



**IX** МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-  
ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
**ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА  
РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА:  
АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК**

**2023**

**ОМНП**

12–14 июля 2023 г.  
г. Москва

**ТЕЗИСЫ**



**75**  
ЛЕТ  
1948–2023

При поддержке:

**Комита**  
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



ТРУБОПРОВОДНЫЕ  
СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ



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

IX Международная научно-техническая конференция

**ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА  
РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА:  
АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК  
(ОМНР-2023)**

12–14 июля 2023 г.

**Тезисы докладов**

**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток:** тезисы докладов. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – 99 с.

Настоящий сборник составлен по материалам IX Международной научно-технической конференции, проходившей в Москве 12–14 июля 2023 г.

Структура сборника соответствует программе конференции.

**СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ:  
ПОБЕРЕЖЬЕ ИЛИ ГЛУБОКАЯ ВОДА**

## **Противофонтанная безопасность как один из ключевых факторов устойчивого развития освоения морских месторождений**

*В.Е. Петренко  
(ПАО «Газпром»)*

Запасы углеводородов арктического шельфа России, по различным оценкам, составляют 84,1–86,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа и около 17 млрд т нефти. Арктический шельф становится, по сути, крупнейшим резервом прироста минерально-сырьевой базы углеводородных ресурсов в долгосрочной перспективе. В Обской губе, на шельфе Сахалина, в Печорском, Баренцевом и Карском морях Группой «Газпром» выполняются работы по формированию новых центров морской нефтегазодобычи.

Устойчивое развитие освоения морских месторождений направлено на удовлетворение потребностей настоящего времени, соответствующее принципам экологической и социальной ответственности, сохранения и приумножения возможностей будущих поколений.

Каждую морскую скважину, независимо от назначения, на протяжении всего ее жизненного цикла охватывает система противофонтанной безопасности.

В докладе освещен опыт, принципы и достижения в формировании корпоративной системы противофонтанной безопасности Группы «Газпром» для морских скважин.

## **Научно-технологические вызовы освоения морских нефтегазовых ресурсов ПАО «Газпром»**

*Голубин С.И.*  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В последнее десятилетие дальневосточный и особенно арктический шельфы являются стратегически перспективными регионами России в части восполнения минеральной сырьевой базы углеводородов. Здесь сконцентрированы огромные ресурсы природного газа и нефти, которые с каждым годом становятся все доступней как в связи с климатическими изменениями, так и благодаря развитию методов и технологий освоения морских месторождений.

На континентальном шельфе Российской Федерации и во внутренних морских водах РФ в ПАО «Газпром» выделены четыре основных нефтегазодобычных кластера: Баренцевоморский, Карскоморский, Обско-Тазовский и Охотоморский.

В настоящее время ПАО «Газпром» уже осуществляет добычу углеводородов на Киринском месторождении в Охотском море. В ближнесрочной перспективе планируются к вводу в эксплуатацию еще четыре месторождения с суммарными геологическими запасами газа около 4 трлн м<sup>3</sup>, в том числе три месторождения на шельфе Западно-Сибирской провинции (Крузенштернское ГКМ, Северо-Каменномысское месторождение, газовое месторождение Каменномысское-море) и одно на шельфе о. Сахалин (Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение).

Все морские месторождения и перспективные участки являются уникальными, находятся в особенных природно-климатических условиях (ледовый и навигационный периоды, сейсмическая опасность, айсберговая угроза и др.), а также залегают на разных глубинах моря. Специфика условий влияет на особенности обустройства месторождений, а значит, на их технико-технологическую доступность и капиталоемкость. В настоящем докладе представлены основные вызовы и задачи, которые стоят при освоении предельного мелководья и, наоборот, глубоководных участков месторождений углеводородов.

## **Текущий опыт при проектировании и строительстве скважин БОВ (ERD) на арктическом шельфе ПАО «Газпром»**

*Г.Ю. Куропаткин, А.С. Бурматов  
(филиал ООО «Газпром инвест» «Шельф»)*

Освоение арктического шельфа России – это вызов, который предстоит решать общими усилиями, задействуя весь имеющийся потенциал и накопленные компетенции. Уникальность и хрупкость арктической экосистемы наряду с уникальностью и сложностью реализуемых проектов и технических решений обязывает к проведению детальных инженерно-технических изысканий с подбором наиболее эффективных методов разработки и эксплуатации месторождений. К технологическим вызовам можно отнести направление проектирования и строительства высокодебитных скважин с большим отходом от вертикали – БОВ (ERD). Данная тема всегда сопряжена с повышенными рисками ввиду технологических требований, которые только возрастают при работах на арктическом шельфе.

Строительство БОВ-скважин расширяет границы и потенциал разработки месторождений при сохранении типовых геометрических и массогабаритных размеров морских объектов, повышает экономическую привлекательность освоения арктического шельфа России. Именно поэтому вместе с ростом технологической сложности реализуемых проектов арктического шельфа компания ООО «Газпром инвест» «Шельф» видит необходимость в работе по тиражированию существующего опыта строительства БОВ-скважин и повышению отраслевых стандартов и требований на всех этапах жизненного цикла скважины (проектирование, строительство и последующая эксплуатация).

В настоящий момент ведется работа по внедрению системы управления технологической целостностью скважины, работа по оптимизации и повышению эффективности параллельных процессов, снижению капитальных затрат, а также обновлению имеющихся требований и стандартов и созданию новых отраслевых рекомендаций, учитывающих лучшие практики.

Скважины БОВ являются ключом к энергетическим запасам арктического шельфа России.

## **Безопасность на шельфе. Настоящее и будущее**

*А.А. Науменко, А.М. Грдич  
(ФГБУ «Морспасслужба»)*

ФГБУ «Морспасслужба» (далее – Учреждение) входит в число крупнейших профессиональных служб в мире, занимающихся аварийно-спасательной, поисково-спасательной деятельностью и ликвидацией последствий бедствий и катастроф на море, включая локализацию и ликвидацию разливов нефти и нефтепродуктов на объектах шельфовых проектов нефтегазовой промышленности России.

Одним из основных направлений деятельности Учреждения является обеспечение безопасности при работах на континентальном шельфе, в том числе мониторинг ледовой обстановки и управление ледовыми операциями.

Управление силами и средствами мониторинга и контроля ледовой обстановки осуществляется с целью обеспечения безопасности функционирования объектов геологоразведки, добычи и морской транспортировки углеводородов и предотвращения опасных ледовых воздействий на них.

Для мониторинга морской акватории и оценки развития аварийной ситуации Учреждение применяет беспилотные летательные аппараты (БПЛА), которые позволяют сократить время оперативного реагирования и принятия решения о проведении поисково-спасательной операции. С помощью БПЛА в настоящий момент Учреждение эффективно оказывает услуги по ледовому и экологическому мониторингу при геологоразведочных работах на континентальном шельфе и в экономической зоне РФ.



## **КРУГЛЫЕ СТОЛЫ**

# КРУГЛЫЙ СТОЛ 1

## ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### Газовый потенциал недр осадочных бассейнов мирового океана и перспективы его освоения в XXI веке

*В.И. Высоцкий (ЗАО «ВНИИЗАРУБЕЖ геология»),  
В.А. Скоробогатов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В структуре земной поверхности материка и острова занимают около 37 %, моря и океаны, составляющие Мировой океан, – 33 %. Из 250 осадочных нефтегазоносных бассейнов и мегабассейнов (НГБ и МБ) мира 140 полностью или частично покрыты водой (типа суша/море, в том числе в России 12/8), из них к морским относятся 65, в том числе почти все арктические бассейны Северной Евразии (Баренцевоморский, моря Лаптевых, Восточно-Арктический, а также Охотоморский, почти все циркумафриканские бассейны, НГБ Восточно-Китайского и Южно-Китайского моря и др., приуроченные к эпиконтинентальным морям, обычно с мощным осадочным чехлом (от 8–10 до 20–22 км), преимущественно мезозойско-кайнозойского возраста. Среди них много кайнозойских дельтовых бассейнов (рек Нигера, Нила, Махакам и др.). Собственно, в океанах мощность осадочного чехла не превышает 1–2 км, и они бесперспективны для поисков газа и тем более нефти.

Из 77 тыс. уже открытых месторождений углеводородов (МУВ) с залежами свободного газа и нефти (СГ, Н) в недрах морской части бассейнов выявлены около 25 тыс., в том числе многие типа суша/море. Например, в Западно-Сибирском МБ/МП таких месторождений 10 – Харасавэйское (треть площади под дном Карского моря), Крузенштерновское (2/3) и др.

Поиски и открытия, разведка и освоение морских и сухопутных месторождений существенно различаются: на море «легче» сейсмика, но намного дороже бурение, освоение и добыча, а также экологические риски на порядок выше, чем на суше (даже арктической). В 2021 г. в мире было добыто 4,4 млрд т жидких УВ (Н+К) и 4,1 трлн м<sup>3</sup> природного газа (СГ+НПГ), из них на «морскую» нефть приходилось до 25 % добычи, на природный газ – до 35 %. Конечно, это только начало.

Морская газонефтяная геостатистика России такова (2021 г.): в 8 морских бассейнах открыты 52 газосодержащих месторождения (типа Г, ГК, ГКН и др.) и 39 нефтесодержащих (Н, НГК, НГ и др.), всего морских МУВ – 65 (из 3740).

Начальные доказанные (разведанные) запасы СГ составляют 10,5 трлн м<sup>3</sup>, нефти – «всего» 0,8 млрд т (с конденсатом – 1,1 млрд т). Крупнейшее морское газосодержащее МУВ — Штокмановское (3,9 трлн м<sup>3</sup>, нефти нет), нефтесодержащее – Чайво – 113 млн т. Очевидна преимущественная газоносность шельфа России.

В Северной Евразии (Россия и окружающие моря) начальные традиционные извлекаемые ресурсы СГ оцениваются авторами в 165 трлн м<sup>3</sup> (преимущественно в Арктике), в том числе шельфа – 67 трлн м<sup>3</sup>, нефти – 70 млрд т, в том числе морской – 7 млрд т.

Из начальных потенциальных мировых ресурсов газа и нефти (Н+К) – 680 трлн м<sup>3</sup> и 570 млрд т на морские месторождения, известные и будущие – будет приходиться, по оценкам авторов, до 250 трлн м<sup>3</sup> и не менее 120 млрд т. Именно в шельфовых областях России и мира предстоят наиболее крупные будущие открытия и приросты по газу до 2060–2070 гг. (несколько гигантских газосодержащих от 1 до 2,5 трлн м<sup>3</sup>, большое число крупнейших – 0,1–1,0 трлн м<sup>3</sup> – и десятки крупнейших нефтяных от 0,1 до 0,5 млрд т каждое).

Преимущественная, а в ряде случаев и исключительная газоносность шельфовых бассейнов обусловлена генетическими причинами: большими мощностями осадочного чехла, а значит, и более высокими геотемпературами и уровнем катагенеза материнского органического вещества, кстати, преимущественно гумусового, в меньшей степени смешанного типа, включая угли, более высокой глинистостью разреза (для генерации и сохранности УВ), более простым тектоническим строением и др.

В десятилетие 2041–2050 гг. в России значительная часть национальной добычи газа будет производиться на морских промыслах – 40–45 %. Впрочем, как и во всем мире...

## **Крупные региональные обобщения геолого-геофизических данных и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева и Охотского морей**

*П.Н. Мельников, А.В. Соловьев, М.Б. Скворцов, О.В. Грушевская  
(ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Объемы разведанных запасов нефти и газа, а также сложившиеся за последние годы тенденции их прироста показывают, что одним из основных резервов для существенного прироста запасов углеводородов является континентальный шельф РФ.

Основные геологические результаты в 2022 г. связаны с завершением крупных региональных геологоразведочных проектов на арктическом шельфе в Баренцевом море и дальневосточном шельфе в Охотском море, проводимых ФГБУ «ВНИГНИ».

В рамках объекта «Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева моря» выполнены комплексные морские геофизические исследования (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, гравиметрия надводная, дифференциальная гидромагнитометрия) (далее – Объект) в объеме 2500 пог. км, проведены обработка и интерпретация полученных геофизических материалов, а также ретроспективных данных сейсморазведки – 23000 пог. км.

В рамках Объекта в объеме 8250 пог. км проведены обработка и интерпретация полученных геофизических материалов, а также ретроспективных данных сейсморазведки – 19030 пог. км.

По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных уточнены геологическое строение осадочных бассейнов Баренцева и Охотского морей и региональный структурно-тектонический план, изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности, проведен сеймостратиграфический и сейсмофациальный анализ, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных нефтегазоносных комплексов, выделены зоны возможного нефтегазонакопления, обоснованы направления и комплекс дальнейших геологоразведочных работ.

