для добычи в свете истощения многих месторождений на суше и увеличивающегося спроса на нефть. Залежи углеводородного сырья в Арктическом регионе оцениваются некоторыми экспертами как треть мировых запасов. Большое количество открытых месторождений располагается на морском шельфе. Добыча на шельфе обходится в 2–3 раза дороже добычи на суше, потому что для освоения подводных залежей нефти и газа необходимы более сложные технологии и другая, более высокопроизводительная техника. В принадлежащей России мелководной части моря добывать нефть гораздо удобнее и экономически целесообразнее, чем на глубине. Но существует множество причин, которые усложняют эксплуатацию месторождений в этом регионе. По этим причинам в условиях моря невозможно прокладка по дну, нефтегазопроводы необходимо заглублять в грунт. В настоящее время отсутствует четкая методика проектирования морских трубопроводов в грунтах со слабыми прочностными свойствами, также отсутствует методика испытания водонасыщенных грунтов на прочность и несущую способность применительно к морским трубопроводам. За время работы предложена и апробирована идея – рассматривать совместный расчет как двухэтапную методику анализа НДС трубопровода с применением МКЭ; разработаны элементы математической модели взаимодействия трубопровода с геосредой. В нормативных документах, определяющих порядок расчета напорных трубопроводов, указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта. Оценка напряжений, возникающих в трубопроводе при выпучивании, из-за слабых прочностных свойств грунта показала необходимость обязательного моделирования, постановки и математической формализации задачи взаимодействия морского трубопровода с окружающим грунтом со слабыми прочностными свойствами и позволила рассчитать оптимальные параметры, обеспечивающие устойчивость системы.

VII Международная научно-техническая конференция

**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа:
Арктика и Дальний Восток
(ROOGD-2018)**

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

Подписано к печати 22.11.2018 г.
Тираж 350 экз. Ф-т 60×84/16
Объем: 7,9 усл. печ. л.

Организаторы:



Партнеры Пленарного заседания:



Стремимся
к большему!



Бронзовый спонсор:



Спонсор:



**ТРУБОПРОВОДНЫЕ
СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ**



Программа конференции



Тезисы докладов



Каталог выставки

142717, Российская Федерация, Московская обл., Ленинский р-н,
с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1
Тел.: +7 (498) 657-42-06, Факс: +7 (498) 657-96-05
vniigaz@vniigaz.gazprom.ru; vniigaz.gazprom.ru