Результаты, полученные в ходе крупных региональных обобщений геолого-геофизических данных, являются основой для дальнейшего лицензирования и наращивания минерально-сырьевой базы арктического и дальневосточного шельфов РФ.

## **Комплексирование данных различных методик сейсморазведочных работ с целью уточнения геологического строения структур печорского моря и их сухопутного обрамления**

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

На поисковом и разведочном этапах геологоразведочных работ необходимо проведение комплексных исследований для выбора зон, характеризующихся наиболее высокими эффективными нефтегазонасыщенными толщами и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) резервуаров. В целях решения главной задачи – прироста ресурсов и запасов – используется сейсмическая разведка в ее различных модификациях.

В 1997–1998 гг. для изучения геологического строения структуры Варандей-море были выполнены сейсморазведочные работы по методике 3D в глубоководной (300 км<sup>2</sup>) и переходной зонах суша – море (48 км<sup>2</sup>). Кроме этого, отработаны сухопутные профили через глубокие скважины месторождения Варандей-суша. Таким образом, впервые в условиях арктического шельфа России выполнены комплексные сейсмические исследования 3D, позволившие решить поставленные геологические задачи.

В результате создан единый куб данных, интерпретация которого позволила проследить продолжение Варандейской структуры в сторону суши, расширить контур нефтеносности к югу с увеличением мощности коллекторов и улучшением их ФЕС.

В 2016 г. в районе экваториального продолжения Малоземельско-Колгуевской моноклинали, Ижма-Печорской синеклизы и структур их сухопутного обрамления была проведена сейсморазведка МОГТ-2D объемом: в глубоководной части 3000 пог. км, в транзитной зоне 150 пог. км и на суше 550 пог. км. В результате работ уточнены геолого-геофизическая модель, структурные планы, выявлены закономерности распространения пород-коллекторов, выделены перспективные объекты и выполнена оценка их локализованных ресурсов.

Суммарные геологические ресурсы нефти территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Ижма-Печорской синеклизы составили 115 млн т. Суммарные геологические запасы месторождений Варандей-море и Варандей-суша составили 36 млн т.

Апробированные методы проведения сейсмических работ различной модификации в комплексе с другими исследованиями могут быть использованы и для других регионов с целью создания единых представлений о структурно-тектоническом строении.

## **Перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ на шельфе дальневосточных морей**

*А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин  
(МГУ имени М.В. Ломоносова),  
С.Б. Коротков (ООО «Газпром инвест»)*

Шельф Российской Федерации в нынешнем веке является важнейшей базой для восполнения запасов углеводородов (УВ). Трансконтинентальные экономические трансформации 2022–2023 гг. смещают приоритеты поисково-разведочных работ и последующего интенсивного освоения нефтегазовых ресурсов на дальневосточные моря нашей страны: Берингово, Охотское и Японское. Степень геологической изученности, фациально-тектоническое строение и перспективы новых открытий различны для этих акваторий. Главными нефтегазоносными формациями для всех восточных морей выступают палеоген-неогеновые осадочные комплексы. Их уникальной особенностью является практически полная и повсеместная фациально-литологическая и стратиграфическая несовместимость берегового сухопутного и морского геологических разрезов. Это не позволяет экстраполировать знакомые по суше реперные отражающие горизонты и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов от суши к морю, что широко применяется геоучеными на шельфах арктических и южных морей России.

В Охотском море наиболее перспективным остается шельф о. Сахалин, где уже открыто много месторождений. Недра акваторий северной и восточной частей пока не оправдали возлагавшихся на них ожиданий из-за отсутствия надежных покрышек и, как следствие, коммерческих скоплений газа. Шельф Берингова и Японского морей недостаточно изучен, но тем не менее обладает перспективами для поиска УВ. Приоритетен поиск надежных покрышек, которыми могут быть либо соли, либо глинистые отложения палеоделты крупных рек. Коммерческий интерес будут представлять не только УВ, но и полезные компоненты пластовых вод – редкоземельные, литий и иные ценных химические элементы.

Сложность освоения УВ определяют высокая сейсмичность, цунами и тайфуны, вариативность батиметрии (до 4000 м) и небольшой период безопасной навигации.

Несмотря на перечисленные сложности, современные геотехнологии, накопленный массив данных и ускоряющееся технологическое развитие вселяют оптимизм и стимулируют ГРП крупнейших недропользователей РФ.

## Ресурсная база шельфа Сибирской платформы

*А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин (ИПНГ РАН),  
П.Н. Еремина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

Востребованность ресурсной базы арктического шельфа России нефтегазовыми компаниями возрастает в связи со стремительным развитием Северного морского пути. Шельф Сибирской платформы – это регион России с крупной концентрацией ресурсов нефти и газа. В недрах арктических зон пяти прибрежных государств содержатся не менее 525 млрд барр. нефтяного эквивалента, или 75 млрд т, в том числе на долю России приходится 315,4 млрд барр., из них 93,9 млрд барр. нефтяного эквивалента сосредоточены в арктической зоне Сибирской платформы. Основные представления о геолого-тектоническом строении и нефтегазонасности прилегающего шельфа Сибирской платформы базируются на данных сейсморазведки, привязанных к пробуренным глубоким параметрическим и поисковым скважинам. В геологическом разрезе выделены пять сейсмо-стратиграфических комплексов (мезозойско-кайнозойский, пермско-нижнетриасовый, верхне-среднепалеозойский, верхнепротерозойско-кембрийский и поверхность фундамента). Нефтематеринские толщи шельфа Сибирской платформы приурочены к рифейским, вендским, нижне-, среднекембрийским отложениям, в которых открыты крупные месторождения нефти и газа на суше. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов по Арктической зоне Сибирской платформы (Енисейский залив, Анабаро-Ленская-суша, Анабаро-Ленская-шельф и Анабаро-Хатангская) по основным нефтегазонасным комплексам (рифейский, вендский, венд-среднепалеозойский, верхнепалеозойский и мезозойский) показывают довольно высокие перспективы нефтегазовых областей, имеющих сухопутную и морскую части. Полученные результаты оценки ресурсной базы позволяют выполнить корректировку государственных программ развития и освоения арктической части Сибирской платформы (Енисей-Хатангская, Анабаро-Хатангская, Анабаро-Ленская нефтегазонасная области и Южно-Лаптевоморская перспективная нефтегазонасная область). Результаты анализа геолого-геофизических данных показывают высокие перспективы поисков нефти и газа на шельфовой части Анабаро-Хатангской и Анабар-Ленской нефтегазонасных областей в Анабаро-Ленской краевой системе Сибирской платформы. Большой поисковый интерес вызывают невоскрытые бурением глубоко залегающие рифей-среднепалеозойские отложения.

## **Результаты геологоразведочных работ, актуальные проблемы и возможности выявления новых зон нефтегазонакопления на шельфе России**

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

На шельфе арктических и дальневосточных морей России ПАО «Газпром» и дочерними обществами открыты 22 морских и 5 транзитных месторождений углеводородов (УВ) (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, имени В.А. Динкова, 75 лет Победы, Харасавэйское, Южно-Киринское и др.). Доля запасов газа морских месторождений ПАО «Газпром» по категориям  $A+B_1+B_2+C_1+C_2$  составляет около 12 трлн м<sup>3</sup>. Из них более 90 % свободного газа расположено в пределах арктического шельфа: по категориям  $A+B+C_1$  – около 7,9 трлн м<sup>3</sup>. Во все времена, какими бы значимыми результаты геологоразведочных работ ни были, всегда оставалась актуальной проблема открытия новых крупных месторождений УВ с целью максимально эффективного поддержания или даже увеличения объемов добычи газа и нефти. Для выявления новых крупных зон нефтегазонакопления (ЗНГН) нужны более углубленные знания о нефтегазонасыщенных бассейнах (НГБ) и нефтидогенезе, о связи их с глубинным строением и геодинамическим механизмом Земли в целом. В настоящее время установлены взаимосвязи НГБ с глубинными структурами, обоснована новая модель глубинного строения НГБ.

Для глубинного изучения суши и шельфа России в целях оптимизации оценки ресурсов УВ, прогноза и выявления новых крупных ЗНГН предлагается программа сейсмотомографического и микросейсмотографического изучения глубинного строения и организации постоянно действующего мониторинга состояния недр как для НГБ, так и для ЗНГН (шельф Сахалина, Камчатки, Ямала, Новой Земли и др.) с применением данных глубинных грави-, электроразведки, ГЛОНАСС-съемок и бурения. Программа позволит уточнить: глубинную (коромантийную) структуру НГБ; понять, на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах возможна и происходит генерация дополнительных объемов УВ-газов и водорода; обосновать детальную геодинамику и кинематику блоковых тектонических структур в НГБ и ЗНГН и возможности создания технологий управления напряженным состоянием недр (закачка жидкостей в разломные области, глубинные взрывы, волновое воздействие и др.), что позволит искусственно вызывать увеличение напряжений сжатия в ЗНГН и тем самым повышать коэффициенты извлечения нефти и газа месторождений УВ. Это также дополнительный значительный резерв запасов УВ.



## Помогут ли вероятностные методы в объективности оценок извлекаемых запасов углеводородов?

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

В докладе рассматриваются вопросы, связанные с необходимостью постановки на баланс рентабельно извлекаемых запасов нефти и газа в соответствии с новой Классификацией запасов месторождений и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, шестилетний переходный период на внедрение которой закончился в 2022 г. В качестве основы для расчетов в данный момент официально предлагается стандартный метод дисконтированных денежных потоков. При этом предполагаются незыблемость величины геологических запасов, постоянство цен на нефть (газ) на десятки лет вперед, а также вполне конкретные значения капитальных и эксплуатационных затрат, которые будут понесены в будущем при постоянных и неизменных правилах налогообложения. Объективно все это невозможно сделать с точки зрения сегодняшнего дня, не говоря уже о наличии множества альтернативных профилей добычи для извлечения запасов. Из проведенных автором численных расчетов делается вывод о том, что в обычном виде метод непригоден для решения данной задачи, поскольку получаемые виртуальные оценки имеют очень большие погрешности и сильно меняются со временем.

Приводятся примеры использования детерминированных и вероятностных методов оценки рентабельно извлекаемых запасов для одних и тех же объектов, в том числе ретроспективные, и рассмотрены возникающие при этом разночтения в интерпретации полученных результатов.

В принципе, вероятностные методы дают более взвешенную и объективную величину интервалов, в которых может изменяться величина запасов месторождения даже при высокой степени его изученности, ведь недра земли устроены значительно сложнее простейших моделей и предположений, на основе которых ведется стандартный подсчет запасов.

Однако использование вероятностных оценок не предусмотрено никакими регламентами. В то же время, потенциальные инвесторы в недропользовании, особенно частные, все чаще прибегают к таким методам, чтобы попытаться количественно оценить риски вложения своих средств. Поэтому актуальность данного подхода будет только возрастать.

## Некоторые новые подходы к поиску поясов богатой нефтегазоносности на шельфе

*М.В. Родкин*  
(ИТПЗ РАН, ИПНГ РАН)

Проблема изучения нефтегазоносности обширных территорий шельфа северных и дальневосточных морей России стоит достаточно остро. Потенциальные ресурсы углеводородов (УВ) здесь достаточно велики, а подлежащие разведке на нефть и газ территории огромны. Окончательный ответ дают результаты бурения и локальных детальных геофизических исследований, но такие исследования дороги, и ими невозможно охватить большие территории. В связи с этим актуальны методы предварительного выделения потенциально нефтегазоносных структур. Из теоретических соображений и из практики геологии нефти и газа известно, что УВ-месторождения достаточно часто концентрируются в линейные структуры, которые по геофизическим признакам и из теоретических соображений могут быть интерпретированы как области глубинных надвигов. Таким поясам (зонам надвигов) будут соответствовать протяженные гравитационные аномалии (что также подтверждается геолого-геофизическими данными). При этом надвиговые структуры могут быть двух типов: когда более высокоплотные породы располагаются выше низкоплотных осадочных и когда они подстилают породы меньшей плотности. Этим случаям при общем линейном характере аномалий отвечают разные характеры отклонений. При этом для морских акваторий гравитационная аномалия может быть оценена на уровне моря (по уровнемерным данным) и на уровне высот пролета спутников. Примером может служить акватория Каспия, где выделяются две области нефтегазоносности – в окрестности Апшеронского порога и на Северном Каспии. И в обоих случаях выявляются структуры надвигового/подвигового типа. Различие характера гравитационных аномалий отвечает перекрытию осадочных толщ более плотной коровой пластиной на севере Каспия и погружению такой пластины под молодые осадочные породы малой плотности вдоль Апшеронского порога. Такого рода исследования довольно дешевы, и ими можно охватить большие территории. Отметим, что такой подход легче реализовать для дальневосточного шельфа, где средства космической геодезии и гравиметрии представлены лучше, чем в высоких широтах.

## **Использование сейсмоакустического мониторинга для повышения эффективности освоения ресурсов нефти и газа российского шельфа**

*Л.И. Твердохлебов (Экспертный совет Комитета по энергетике Государственной думы РФ, ЦКР Роснедра по УВС),  
О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, С.В. Каляшин, С.О. Колигаев  
(Государственный университет «Дубна»),  
С.В. Гурьев, А.А. Юров, Е.Г. Ризанов (ООО «Холдинг «Геосейс»)*

Непрерывный сейсмоакустический мониторинг, использующий волны рассеянного отражения, микросейсмической эмиссии и от техногенных воздействий, позволяет оперативно решать задачи эффективного освоения месторождений нефти и газа. Наиболее важной задачей является определение 4D-распределения флюида (нефти, газа и воды) и трещиноватости в геологической среде на площади залежей углеводородов (УВ). Полученная информация позволяет выбрать оптимальные места и азимуты бурения добывающих скважин, а также участки и время выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Непрерывный сейсмический мониторинг реализует оперативный контроль влияния ГТМ на УВ-насыщенные отложения. Анализ волн техногенных воздействий, возникающих на забое скважины в процессе бурения, позволяет существенно снизить (до 50 %) сроки и затраты на строительство скважин за счет увеличения скорости бурения, проходки на долото и моторесурса турбобура. Кроме того, использование волн микросейсмической эмиссии позволяет прогнозировать аварийноопасные участки и интервалы бурения скважин, с аномально высоким и аномально низким пластовым давлением.

Для изучения и мониторинга флюидонасыщения, трещиноватости и процесса бурения в Научной школе нефтегазовой сейсмоакустики проф. О.Л. Кузнецова были созданы специальные технологии адаптивного бурения и сейсморазведки: сейсмический локатор бокового обзора и сейсмолокация очагов эмиссии (СЛОЭ). Экспериментально-промышленное применение адаптивного бурения на основе данных сейсмоакустического мониторинга выполнено в более чем 100 скважинах в Оренбургской области, Казахстане, Азербайджане и др. Долговременный сейсмический мониторинг проведен на более чем двадцати разрабатываемых месторождениях в РФ (Татарстан, Оренбургская область, Западная Сибирь и др.), США (штаты Техас и Оклахома) и др. для повышения эффективности добычи нефти, а также изучения влияния естественных и техногенных воздействий на продуктивную толщу. В настоящее время Холдинг «Геосейс» выполняет в течение 1,5 лет непрерывный СЛОЭ-мониторинг закачки газа на ПХГ в Западной Сибири.

Полученные результаты мониторинга «на суше» определяют высокие перспективы применения отечественных сейсмоакустических технологий для оптимального освоения месторождений на российском шельфе с более высокими коэффициентом извлечения нефти и темпом добычи УВ при снижении эксплуатационных расходов и соблюдении экологической безопасности.

## **Новые подходы к поиску неструктурных ловушек в клиноформенных комплексах на арктическом шельфе**

*А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, А.А. Сулова,  
Р.М. Гилаев, Р.С. Сауткин  
(геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова)*

При региональном изучении и оценке перспектив нефтегазоносности слабо охарактеризованных бурением осадочных бассейнов арктического шельфа РФ необходимо выработать подходы к прогнозу неструктурных ловушек по сейсмическим данным. Наиболее применимым в данном случае является метод анализа геометрии клиноформ на основе анализа временных сейсмических разрезов, разработанный зарубежными геологами и внедряемый российскими учеными при прогнозе природных резервуаров в триасовых и меловых клиноформенных комплексах Баренцева моря. Ранее установлено, что высота клиноформы от бровки до подножия коррелирует с глубиной палеобассейна осадконакопления, а траектория бровок на выровненном сейсмическом разрезе может указывать на изменение относительного уровня моря и смещение береговой линии. Сигмовидные клиноформы накапливаются при медленном росте уровня моря, песчаные коллекторы мелководно- и прибрежно-морского генезиса приурочены к ундаформе. Тангенциальные клиноформы формируются при стабилизации и падении уровня моря, на бровках развиваются баровые комплексы, а в подножии тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок формируются конуса выноса плотностных потоков.

## **Определение температуры на устье скважины с подводным обустройством до начала ее эксплуатации**

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

С развитием морской газодобычи приобретает важную роль определение параметров технологического режима работы высокодебитных скважин с подводным обустройством устьев не только в пусковой период, но и на весь период разработки месторождения.

Показана необходимость использования устьевой температуры для расчетов технологического режима эксплуатации высокодебитных газовых скважин с подводным обустройством устья, приведен пример расчета этого параметра для одного из морских месторождений, получены эмпирические зависимости динамики устьевой температуры на весь период разработки.

Динамика температуры газа на устье скважины является важным параметром, необходимым для настройки геолого-технологической модели, проведения расчетов тепловых параметров шлейфов и газосборной сети, расчета объема ингибитора гидратообразования, выбора типа и характеристик применяемого оборудования – устьевой фонтанной арматуры, а также определения наиболее оптимальных технологических решений по системе сбора, подготовке и транспорту промысловой продукции.

Авторы считают, что небольшой объем информации о температурных исследованиях, получаемый на стадии геологоразведочных работ, влечет дополнительные неопределенности не только для расчета устьевой температуры на начальном этапе освоения месторождения, но и на определение прогнозного состава добываемой продукции.

Предлагаемый авторами подход к расчету устьевой температуры может быть использован на начальной стадии проектирования разработки месторождения при проведении инженерных расчетов прогнозной устьевой температуры для всего фонда газоконденсатных скважин и первичной настройки геолого-технологической модели. В дальнейшем, когда месторождение будет введено в разработку, замеры устьевой и забойной температур будут проводиться с использованием датчиков. Фактические значения следует сопоставить с эмпирическими значениями и построить адаптированные зависимости, после чего необходимо выполнить прогнозные расчеты показателей разработки на актуализированной ПДГТМ.

## **Количественный анализ мультимастотных данных 3D сейсморастведки для характеристики верхней части геологического разреза на Южно-Кирином ГKM**

*А.С. Пирогова, М.Ю. Токарев, З.С. Замотина, А.Д. Яковенко  
(МГУ имени М.В. Ломоносова),  
А.Е. Чегодаева (ООО «ЦАСД МГУ»),  
Н.А. Рыбин (ООО «Газпром недра»)*

Одной из приоритетных задач при инженерно-геологических изысканиях под строительство и проведение буровых работ на шельфе является выявление, картирование и характеристика опасных геологических процессов и явлений в верхней части геологического разреза. Ввиду малого объема данных инженерного бурения на Дальневосточном шельфе, для решения задач по выявлению и характеристике опасных геологических процессов и явлений (ОГПиЯ), а также прогнозу связанных с ними рисков при бурении, в этом районе рекомендуется привлекать данные многоканальной 3D сейсморастведки в различных частотных диапазонах.

В докладе представлены результаты количественного анализа мультимастотных данных трехмерной сейсморастведки стандартного разрешения, высокого разрешения и сверхвысокого разрешения (3D СР, СВР и ССВР), выполненного с целью детальной характеристики ОГПиЯ на исследовательском полигоне в пределах Южно-Кирином ГKM Кирином ЛУ. Показаны возможности такого количественного анализа данных сейсморастведки, полученных по различным методикам наблюдений, для характеристики верхней части разреза и прогноза опасных геологических процессов и явлений, таких как газонасыщенные интервалы разреза, газовые гидраты, зоны и др.

Разработанные подходы к комплексной интерпретации сейсмических данных, включающей в себя количественный анализ данных сейсморастведки высокого и сверхвысокого разрешений, являются частью разработанной модернизированной технологии выявления опасных геологических процессов с оценкой параметров природной среды на тестовом полигоне ПАО «Газпром». Технология была разработана в рамках взаимодействия Компании с опорными вузами по проекту «Создание технологий выявления и оценки геологических рисков при бурении и возведении объектов нефтегазового комплекса на шельфе».

## **Влияние особенностей инженерно-геологических условий очагов разгрузки флюидов на задачи изысканий при обустройстве морских нефтегазовых месторождений**

*С.Г. Миронюк  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Анализ материалов по статистике аварий на морских месторождениях свидетельствует, что доминирующей их причиной является неконтролируемый выброс газа из «газовых карманов» с АВПД. Установлено, что указанные скопления газа сосредоточены преимущественно в приповерхностных отложениях верхней части разреза (ВЧР) и, как правило, являются индикаторами потенциальной нефтегазоносности акваторий. В частности, в Охотском море над практически всеми шельфовыми месторождениями углеводородного сырья были выявлены в осадочной толще ВЧР многочисленные акустические аномалии, связанные с присутствием газа, а на донной поверхности поля покмарков. В большинстве случаев неглубокие залежи газа с АВПД отмечаются в границах так называемых очагов разгрузки флюидов (ОРФ). Под «очагами разгрузки флюидов» подразумевают фокусированные выходы напорных восходящих «холодных» флюидов на дно акваторий и зоны их влияния на вмещающие осадки.

ОРФ является, наряду с областями питания и транзита, частями сложных флюидодинамических систем и, в свою очередь, состоят из зон разгрузки флюидов в природные резервуары (коллекторы) ВЧР и зон разгрузки флюидов на донную поверхность. Основными типами ОРФ являются участки развития активных покмарков и сипов, грязевулканические провинции и поля, области соляного диапиризма. Перечисленные основные типы ОРФ характеризуются сложными инженерно-геологическими условиями и являются зонами повышенного геологического риска. Проходка скважин в таких местах часто связана с авариями и осложнениями. Основными их причинами, помимо наличия в ВЧР зон с АВПД, являются разрывные нарушения тектонической и флюидогенной природы, сильно дислоцированные, высокопроницаемые породы, кавернообразование, обрушения стенок скважин, рапопроявления и др.

В этой связи, помимо решения традиционных задач инженерно-геологических изысканий, регламентируемых СП 504.1325800.2021, необходимо в ходе изысканий оценивать и отдельные параметры горно-геологических условий бурения в ВЧР, а также опасность и риск геологических процессов и явлений.

## **Первый опыт и перспективы использования волоконно-оптических измерительных систем (ВОИС) при проведении ВСП в малоглубинных скважинах на шельфе**

*М.В. Белов, Е.А. Бирюков (ООО «СПЛИТ»),  
А.К. Потемка (Центр анализа сейсмических данных  
МГУ имени М.В. Ломоносова»),  
М.Ю. Токарев (МГУ имени  
М.В. Ломоносова), К.М. Жуков (ООО «Петрофайбер»),  
С.И. Доронин («АО Росгеология»)*

В полевые сезоны 2021 и 2022 гг. были проведены работы по регистрации сейсмических данных в пробуренных стратиграфических скважинах в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском. Целью работ была стратиграфическая привязка верхней части разреза.

Вертикальное сейсмическое профилирование было выполнено с использованием распределенной волоконно-оптической приемной системы – новой перспективной технологии скважинных исследований в производственном цикле бурения. Подход продемонстрировал ряд преимуществ по сравнению с возможностями и рисками, связанными с применением стандартных зондов ВСП, особенно в условиях бурового судна, близких к экстремальным.

В результате исследований были получены вертикальные годографы и модели интервальных, средних и пластовых скоростей, проведено их сопоставление со скоростными характеристиками 2D сейсморазведки высокого разрешения. Были рассчитаны трассы однократных отражений, коридорного суммирования и синтетических сейсмограмм с импульсами, соответствующими данным стандартной, высокоразрешающей и сверхвысокоразрешающей сейсморазведки. Проведено сопоставление материалов ВСП и ОГТ.



## **Опыт применения морских 3D высокоразрешающих и сверхвысокоразрешающих сейсмоакустических наблюдений при проведении инженерно-геологических изысканий на акватории Охотского моря**

*Е.А. Бирюков, М.Ю. Токарев (МГУ имени М.В. Ломоносова),  
А.К. Потемка, И. Пронин (ООО «СПЛИТ»)*

Активное освоение шельфового пространства повышает интерес к изучению строения верхней части донных отложений. Именно в ней расположены такие геологические опасности, как приповерхностный газ, мерзлота, оползни и другие объекты, которые могут оказать разрушительное воздействие на технические сооружения нефтегазодобывающего комплекса.

Одним из стандартных методов, входящих в состав комплексных морских инженерных изысканий, является одно- и многоканальное сейсмоакустическое профилирование, позволяющее с высокой детальностью изучать верхнюю часть геологического разреза. В соответствии с Регламентом проведения геофизических исследований на мелководье (СП 504.1325800.2021 «Инженерные изыскания для строительства на континентальном шельфе. Общие требования») редкая пространственная сеть наблюдений, используемая при проведении подобных изысканий, не позволяет в полной мере изучить строение и свойства геологической среды. Низкая пространственная разрешающая способность профильных наблюдений зачастую бывает недостаточна для картирования зон распространения опасных инженерно-геологических явлений и процессов в плане. Логичным развитием сейсмоакустических технологий должно стать использование трехмерных наблюдений, поскольку они дают более широкие возможности для изучения строения верхней части донных отложений и оценки геологических рисков.

В рамках научно-исследовательских работ в Охотском море на тестовом полигоне в 2021 г. были выполнены инженерно-геофизические исследования с разработанным аппаратно-программным комплексом. Первые были получены для анализа верхней части разреза трехмерные сейсмические данные высокого разрешения (3D СВР, рабочая полоса частот 70–500 Гц) и сверхвысокого разрешения (3D ССВР, 150–1000 Гц). Высокую эффективность показал совместный анализ структурных и динамических характеристик сейсмической записи в широком диапазоне частот – от первых Гц (данные 3D СВР) до первых кГц (данные 3D ССВР) с использованием комплекса интерпретационных методик: сейсмостратиграфического и атрибутного анализа, АВО-моделирования и динамической инверсии с целью количественной оценки параметров изучаемой среды. Основной отличительной особенностью описанной технологии интерпретации данных является привлечение количественных оценок упругих свойств осадков к решению задач инженерно-геологических изысканий. В результате достигнуто существенное уточнение (в сравнении с данными стандартной 3D СВР)

пространственной локализации маломощных объектов и локальных неоднородностей (малоамплитудных разрывных нарушений, каналов вертикальной миграции флюида, локальных областей повышенного газонасыщения, покмарков, палеорусел и др.), что, в свою очередь, позволило более достоверно охарактеризовать инженерно-геологические условия и оконтурить ОГПиЯ в верхней части разреза. Основной отличительной особенностью описанной технологии интерпретации данных является привлечение количественных оценок упругих свойств осадков к решению задач инженерно-геологических изысканий.

## **Опыт изучения газо- и гидратонасыщенных отложений по данным мультимчастотной сейсморазведки в глубоководной части шельфа Охотского моря**

*А.С. Пирогова, З.С. Замотина (МГУ имени М.В. Ломоносова),  
А.Е. Чегодаева (ООО «ЦАСД МГУ имени М.В. Ломоносова»)*

На шельфе Охотского моря распространены залегающие вблизи дна газовые карманы и зоны фокусированной разгрузки флюидов. Эти зоны представляют опасность для проведения буровых работ и строительства и должны быть выявлены и охарактеризованы в рамках инженерно-геологических изысканий. В глубоководной части шельфа Охотского моря в верхней части разреза помимо газонасыщенных интервалов разреза также встречаются интервалы, осложненные присутствием газовых гидратов. Распространению газогидратов в этом районе способствуют благоприятные термобарические условия и, вероятно, постоянная «подпитка» верхней части разреза газом по многочисленным вертикальным каналам миграции флюида из нижележащих газовых залежей.

По всей видимости, газовые гидраты могут представлять еще большую опасность для морского строительства и бурения по сравнению с зонами приповерхностного газонасыщения. Так, например, в результате антропогенного воздействия (бурения скважин, строительства), которое вызывает изменение теплового равновесия в среде, может наблюдаться разрушение газовых гидратов. При таком разрушении из 1 м<sup>3</sup> гидрата может резко выделиться до 170 м<sup>3</sup> свободного газа, что крайне неблагоприятно для строительства и эксплуатации сооружений, а также проведения буровых работ. Более того, выходы газа в большом объеме могут приводить к ухудшению экологической ситуации.

В связи с отсутствием разведочных скважин в глубоководной части шельфа Охотского моря основным методом изучения зон распространения газовых гидратов в этом районе является сейсморазведка. В работе представлен опыт изучения газонасыщенных и гидратонасыщенных отложений в верхней части разреза на шельфе Охотского моря по данным мультимчастотных сейсмических исследований. Рассмотрены методические аспекты применения AVO-анализа, основанного на моделировании, а также динамической сейсмической инверсии, применительно к задачам изучения газо- и гидратонасыщенных толщ в верхней части разреза.

## **Строительство и эксплуатация подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах**

*А.С. Мосина  
(ООО «Газпром геотехнологии»)*

Активное освоение морских месторождений в пределах криолитозоны в большинстве своем происходит вдали от существующей инфраструктуры, что обуславливает возникновение логистических проблем с транспортом побочных продуктов добычи нефти и газа. Кроме того, в результате разработки таких месторождений образуется большой объем буровых отходов, сложность обращения с которыми приобретает серьезное экологическое и экономическое значение. Специалистами ООО «Газпром геотехнологии» разработана технология сооружения и эксплуатации подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах (ММП), которая позволяет решить вышеописанные проблемы с наименьшими экономическими затратами и существенным снижением воздействия на окружающую среду.

Высокая прочность, низкая естественная температура и непроницаемость ММП позволяет использовать подземные резервуары в качестве длительных и/или временных хранилищ для сбора жидких углеводородов в объеме, необходимом для заполнения приходящих в портопункт танкеров и обеспечения нормальной работы газотранспортных комплексов морских месторождений. Это такие продукты, как нестабильный и стабильный газовый конденсат, диэтиленовый конденсат и др., которые являются ценным сырьем для химической промышленности и производства моторных топлив.

Захоронение буровых отходов в подземные резервуары приводит к постепенному их промерзанию за счет температурного взаимодействия с вмещающими мерзлыми породами. Это позволяет исключить возможность контакта загруженных продуктов с компонентами природной среды с существенным сокращением капитальных и эксплуатационных затрат при освоении морских месторождений.

За всю историю развития данной технологии построено и успешно введено в эксплуатацию более 150 подземных резервуаров в ММП. В 2013 г. ООО «Газпром геотехнологии» заняло первое место на конкурсе на соискание Премии ПАО «Газпром» в области науки и техники по реализации технологии подземного захоронения буровых отходов в ММП на территории Бованенковского НГКМ.

## **Способы применения сейсмических донных станций для изучения верхней части разреза на примере инженерно-геофизических исследований в Обской губе**

*В.В. Половков, А.А. Кудинов, А.В. Пономаренко (СПбГУ),  
А.К. Потемка, М.Ю. Токарев  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

При проведении инженерно-геофизических исследований на акваториях выполняют сейсмоакустические работы с буксирующими регистрирующими системами и высокочастотным электроискровым источником. Данный подход, несмотря на высокую производительность, имеет ряд ограничений: невозможно оценить значения скоростей поперечных волн; трудности в определении скоростей продольных волн в случае использования плавающих кос, длины которых меньше глубин целевых горизонтов; затухание сигнала при наличии газонасыщенных осадков.

Следует отметить, что в случае сильной загазованности верхней части разреза на большой площади может быть так, что ниже поверхности дна на сейсмоакустических записях больше нет практически никакой полезной информации. Специально для изучения подобного участка авторами данной работы было предложено в акватории Обской губы, одновременно со стандартными сейсмоакустическими исследованиями с плавающими косами, выполнить работы с автономными донными станциями, расположенными по регулярной сети в квадрате 900×900 м с шагом в 150 м, а в качестве источника использовать пневматическую пушку небольшого объема (0,33 л).

Полученные данные были обработаны с использованием разных подходов: 2D/3D сейсмическая томография по преломленным волнам; многоканальный анализ поверхностных волн (MASW) и поверхностно-волновая томография (SWT).

В докладе показаны подходы к обработке сейсмических материалов, зарегистрированных донными станциями в акватории Обской губы, а также краткий обзор подобных исследований за рубежом. Выполнено сопоставление результатов обработки различными методами между собой. Продемонстрированы преимущества и ограничения данной методики съемки и обработки данных.

## **Особенности флюидоразгрузки на морское дно и в верхней части разреза в северо-восточной части карского шельфа по результатам экспедиции ТТР-21**

*Е.Н. Полудеткина, М.Ю. Токарев, Е.Д. Басова  
(МГУ имени М.В. Ломоносова),  
Юмашева А.К. (ИПНГ РАН), А.Е. Рыбалко (СПбГУ),  
А.С. Пирогова (ЦАСД МГУ),  
А.К. Потемка (Научная компания «СПЛИТ»)*

В 2022 г. МГУ имени М.В. Ломоносова при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ была организована научная экспедиция в северо-восточной части Карского моря ТТР-21 по программе «Обучение-через-исследование» (НИС «Академик Борис Петров»).

Одной из задач экспедиции являлось изучение особенностей фоновой и фокусированной разгрузки углеводородов на поверхности морского дна. По данным сейсмоакустического профилирования и эхолотирования, в регионе работ выявлены многочисленные зоны активной дегазации, оконтурены участки фокусированной разгрузки углеводородов из недр осадочного чехла, выявленные в рельефе дна в виде полей покмарок, бугров пучения. Анализ материалов позволил сделать вывод о перспективности региона на поиски и разведку углеводородов. В пределах различных ключевых участков экспедиции зоны нефтегазообразования и нефтегазо-накопления являются различными как по стратиграфическому интервалу, так и по глубине залегания, что выражается в результатах комплексных литолого-геохимических и гидрогеологических исследований.

Экспедиционные работы выполнялись при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках плана-программы экспедиционных исследований МГУ имени М.В. Ломоносова по теме «Особенности четвертичного седиментогенеза, рельефообразования и природной флюидоразгрузки на морском дне в северо-восточной части Карского моря» и «Обучение-через-исследования на Арктическом шельфе»; государственного задания ФГАОУ ВО «Московский физико-технический институт» (национальный исследовательский университет) «Дополнительное обеспечение системы образования в области морских наук – подготовка молодого кадрового резерва по научно-образовательной программе «Плавучий университет» на основе комплексных исследований морей России и Мирового океана»; государственного задания ИО РАН «Обеспечение проведения научных исследований, а также экспериментальных разработок».

## **Использование данных 2D/3D стандартной сейсморазведки для определения инженерно-геологических условий баренцево-карского шельфа на стадии территориального планирования**

*Я.Е. Терехина, О.А. Хлебникова, А.Г. Росляков, З.С. Замотина  
(МГУ имени М.В. Ломоносова),  
М.А. Соловьева, А.И. Понимаскин (ООО «ЦАСД МГУ»),  
А.А. Колюбакин (ООО «РН-Эксплорейшн»)*

В настоящее время интересы нефтегазовой отрасли сфокусированы на поиске новых и освоении уже известных месторождений на обширных шельфовых акваториях арктических и субарктических морей. Сложность и большая стоимость проведения морских полевых работ в арктических широтах требует использования всех уже имеющихся данных с максимальной эффективностью. В связи с этим возрастает актуальность включения материалов стандартных 2D/3D сейсморазведочных работ для решения инженерно-геологических задач.

Привлечение данных стандартной 2D/3D сейсморазведки для изучения верхней части разреза имеет очевидные ограничения, для повышения информативности этого типа данных необходимо выполнение специализированной обработки. При этом существенно расширяется масштаб исследований, реализуется возможность изучения инженерно-геологических условий в региональном масштабе. Степень достоверности интерпретации значительно увеличивается при комплексном подходе – использовании данных сейсморазведки разных частотных диапазонов и других геолого-геофизических данных, что позволяет провести заверку обнаруженных объектов на тех участках, где это возможно, и экстраполировать эти результаты.

Используя большой объем доступных материалов на территории Баренцево-Карского шельфа, была разработана методика специализированной обработки и комплексной интерпретации данных 2D/3D сейсморазведки с данными инженерно-геологических изысканий для изучения строения верхней части разреза и поиска опасных геологических процессов и явлений. Данная технология актуальна на этапе территориального планирования с целью оценки геологических условий и выбора наиболее оптимальных участков для поисково-разведочного бурения и строительства для последующего освоения.

# **КРУГЛЫЙ СТОЛ 2 ОБУСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

## **Практика обустройства Киринского и Южно-киринского месторождений**

*М.А. Филинков  
(ООО «РусГазШельф»)*

ООО «РусГазШельф» является генеральным подрядчиком по обустройству морских месторождений, имеет значительный практический опыт реализации проектов на шельфе Сахалина. За время реализации проектов сформировалась методика эффективного управления проектами с учетом нормативного регулирования инвестиционных проектов по освоению морских месторождений, сезонности района производства работ, гидрометеорологических условий и доступных технических средств.

В докладе содержится информация о методологии планирования и реализации основных видов работ по обустройству морских месторождений, перечислены технические ограничения, с которыми сталкиваются подрядчики по обустройству, описаны успешно применяемые методы преодоления технических ограничений, а также предложены новые методы для обеспечения эффективной реализации проектов «Обустройство Киринского ГКМ» и «Обустройство Южно-Киринского месторождения», расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин.

Основные темы доклада:

1. **Ход работ по обустройству Киринского месторождения:**
  - монтаж оконечного устройства газосборного коллектора (PLET);
  - укладка трубопровода с применением разгружающих понтонов;
  - методы стабилизации трубопровода газосборного коллектора.
2. **Услуги комплексного инжинирингового обеспечения для строительно-монтажных работ и морских операций:**
  - расчеты для трубоукладочных работ;
  - монтаж оборудования комплексов подводной добычи.
3. **Метеорологическое обеспечение морских операций на шельфе РФ.**
4. **Подготовка и модернизация специализированного флота для работ на шельфе.**

В докладе рассматриваются в основном вопросы технического управления проектом и организации подводно-технических работ. Актуальность рассмотренных вопросов вызвана необходимостью локализации технических средств для обустройства морских месторождений с целью их доступности на территории РФ.



## **Мониторинг динамики берегов и дна замерзающих морей как основа обеспечения экологической и геотехнической безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса**

*А.А. Ермолов, С.А. Огородов  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Берега и дно замерзающих морей России в последние десятилетия испытывают все возрастающее техногенное воздействие в связи с реализацией проектов по добыче, сжижению и транспорту газа. Строительство вызывает снижение естественной устойчивости береговых систем и активизацию опасных процессов, представляющих угрозу для инженерных объектов. Мониторинг динамики берегов позволяет контролировать развитие таких процессов, учитывать наиболее опасные из них при проектировании инженерной защиты, формировать достоверный прогноз развития береговой зоны. Как правило, исследования проводятся на этапах строительства и эксплуатации сооружений. В редких случаях, как это имело место на берегах Байдарацкой губы Карского моря при проектировании подводного перехода магистральных газопроводов Бованенково – Ухта, многолетние наблюдения предшествуют выбору участка строительства и разработке проекта.

Инженерное значение мониторинга заключается в оценке возможных деформаций рельефа береговой зоны и дна в период эксплуатации сооружений. Оценка деформаций необходима для определения граничных условий безопасной эксплуатации при выборе проектных решений и оценки влияния сооружений на динамику берега. В качестве критериев оценки выступают скорость отступления или выдвижения береговой линии, изменения профиля подводного склона и берегового уступа, глубина ледовой экзарации, эффективность берегозащитных конструкций и пр. Важным результатом работ являются рекомендации по предупреждению и предотвращению неблагоприятных и чрезвычайных событий геологического и техногенного характера. Подобные рекомендации, основанные на анализе всех факторов устойчивости природно-технических геосистем и региональном опыте строительства, способны снизить стоимость создания и эксплуатации объекта и предотвратить экологический ущерб.

*Работа выполнена при поддержке РФФ, проект № 22-17-00097.*

## **Биогенный морфолитогенез на морских берегах острова Сахалин**

*В.В. Афанасьев*

*(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН),  
А.Б. Фаустова (Сахалинский государственный университет)*

Биогеоморфологические морфогенетические системы – особый тип геоморфологических систем, развитие которых определяет биогеоценоз – природная система функционально взаимосвязанных живых организмов и компонентов окружающей их абиотической среды, характеризующаяся определенным энергетическим состоянием, типом и скоростью обмена веществом и информацией. Гидро-биогеоморфологические системы характеризуются «накопительным» биогеохимическим типом литогенеза с «энергоемкими» физико-химическими свойствами. Это пресноводные и морские геоэкосистемы (эстуарно-лагунные, болотные, озерные и т.д.), где формируются органогенные энергоемкие отложения: сапропели, торф, янтарь. В своем развитии они проходят длительный путь от бассейна прибрежно-морского осадконакопления до аллювиально-морских равнин.

В докладе рассмотрена роль геоморфологических условий для развития этих систем формирования, накопления, преобразования энергоемких отложений. При решении задач управления прибрежными водно-болотными угодьями путем их ускоренного программируемого формирования происходит слияние разнородных гидро-биогеоморфологических систем; поглощение и трансформация существующих и возникновение на их месте природно-антропогенных систем с унаследованными или природоподобными свойствами и структурой.

## **Комплексные научно-прикладные гидрометеорологические исследования и изыскания на побережье и акватории Охотского и Берингова морей**

*В.В. Архипов, В.В. Фомин  
(ФГБУ «ГОИН»)*

Побережье и акватория Охотского и Берингова морей относятся к зонам активного промышленного и промыслового освоения. Строительство сооружений нефтегазовой промышленности, портов и других гидротехнических сооружений требуют точной и детальной информации о гидрометеорологическом режиме исследуемых акваторий и побережья, в том числе с учетом возможного изменения климата.

Получение подобной информации требует применения комплексного подхода. В настоящей работе представлен подход, применяемый в ФГБУ «ГОИН», который предполагает проведение исследований, включающих полевые работы с использованием современного парка приборов, измеряющих метеопараметры, параметры морской среды и льда с требуемой точностью и временной дискретностью, проведение работ по математическому моделированию гидрометеорологических, ледовых и литодинамических характеристик, позволяющих рассчитать гидрометеорологические характеристики с требуемой детализацией по пространству и времени. Современные методы обработки данных полевых работ и данные математического моделирования позволяют провести комплексный анализ гидрометеорологического режима и получить расчетные значения оперативных и экстремальных гидрометеорологических характеристик в объеме, достаточном для проектирования и эксплуатации гидротехнических сооружений.

В настоящей работе рассматривается применение комплексного подхода на примерах работ на побережье и акватории Охотского и Берингова морей. Полученные результаты используются при проектировании гидротехнических сооружений, выработке рекомендаций по строительству новых или обеспечению безопасности существующих объектов с учетом изменений климата.

## **Депонирование углерода управляемыми прибрежно-морскими водно-болотными угодьями (возможности климатических проектов для крупных компаний)**

*В.В. Афанасьев (Сахалинский государственный университет),  
В.М. Агапкин (Правительство Сахалинской области)*

Известно, что донные осадки и марши эстуарно-лагунных геосистем входят в число наиболее эффективных компонентов систем биосеквестрации на планете. Нефтегазовая специализация экономики, ограниченный потенциал лесного хозяйства и островное положение Сахалинской области сделали оценку роли прибрежно-морских геосистем в стоке и эмиссии парниковых газов (ПГ) для определения их вклада в общий баланс ПГ территории весьма актуальной. Начавшийся в Сахалинской области в соответствии с Федеральным законом от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» климатический эксперимент резко ускорил поиск новых возможностей решения проблемы сокращения выбросов ПГ. Стало понятно, что регион, где протяженность береговой линии превышает 4 тыс. км, а площадь лагунных водоемов составляет более 2200 км<sup>2</sup>, не сможет обойтись без климатического учета донного и торфяно-глеевого осадконакопления маршей и илистых осушек. Несмотря на то, что определение секвестрационной углеродной емкости прибрежно-морских экосистем в России – процесс только начавшийся, авторами уже дана оценка потенциала прибрежно-морских водно-болотных угодий (ПМВБУ) Сахалинской области в качестве поглотителей, накопителей и долговременных хранилищ органического углерода.

Предполагается, что стоковая емкость углерода управляемыми морскими водно-болотными угодьями (ВБУ) Сахалина может достичь 15 млн т в эквиваленте CO<sub>2</sub>.

Учитывая тот факт, что эмиссия метана в отличие от пресноводных болот ПМВБУ минимальна, такой потенциал позволяет сформировать технологическое предложение, соответствующее рыночному спросу, в форме технологий и климатических проектов для крупных компаний на территории Сахалинской области.

## **Об актуальных вопросах по аварийно-спасательному обеспечению морских месторождений углеводородов**

*И.В. Кудря*  
(ООО «Газпром газобезопасность»)

Реализация шельфовых проектов добычи, переработки и транспортировки углеводородов является одним из наиболее опасных видов деятельности нефтегазовых компаний. С учетом значительных расстояний, экстремальных климатических условий в районах строительства скважин и добычи нефти и газа на шельфе арктических морей, отсутствие на текущий момент развитых региональных баз специализированного оборудования является одним из значимых вопросов, который предстоит решить для обеспечения успешного выполнения работ по ликвидации последствий аварий и открытых фонтанов на шельфе Российской Федерации в кратчайшие сроки.

ООО «Газпром газобезопасность» по согласованию с ПАО «Газпром» разработаны предложения по перечню противofонтанного и газоспасательного оборудования, необходимого для проведения первоочередных мероприятий по ликвидации аварии и открытого фонтана на лицензионных участках ПАО «Газпром», находящихся на шельфе РФ. Предлагаемый перечень специализированного оборудования предполагается размещать на газоспасательных станциях, расположенных на определенном расстоянии от объектов морской добычи углеводородного сырья, время доставки с которых существенно сократит сроки выполнения аварийных работ.

Указанная схема была учтена при разработке проектной документации по обустройству месторождения Каменномысское- море и предложена для реализации в районе ведения работ по обустройству и добыче углеводородного сырья в Охотском море.

## **О необходимости создания интегрированной системы обеспечения безопасности при освоении шельфовых углеводородных месторождений (постановка задачи)**

*А.Б. Докутович, В.С. Сафонов, А.Г. Гречко, С.В. Ганага  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
М.И. Грешняков (ПАО «Газпром»)*

В докладе представлен анализ опыта обеспечения зарубежными компаниями безопасности при освоении шельфовых углеводородных месторождений. Показано, что проблему необходимо решать комплексно, начиная с рассмотрения и учета наличия береговых баз, природно-климатических и иных особенностей расположения акватории месторождения, обоснования и анализа характерной причинно-следственной логики возникновения инцидентов и аварий и их возможных последствий во всех звеньях технологической цепи – от разведочного и эксплуатационного бурения с мобильных установок и стационарных платформ до отгрузки с платформ товарной продукции, включая организацию логистики и управления техническим состоянием производственного комплекса, создание систем жизнеобеспечения и аварийно-спасательного обеспечения персонала, минимизацию воздействия на окружающую среду и т.п.

Принципиально важным является наличие в регионе сил и средств аварийно-спасательного обеспечения федеральных органов власти и других предприятий ТЭК, способных оказать помощь аварийному объекту, а также уровень транспортно-логистического обеспечения и наличие инфраструктуры, позволяющей организовать эффективное выполнение аварийно-спасательных работ.

Предварительно должен быть проведен всесторонний анализ причинно-следственной логики возникновения и сценариев развития различных аварийных ситуаций, а также их возможных последствий с учетом технологической и природно-климатической специфики, для предметной оптимизации сил и средств по локализации и ликвидации аварии и аварийно-спасательного обеспечения персонала.

Такая модель управления может быть наиболее рационально реализована на базе централизованного ситуационного центра (Москва и/или Санкт-Петербург) (базовая система поддержки принятия решений), в объем работ которого будут включены все морские месторождения Группы Газпром. Возможно, будет также целесообразно сформировать региональные отделения этого центра, возложив на них ответственность по прямому управлению ситуацией.

## Проектные решения по аварийно-спасательному обеспечению ЛСП «Каменномысская»

*С.Ю. Куропаткин*  
(ООО «Газпром морские проекты»)

В настоящее время ПАО «Газпром» реализует проект «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море».

Месторождение расположено на арктическом шельфе РФ, в акватории Обской губы (ЯНАО). Глубина воды в районе месторождения – около 7 м.

При обустройстве месторождения в акватории будет установлена ледостойкая стационарная платформа, предназначенная для бурения скважин и добычи природного газа, будут уложены подводные трубопроводы до мыса Парусный (Тазовский берег), построены береговая УКПГ, ВЖК, ЭСН и трубопровод подключения к МГ ЭСГ (к ГКС «Ямбургская»).

Сочетание небольших глубин, суровых природно-климатических условий, толстого и прочного пресного льда являются вызовом как для ПАО «Газпром», так и для российской промышленности в целом. Подобный вызов требует поиска новых подходов и решения нетривиальных задач.

Одной из таких задач является аварийно-спасательное обеспечение работы ледостойкой платформы «Каменномысская» в зимний период, а также в период ледостава и ледохода (когда водоизмещающие суда не могут работать ввиду толстого льда и небольших глубин). Тоговых решений данной проблемы не существует, так как подобное сочетание неблагоприятных природно-климатических факторов до настоящего времени в мировой практике освоения шельфовых нефтегазовых месторождений не встречалось.

ООО «Газпром морские проекты» (генеральный проектировщик объекта) совместно со специалистами ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и филиала ООО «Газпром инвест» «Шельф» разработаны уникальные проектные решения, позволяющие обеспечить максимальную безопасность персонала платформы (высший приоритет ПАО «Газпром»), организовать круглогодичное аварийно-спасательное обеспечение ЛСП «Каменномысская» и обеспечить соблюдение требований нормативной документации РФ.

## **Концептуальные подходы к построению и функционированию системы аварийно-спасательного обеспечения при освоении перспективных месторождений Обской и Тазовской губ**

*В.Д. Васин*  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Одним из важных вопросов при обустройстве и эксплуатации месторождений на морских акваториях, в том числе перспективных месторождений в Обской и Тазовской губах, является вопрос построения и функционирования системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО).

Система АСО должна выстраиваться исходя из природных условий региона, технических решений, применяемых при освоении конкретного месторождения, а также программы освоения группы месторождений.

Исходя из международной и отечественной практики обустройства морских месторождений готовность к реагированию на возникновение аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах обустройства реализуется в формате дежурства аварийно-спасательного судна в районе проведения работ.

Вместе с тем природные условия в районе ряда месторождений Обской и Тазовской губ (малые глубины, большая толщина льда) не позволяют круглогодично реализовать указанный вариант дежурства.

В качестве возможного решения по обеспечению готовности к реагированию на возникновение аварий и чрезвычайных ситуаций в таких условиях целесообразно рассмотреть организацию дежурства с помощью амфибийных средств, а также обустройства береговой базы АСО в непосредственной близости от обслуживаемых объектов.

При этом также представляется целесообразным создание единых органов управления системы АСО для всех месторождений в Обской и Тазовской губах.



## **Нормативно-правовое обеспечение морской нефтегазовой отрасли**

*А.В. Маричев, А.Д. Митерева, Е.А. Попова  
(ООО «Газпром морские проекты»)*

В докладе кратко рассмотрены основные положения ключевых федеральных законов, регулирующих морскую нефтегазовую отрасль, приведены проблемные вопросы при реализации требований законодательства на практике.

Представлены результаты анализа действующих нормативных документов в рассматриваемой области на федеральном и корпоративном уровнях, дана оценка текущего состояния нормативной базы и перспектив ее развития.

Приведены текущие результаты реализуемой ООО «Газпром морские проекты» Программы создания нормативной базы ОАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений.

Отдельно в докладе рассмотрен проект Федерального закона «О безопасности морских нефтегазовых объектов», направленного на реформирование действующей нормативно-правовой базы.

## **Техническое наблюдение российского морского регистра судоходства за объектами обустройства морских нефтегазовых месторождений**

*М.В.Ульченко*

*(ФАУ «Российский морской регистр судоходства»)*

Россия обладает значительными запасами нефти и газа на шельфе. Для эффективного и безопасного освоения морских месторождений нефтяным компаниям необходим доступ к использованию судов специального назначения, понятные нормативно-технические требования к обустройству инфраструктуры и грамотный технический консалтинг в ходе реализации проектов.

Освоение морских ресурсов нефти и газа в Арктике и на Дальнем Востоке невозможно без современного флота, ледостойких морских стационарных платформ (МСП), плавучих буровых установок (ПБУ), специализированных снабженцев, крупнотоннажных транспортных судов. Кроме того, морские объекты, такие как точечные отгрузочные причалы, морские подводные трубопроводы, крупнотоннажные плавучие сооружения для хранения жидких углеводородов, востребованы в качестве компонентов инфраструктуры не только морских, но и континентальных месторождений, например, отгрузки, хранения и транспортировки нефти и газа с береговых хранилищ и трубопроводов. Создание, эксплуатация и обслуживание этих высокотехнологичных объектов требуют высокой степени квалификации и достаточного опыта реализации подобных проектов от всех вовлеченных в процесс сторон.

Спектр услуг Российского морского регистра (РС) судоходства в отношении данного сегмента, помимо экспертизы проектов, технического наблюдения в постройке и эксплуатации собственно морских судов, включает классификацию и освидетельствование ПБУ и МСП, морских подводных трубопроводов (МПТ) и подводных добычных комплексов. РС проводит работы по обеспечению контроля качества на всех этапах обустройства морских нефтегазовых месторождений, включая стадии проектирования, строительства, эксплуатации, осуществляет верификацию проектной технической документации объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на соответствие принятой для проекта нормативно-технической базе. Опыт РС при проведении морских операций позволил предложить услуги морского гарантийного сюрвея компаниям отрасли.

## Недостатки и направления совершенствования правового обеспечения добычи углеводородов на российском арктическом шельфе

*М.А. Серков*

*(Санкт-Петербургский государственный экономический университет)*

Согласно документам стратегического планирования Российской Федерации приоритетными направлениями освоения минеральных и углеводородных ресурсов Мирового океана являются:

- создание благоприятных условий, в том числе нормативно-правовых, в интересах интенсификации изучения, разведки и добычи минеральных ресурсов на участках международного района морского дна, закрепленных за Российской Федерацией;
- широкое освоение природных ресурсов, прежде всего топливно-энергетических, в исключительной экономической зоне и на континентальном шельфе в Арктической зоне Российской Федерации, создание благоприятных условий для деятельности российских нефтегазодобывающих и газотранспортных компаний.

Выявлен ряд недостатков в существующей системе правового регулирования добычи углеводородов на арктическом шельфе Российской Федерации.

Предлагаются варианты совершенствования правового обеспечения недропользования на труднодоступных месторождениях российского арктического шельфа.

Основные выводы по итогам экономико-правового анализа деятельности предприятий, осуществляющих добычу углеводородов в Арктике, можно обозначить следующим образом:

1. Констатировано наличие существенного негативного воздействия экономических ограничений, введенных правительствами недружественных России стран, на проекты по добыче углеводородов в Арктике.
2. Необходимо ускоренное принятие Федерального закона «О северном завозе» в целях обеспечения продовольственной безопасности арктических территорий Российской Федерации.
3. Положения ФЗ «О континентальном шельфе» и Закона «О недрах», устанавливающие требования к предприятиям для получения лицензии на освоение месторождений континентального шельфа России в Арктике не позволяют использовать опыт частных нефтедобывающих компаний для освоения труднодоступных месторождений континентального шельфа Арктики.

## **Исследование дрейфа и деградации дрейфующих айсбергов и торосов в районе Шпицбергена**

*А.В. Марченко  
(Государственный океанографический институт  
имени Н.Н. Зубова)*

Исследование дрейфующих ледяных образований (ЛО), айсбергов и торосов проводилось ежегодно начиная с 2007 года в районах Баренцева моря, расположенных к востоку от Шпицбергена, на банке Шпицбергена между о. Надежда и о. Медвежий, и в Северном ледовитом океане к северу от Шпицбергена. Исследования включали лазерное сканирование поверхности ЛО, подводные наблюдения формы ЛО с использованием ТНПА, механическое бурение, отбор кернов для исследования солености, структуры и прочности льда, измерение проницаемости килей торосов, измерение тепловых потоков из океана к килям торосов, установку буев, оснащенных датчиками геолокации, термокосоми, акселерометрами и анемометрами. Были получены усредненные характеристики дрейфа ЛО и максимальные ускорения при колебательных движениях ЛО, вызванных ветровыми волнами и зыбью. По данным термокос было установлено, что скорость вертикального таяния ЛО в воде с температурой 1-2 °С превышает 1 м в день, что примерно соответствует данным лабораторных исследований таяния модельных айсбергов в морской воде. Было также установлено, что дрейф торосов в воде с переменной температурой в окрестности полярного фронта на банке Шпицбергена приводит к их таянию и консолидации. Полностью консолидированные торосы с осадкой до 10 м и диаметром до 30 м исследовались на банке Шпицбергена в 2017–2019 гг. Результаты исследований важны для судоходства и освоения шельфа Баренцева моря. Все работы выполнены на базе Университетского центра на Свальбарде (UNIS) при поддержке проектов SFI SAMCoT и IntPart AOCEC Норвежского научного фонда при участии российских соисполнителей. Доклад является обзором ранее полученных результатов, опубликованных в научных журналах и трудах международных конференций POAC, IAHN Ice Symposium, ISOPE, OMAE.

## **Методическая основа количественной оценки айсберговой угрозы для арктических морей**

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

Большое практическое значение для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа РФ в Арктике имеет задача обустройства морских месторождений углеводородов, расположенных на айсбергоопасных акваториях. К таким акваториям относятся, в частности, Баренцево и Карское моря, на шельфе которых расположен целый ряд месторождений и перспективных структур с большими запасами углеводородов. Очевидно, что при выборе концепции обустройства месторождения, расположенного на айсбергоопасной акватории, существенное значение имеет обоснованный прогноз соответствующей айсберговой угрозы.

Натурные данные о дрейфе айсбергов в арктических морях РФ крайне фрагментарны и в подавляющем большинстве случаев недостаточны для получения статистически значимых оценок айсберговой угрозы (в особенности это относится к тем акваториям, где появление айсбергов является редким событием). Для оценки айсберговой угрозы в указанных случаях необходимо использовать средства физико-математического моделирования.

В докладе представлено описание оригинальной методики количественной оценки айсберговой угрозы для морей арктического шельфа РФ. В основе представленной методики лежит модель дрейфа айсбергов, учитывающая воздействие ветра, течения и ледяного покрова на айсберги, а также деградацию айсбергов в процессе дрейфа. Для верификации модели используются натурные данные, полученные с помощью автономных радиомаяков, установленных на айсберги. Верифицированная модель используется далее при реализации вероятностного подхода, аналогичного методу Монте-Карло, позволяющего определить частоту появления айсбергов на рассматриваемом участке акватории (количество айсбергов в год), а также функцию распределения данных айсбергов по размерам. Следует отметить, что в качестве исходных данных для реализации методики используются количественные данные о продуктивности выводных ледников.

## **Искусственный остров – проблемы эксплуатации и технические решения на базе опыта реализации проектов для морских нефтегазовых объектов**

*А.Ю. Шиченков*  
(ООО «Транзас Навигатор»)

За последнее десятилетие в России наработан серьезный опыт строительства и эксплуатации морских платформ, применяются комплексные решения по удаленному мониторингу технически сложных удаленных морских объектов.

Искусственный остров – новый шаг в освоении морского шельфа. Но цели и задачи обеспечения работоспособности объекта остаются те же. Такими же остаются требования к функционалу оборудования и его защищенности в условиях морской эксплуатации.

Использование наработанного опыта – хорошая практика для масштабирования уже освоенных решений на новые объекты. В докладе рассмотрены технические решения по удаленному мониторингу, системам навигационной и технической безопасности, мониторинга персонала и других систем, влияющих на обеспечение непрерывности основных эксплуатационных и технологических процессов объекта искусственный остров.

## **Инструментальные и программные средства оценки волновых процессов в прибрежной зоне с учетом инженерных и социально экономических приложений**

*А.И. Зайцев (СКБ САМИ ДВО РАН),  
Е.Н. Пелиновский, А.В. Слюняев (ИПФ РАН)*

Опасные природные процессы являются постоянно действующим фактором, оказывающим негативное влияние на социально-экономические положение. Косвенный экономический ущерб от простоев транспортных магистралей и других объектов из-за природных явлений на территории происходит ежегодно и превышает сумму прямого ущерба. Ущерб от опасных природных процессов необходимо учитывать при разработке инвестиционных проектов как фактор, повышающий их затратность. По мере усложнения социально-экономической структуры на территории России и технических характеристик объектов и сооружений их уязвимость и, соответственно, ущербы, причиняемые опасными процессами, будут возрастать.

Основным результатом данной работы являются разработанные элементы информационной системы оценки рисков континентальных геодинамических и гидродинамических прибрежных катастроф, основанной на анализе натурных данных, результатов дистанционного зондирования Земли. Отработана методика дистанционного определения параметров опасных экзогенных геодинамических процессов. Для этого внедрены необходимые физические и математические модели, позволяющие рассчитать возможные параметры катастроф, а также проводить непрерывный мониторинг окружающей среды. Также применены системы оценки и прогноза природных процессов и другой доступной информации на основе аппарата искусственных нейронных сетей.

## **Атлас опасных геологических процессов и явлений на шельфе арктических и субарктических морей**

*А.Г. Росляков, Я.Е. Терехина, А.С. Пирогова, З.С. Замотина,  
М.Ю. Токарев (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Геофизические методы исследований являются одним из основных инструментов обнаружения, идентификации и анализа распространения опасных геологических процессов и явлений (ОГПиЯ). Технологические риски при бурении и обустройстве морских месторождений, связанные с негативным воздействием ОГПиЯ, в значительной степени определяют стоимость нефтегазовых проектов.

На основе анализа значительного объема инженерно-геологических данных в шельфовой зоне Охотского и Карского морей составлен Атлас, представляющий собой коллекцию сейсмических образов опасных и неблагоприятных для строительства элементов разреза, сопровождающуюся краткой геологической интерпретацией, обсуждением генезиса, распространенности и степени опасности этих элементов для сооружений разного типа. В структуре Атласа использована схема разделения геологических опасностей на приповерхностные (на морском дне и в интервале 0–10 м ниже уровня дна (н.у.д.)), малоглубинные (в интервале до 100 м н.у.д.) и глубинные (до 1000 м н.у.д.). Анализ представленных в Атласе фрагментов волновых картин может быть использован при интерпретации вновь получаемых сейсмических данных в регионе, а также при выборе методических вариантов сейсмических исследований на всех этапах выбора и подготовки планируемых объектов. Предлагаемая демонстрация и систематизация сейсмических образов ОГПиЯ призвана способствовать правильной идентификации геологических опасностей и, в конечном итоге, исключению или минимизации связанных с ними технологических рисков.



## **О необходимости анализа гидрометеорологических условий, обуславливающих задержку в реагировании на разливы нефти в арктической зоне РФ**

*С.Н. Зацепя, А.А. Ивченко (ГОИИ),  
А.Ю. Книжников, В.В. Солбаков (ФИЦ ИУ РАН)*

Интенсификации транспортировки грузов по Северному морскому пути неизбежно связана с рисками аварий, которые сопровождаются разливами нефти и нефтепродуктов. Исследование причин задержки реагирования подразумевает анализ факторов окружающей среды, таких как ветер, морские течения, волнение моря, морской лед, видимость и т.д., и анализ частоты, продолжительности и времени возникновения условий, которые могут сделать невозможным проведение мер по ликвидации нефтяного разлива. Гидрометеорологические условия могут оказывать влияние на эффективность реализации планов реагирования на морские разливы нефти в Арктической зоне РФ в следующих аспектах: (а) обнаружение нефтяного загрязнения; (б) транспортировка оборудования, материалов и персонала к месту проведения работ, а также вывоз образующихся отходов к местам утилизации; (в) применение различных средств борьбы с нефтяными разливами во время операции ЛРН; (г) ликвидация последствий воздействия нефтяного загрязнения на уязвимые элементы экосистемы региона.

В докладе представлены результаты предварительного анализа возможной задержки реагирования на разливы нефти для двух районов Карского моря. Были использованы многолетние данные о гидрометеорологических условиях на основе открытых источников, а также сведения о типовых характеристиках оборудования ЛРН. Проведенный анализ дает основания для вывода о том, что при ликвидации последствий инцидентов, связанных с разливом нефти и нефтепродуктов в высокоширотной области Арктической зоны РФ, возможны гидрометеорологические условия, приводящие к более длительной задержке в применении механических средств локализации и сбора нефти.

Полученные результаты необходимо принимать во внимание при разработке планов ликвидации разливов, включая использование альтернативных технологий удаления нефти с поверхности, актуализации зон экологического риска для морских экосистем, при страховании грузоперевозок по Северному морскому пути. Следует обратить внимание на развитие комплексной программы мониторинга состояния окружающей среды и биоразнообразия в акватории Северного морского пути.

## Оценка экологической чувствительности берегов арктических морей к разливам нефти: от теории к практике

*А.А. Ермолов, А.И. Кизяков  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Экологическая безопасность является приоритетом добывающих компаний, однако риски возникновения аварийных ситуаций в сложных природно-климатических условиях Арктики на сегодняшний день нельзя исключать полностью, несмотря на применение самых современных технологий при разведке и освоении шельфовых месторождений углеводородного сырья. Одним из направлений природоохранной деятельности является оценка экологической чувствительности морских берегов к разливам нефти и разработка тематических карт. Карты отражают комплексную экспертную оценку и являются важной частью планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. Разработка таких планов, включая создание специализированных карт, входит в число необходимых мероприятий при освоении недр прибрежно-шельфовой зоны.

Учитывая интересы российских нефтедобывающих компаний, авторами проведена типизация, районирование, оценка и анализ экологической чувствительности берегов морей Карского, Баренцева и Лаптевых как одних их наиболее перспективных регионов Российской Арктики. Методологическую основу исследований составила международная система индексов экологической чувствительности ESI (Environmental Sensitivity Index), адаптированная к условиям арктического региона. Информация о морфологии, литологии и геокриологических условиях берегов получена в ходе полевых работ, анализа космических снимков высокого разрешения и данных авиаисследований, литературных и картографических источников. Основу районирования составила оригинальная морфодинамическая типизация берегов арктических морей, учитывающая широкий спектр факторов динамики береговой зоны.

Разработанные карты обеспечивают наглядную идентификацию экологической чувствительности берега при работе с геоинформационными системами и упрощают деятельность при ликвидации разливов и защите приоритетных районов.

*Работа выполнена при поддержке госбюджетной темы НИР МГУ имени М.В. Ломоносова, проект № 121051100167-1.*

## **Дноуглубительный флот, потребность в создании отечественных земснарядов большой производительности для целей обустройства морских месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского мелководного шельфа**

*А.В. Лобанов (ПАО «Газпром»),  
К.Н. Савельев, Н.А. Дмитриенко  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Ямальский регион и близлежащая к нему акватория являются стратегической ресурсной базой для добычи газа, газового конденсата и нефти. Для реализации проектов обустройства морских месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского мелководного шельфа необходимо пополнение отечественного дноуглубительного флота высокопроизводительными специализированными судами-землесосами самоходного и несамоходного типов.

После начала «санкционного шторма» в 2022 г. сразу четыре крупных оператора – голландские корпорации Van Oord и Boskalis, а также бельгийские компании Jan de Nul и DEME свернули свою деятельность в России, прекратив даже уже начатые работы. Именно эти компании совместно с китайским CCCS Group составляют пятерку мировых лидеров по составу дноуглубительного флота. К примеру, емкость самоотвозных трюмных землесосов всего российского дноуглубительного флота составляет порядка 39 тыс. м<sup>3</sup>, в то время как мощности только одной дноуглубительной бельгийской компании DEME достигает 240 тыс. м<sup>3</sup> по трюму. Более 98 % дноуглубительных работ в рамках крупных проектов развития морской портовой инфраструктуры за последние 20 лет в РФ выполнено иностранной дноуглубительной техникой. Существующий российский дноуглубительный флот устарел как технически, так и технологически.

В настоящее время и в ближайшей перспективе при обустройстве морских месторождений ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах, а также на приямальском мелководном шельфе дноуглубительный флот необходим для намыва искусственных островов, создания траншей с целью последующей укладки трубопровода, инженерной подготовки грунтовых оснований под постройку морских нефтегазопромысловых сооружений, обеспечения возможности водной буксировки платформ через мелководные части акватории (создания подходных каналов), а также создания операционных и маневровых зон акваторий портовой инфраструктуры в объеме порядка 50 млн м<sup>3</sup>.

При выполнении строительно-монтажных и дноуглубительных работ в акватории необходимо обеспечить высокий темп работ, что продиктовано влиянием природно-климатических условий как на сами работы, так и на необходимое транспортно-логистическое обеспечение. Межледовый период в рассматриваемом регионе в среднем составляет 60–80 суток. Понимая недопустимость смещения сроков в ограниченных по погодным условиям акваториях, наиболее эффективным для реализации первооче-

редных морских проектов ПАО «Газпром» будет применение несамоходных земснарядов с производительностью не менее 5000 м<sup>3</sup>/час и трюмных самоотвозных земснарядов с объемом 10–25 тыс. м<sup>3</sup>.

Суда этого типа, требуемые для реализации проектов обустройства морских месторождений в Арктике, возможно начать строить в России, для этого необходимо привлечение ведущих отечественных конструкторских бюро и судостроительных верфей.

## **Технологии мультимчастотных сейсмических изысканий для идентификации опасных геологических процессов и явлений на арктическом и дальневосточном шельфах**

*М.Ю. Токарев, А.К. Потемка  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Изучение геологического строения верхней части разреза является важной задачей при проведении исследований на акваториях и планировании хозяйственной деятельности человека на шельфе. Кроме разведки полезных ископаемых и геологического картирования, изучение верхней части разреза проводится в рамках инженерно-геологических изысканий, в том числе для идентификации опасных геологических процессов и явлений.

Стандартно исследования проводятся таким образом, чтобы диапазон используемых частот соответствовал масштабу изучаемых объектов геологической структуры и глубине исследований. В случае невозможности корректной идентификации геологических структур и объектов приходится повторно проводить работы, используя другие частотные диапазоны.

Учитывая возрастающую сложность объектов исследований, труднодоступность исследуемых территорий и потребность в экономической эффективности, возникает особый запрос на комплексное изучение строения геологического разреза и его свойств. Мультимчастотная сейсмоакустическая съемка – одно из наиболее эффективных направлений комплексных геофизических исследований.

В докладе рассмотрено современное состояние, проблемы и перспективы развития технологий мультимчастотных сейсмических изысканий для идентификации опасных геологических процессов и явлений на арктическом и дальневосточном шельфах.

## **Берега субарктических морей в условиях быстрых климатических изменений и промышленного освоения (особенности динамики и тенденции развития)**

*В.В. Афанасьев*

*(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН,  
Сахалинский государственный университет)*

В докладе определены и сформулированы основные закономерности развития берегов морей Северной Пацифики, холодной части умеренного пояса и контактирующих с ними морей субарктического пояса. Рассмотрены ранее неизвестные особенности морфолитодинамики берегов субарктических и умеренно-холодных морей. Выделены и представлены в виде единой морфодинамической концепции три последовательные динамические стадии развития берегов в осенне-зимний период. Показано, что период максимальной опасности разрушения берегового уступа начинается при промерзании пляжа и ухудшении вследствие этого его волногасящих свойств и заканчивается формированием наледи и припая. И даже под припайными льдами формируются торрентогенные формы. Особенности морфолитодинамики берегов в холодный период и выявленная пространственная ритмичность процессов размыва позволили обосновать вывод о возможности абразионного тренда развития морфодинамических систем в условиях отсутствия в береговой зоне дефицита наносов. Технологически ориентированная модель морфолитодинамики берегов арктических и субарктических морей и прогноз развития берегов дали возможность показать технологические проекции науки о морских берегах на вызовы природной среды дальневосточного и восточного сектора Арктики в условиях быстрых техногенных и климатических изменений (инженерная защита, гидротехническое строительство, добыча полезных ископаемых, новые материалы и конструкции).

## **Принципы эксплуатации морских скважин при возникновении в них межколонных давлений**

*Т.А. Евстафьева, М.Н. Мансуров, В.А. Мнацаканов  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
О.С. Дараселия (ООО «Сахалинская Энергия»)*

Обширная отечественная и зарубежная практика строительства и эксплуатации газовых скважин показывает, что несмотря на множество технологий, межпластовые перетоки и межколонные давления остаются наиболее распространенными видами осложнений, и добиться в скважинах гарантированной герметичности не удается. Основная причина наличия межколонного давления в скважинах – явления, связанные с геологическими особенностями района работ, большой протяженностью обсадных колонн, их тепловым (температурным) расширением при эксплуатации скважин и последующим сужением при остановках скважин. Именно в результате чередующихся тепловых расширений и соответственно после остановки (охлаждения) – сужений в межколонном пространстве, между цементом и колонной, появляются микротрещины, которые являются причиной межколонного перетока. Наличие таких межколонных перетоков и, как следствие, повышенного давления на устье не представляют угрозу возникновения аварийных ситуаций при условии обеспечения контроля за скважинами и управления межколонными давлениями, что определяется по результатам проведения комплексных исследований: газогидродинамических, геофизических и геохимических.

Как показывает практика, сроки разработки морских месторождений значительно превышают сроки эксплуатации скважин, установленных изготовителем или действующими нормативными требованиями, поэтому весьма насущной проблемой является разработка методологии продления срока безопасной эксплуатации скважин, обеспечивающих безусловное выполнение мер промышленной безопасности, что является целью настоящего доклада.

## **КРУГЛЫЙ СТОЛ 3**

# **РАЗВИТИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**Разработка интеллектуальных систем оперативного геолого-технологического мониторинга, перспективного планирования и управления разработкой месторождений добывающих предприятий ПАО «Газпром» (на примере месторождений Западной Сибири)**

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

Актуальность тематики исследований нашла отражение как в одобренной 17.12.2021 Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») на 2022–2026 гг., так и в письме Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера «Об участии в реализации комплексных научно-технических программ» № 01-782 от 19.11.2019 на имя министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака: ПАО «Газпром» предлагает включить в КНТП «Цифровая и технологическая модернизация крупнейшего в мире Западно-Сибирского центра нефтегазодобычи» проект: «Разработка интеллектуальных систем оперативного геолого-технологического мониторинга, перспективного планирования и управления разработкой месторождений добывающих предприятий ПАО «Газпром» (на примере месторождений Западной Сибири)».

Проект направлен на достижение ключевой цели ПАО «Газпром» – безусловного обеспечения цифрового лидерства ПАО «Газпром» на мировых рынках газа и газопродуктов. Основной принцип развития газовой промышленности в настоящее время – это переход от частичной автоматизации отдельных стадий или производств к полностью автоматизированному цифровому газовому производству, управляемому интеллектуальными системами оперативного геолого-технологического мониторинга, перспективного планирования и управления разработкой месторождений в режиме реального времени, повышению инновационного уровня технологического и организационного развития компании. Цифровизация процессов газодобычи – краеугольная часть стратегии развития крупнейшей в мире газовой компании ПАО «Газпром».



**Развитие и применение технологий цифрового моделирования, создание цифровых двойников продуктивных пластов, скважин, газосборных сетей, объектов подготовки и транспортировки газа с использованием высокопроизводительных вычислительных кластеров**

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

В своей редакционной колонке Заместитель Председателя Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром», главный редактор журнала «Газовая промышленность» Виталий Анатольевич Маркелов отметил: «Надежное обеспечение потребителей энергоресурсами невозможно без развития минерально-сырьевой базы. Тема цифровой и технологической модернизации Западно-Сибирского центра нефтегазодобычи поднимается под рубрикой “Новые технологии и оборудование”. Академическими институтами РАН в рамках комплексных научно-технических программ полного инновационного цикла для нефтегазовой отрасли предложен ряд мероприятий для создания фонда высокодебитных «умных» эксплуатационных скважин и синхронизации процессов наращивания ресурсной базы с развитием нефтеперерабатывающего и химического комплекса России».

С целью эффективной реализации данного проекта необходимо создать и реализовать:

- 1) технологии цифрового моделирования месторождений газа на суше и на море;
- 2) цифровые двойники подземной инфраструктуры (продуктивных пластов, скважин);
- 3) цифровые двойники наземной инфраструктуры (газосборных сетей, объектов подготовки и транспортировки газа).

Новизна проекта базируется на новых безлюдных и цифровых технологиях эффективного извлечения газа из природных резервуаров различного состава и строения. Новые цифровые продукты ПАО «Газпром» будут ориентированы на решение задач в области цифрового моделирования газа на суше и на море, создание вычислительной цифровой платформы и цифровых двойников с применением технологий искусственного интеллекта.

## **Организация подводно-технических работ на объектах добычи ПАО «Газпром». Текущее состояние и перспективы**

*Е.М. Подоляко  
(ПАО «Газпром»)*

ПАО «Газпром» владеет значительным портфелем лицензий на морских участках недр. Морские проекты Общества находятся на разных стадиях реализации – от геологоразведки до эксплуатации. В соответствии с существующими планами ПАО «Газпром» увеличение добычи газа в среднесрочной и долгосрочной перспективе значительным образом связана с шельфовыми проектами.

Большинство шельфовых лицензионных участков «Газпрома» расположены в субарктических и арктических акваториях, покрытых льдом большую часть года, что накладывает ограничения по срокам выполнения морских работ и ставит сложные, но интересные задачи в направлениях организации и выполнения подводно-технических работ при обустройстве и эксплуатации морских месторождений.

Подводно-технические работы являются неотъемлемой составляющей на всех стадиях реализации шельфовых нефтегазовых проектов. При этом данный вид работ не имеет альтернативы.

В настоящее время в связи со снижением доступности ряда зарубежной техники и технологий для отечественного рынка значительно повышается актуальность вопросов создания отечественного оборудования по направлению подводно-технических работ.

Доклад представляет обобщенные данные о текущем состоянии и перспективах развития направления подводно-технических работ в рамках шельфовых проектов, реализуемых и планируемых к реализации ПАО «Газпром». Также в докладе рассматриваются актуальные направления развития техники и организационных подходов для совершенствования подводно-технических работ на различных стадиях жизненного цикла шельфовых проектов.

## **Подготовка газа на Киринском месторождении: новые аспекты известных технологий**

*Д.М. Федулов, Д.А. Бахирева (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
Д.Н. Снежко (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)*

Система добычи и подготовки пластовой продукции на Киринском месторождении имеет ряд отличительных особенностей. Пластовая продукция характеризуется высокими значениями удельного содержания углеводородов  $C_{5+}$  и воды. Добыча осуществляется с применением подводного добычного комплекса. УКПГ – один из немногих, где в качестве антигидратного реагента для обеспечения безгидратных условий транспортировки пластовой продукции на берег применяется этиленгликоль. В настоящее время отбор газа носит сезонный характер. Подготовка пластовой продукции осуществляется низкотемпературной сепарацией, в качестве холодопроизводящего элемента используется эжектор. На УКПГ антигидратный реагент – метанол. В ходе выполнения работ по научному сопровождению эксплуатации УКПГ выявлены проблемы эксплуатации, некоторые из которых рассматриваются в докладе.

Следствием применения этиленгликоля является накопление солей в системе предотвращения гидратообразования. При превышении предельной растворимости солей происходит образование осадков на поверхностях тепло- и массообменного оборудования. Это выражается в снижении КПД массообменных процессов и коэффициентов теплопередачи процессов теплообмена. Оба фактора, в свою очередь, приводят к снижению пропускной способности установок стабилизации конденсата и регенерации гликоля, что может стать причиной снижения объемов добычи пластовой продукции. В работе рассмотрены варианты снижения минерализации растворов этиленгликоля, циркулирующих в системе предупреждения гидратообразования. Частично и временно проблема солеотложения может быть решена заменой части гликоля на новый, а также периодической механической чисткой поверхностей технологического оборудования. Полным решением проблемы являются варианты строительства установки извлечения солей или отказ от этиленгликоля и переход на метанол в качестве ингибитора гидратообразования.

## **Разработка конструкции и технологии изготовления теплоизоляции мембранных емкостей для обеспечения импортозамещения при строительстве танкеров-газовозов для перевозки СПГ**

*А.В. Александров, О.В. Савченко, В.М. Шапошников  
(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)*

Актуальность задачи разработки новой теплоизоляции обусловлена созданием современного флота танкеров-газовозов в условиях отказа от поставок импортного оборудования, появлением новых материалов, наличием производственных мощностей для выпуска изоляции, развитием и совершенствованием технологии транспортировки СПГ в направлении сокращения затрат, связанных с потерей груза при хранении за счет испарения.

Научно-технический задел ФГУП «Крыловский государственный научный центр» в области создания мембранной изоляции для танкеров-газовозов основан как на участии в испытаниях прочности мембранной изоляции производства компании GTT, так и на собственном опыте разработки полимерной композитной теплоизоляции ИКП-1 в 2011–2013 гг. в рамках ФЦП «Развитие гражданской морской техники на 2009–2016 годы».

В процессе работ по созданию ИКП-1 выбраны и проверены материалы, изготовлены и испытаны основные модули изоляции в диапазоне температур от +20 до –163 °С. С целью подтверждения соответствия ИКП-1 «Правилам классификации и постройки газовозов» Российского морского регистра судоходства проведены испытания материала и конструкции изоляции в сборе на герметичность, теплопроводность и прочность.

Предлагается мембранная изоляция ИКП-2 с первичной герметизирующей мембраной из нержавеющей стали и теплоизоляционным барьером с минимальным количеством тепловых мостов, что позволит снизить потери груза в результате испарения при транспортировке в два-три раза по сравнению с широко распространенными системами транспортировки СПГ.

Разработана дорожная карта реализации проекта изготовления теплоизоляции мембранных емкостей ИКП-2 в течение 2 лет для обеспечения полной локализации производства при строительстве танкеров-газовозов для перевозки СПГ, в том числе арктического класса.

## **Безопасность персонала при работе на добычных платформах арктического шельфа**

*Б.А. Григорьев, А.Л. Терехов, А.М. Семенцев  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

При освоении месторождений на арктическом шельфе, при проектировании, строительстве и эксплуатации добычных газовых платформ необходимо уделять особое внимание обеспечению травмобезопасности, оптимального состояния здоровья и работоспособности персонала.

В докладе подведен итог участия ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в работе над выполнением международного проекта «Баренц 2020». Рассмотрены влияние холодного климата на развитие гипотермии, связанные с холодом травмы и заболевания, описаны риски, связанные с травмами из-за скопления льда и снега на поверхностях и из-за падающего льда, влияние холода на физические возможности и эффективность выполнения работ, на усталость и ухудшение выполнения сложных умственных задач.

В предлагаемом сообщении рассмотрены специальные требования к средствам индивидуальной и коллективной защиты от холода в зависимости от температуры воздуха и скорости ветра. Шельф арктических морей предлагается разделить на зоны по климату, и для каждой зоны должны быть разработаны требования к средствам защиты персонала. Предлагаются следующие режимы выполнения работ: нормальная работа, работа с укороченными периодами, работа с укороченными периодами при наличии напарника, аварийные работы в условиях очень сильного охлаждения.

Основным требованием при проектировании морских платформ для эксплуатации на арктическом шельфе является максимально возможное укрытие рабочих мест и рабочих зон. При этом возрастают уровни шума, обусловленные влиянием отраженных от ограждающих поверхностей волн. Кроме того, следует учитывать влияние на шумовую обстановку взаимодействия морского льда и платформы – дополнительного источника шума при производстве ледокольных работ. В докладе рассмотрен перечень мероприятий по снижению шума и его воздействия на персонал. Особое внимание уделено сочетанию воздействия низкочастотной локальной вибрации при работе с ручным инструментом и низких температур воздуха.

Безопасность труда на рабочих местах и в рабочих зонах, в том числе и в районах Крайнего Севера, может быть оценена с помощью интегрального коэффициента. Показатели профессионального и техногенного риска впервые объединены в единый показатель, что позволяет оптимально назначать страховые тарифы для каждой специальности с учетом условий Крайнего Севера и распределять ограниченные средства на внедрение мероприятий по повышению безопасности рабочих мест.

В докладе предлагаются превентивные медицинские мероприятия по предотвращению и лечению профессиональных заболеваний, связанных с вредными условиями труда.

## **Вопросы проведения работ по заканчиванию эксплуатационных газоконденсатных скважин Южно-Киринского месторождения**

*А.В. Потапов  
(Филиал ООО «Газпром инвест» «Сахалин»)*

Обустройство Южно-Киринского месторождения, находящегося на северо-восточном шельфе Охотского моря, в настоящий момент осуществляется путем строительства скважин с подводным расположением устья за два буровых сезона. В первый буровой сезон выполняется строительство скважин до кровли продуктивного горизонта с завершением работ креплением эксплуатационной колонны. Во второй буровой сезон производятся спуск и монтаж подводной фонтанной арматуры, бурение интервала в продуктивном горизонте с последующим спуском компоновок нижнего и верхнего заканчивания, освоением и временной приостановкой скважины.

Одним из ключевых и трудоемких этапов строительства морских эксплуатационных скважин является их заканчивание. Ввиду необходимости обеспечения длительной эксплуатации скважин без проведения ремонта, высокой стоимости строительства, сложности выполнения работ в морских условиях к качеству оборудования заканчивания и компетенциям специалистов сервисных организаций необходимо предъявлять особые требования.

В 2022 г. на Южно-Киринском месторождении приступили к выполнению работ второго бурового сезона с заканчиванием двух эксплуатационных скважин. При производстве работ зафиксированы проблемные вопросы, приведшие к значительному увеличению сроков строительства скважин. В результате были выработаны корректирующие мероприятия, включая усиление контроля хранения и подготовки оборудования, изменение и оптимизацию технологии проведения работ, модернизацию и / или замену сервисного инструмента и элементов заканчивания скважины.

Часть из разработанных мероприятий успешно внедрена при строительстве второй скважины в 2022 г., применение полного комплекса запланировано в буровом сезоне 2023 г.

## **Развитие методов анализа риска аварий по итогам регуляторной гильотины в области промышленной безопасности**

*М.В. Лисанов (ЗАО НТЦ ПБ),  
А.С. Софьин (АНО АИПР)*

Необходимость развития методов анализа и оценки риска, решение задач прогнозирования рисков возникновения аварий, внедрение риск-ориентированного подхода при организации федерального государственного контроля (надзора) изложена в Указе Президента Российской Федерации от 06.05.2018 «Об основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу».

Итоги регуляторной гильотины, практика декларирования промышленной безопасности, разработка обоснований безопасности опасных производственных объектов (ОПО) и иные работы, связанные с анализом риска, потребовали внесения изменений в комплекс руководств по безопасности Ростехнадзора (далее – РБ), подготовленных и утвержденных в период 2013–2018 гг.

Целью разработки проектов изменений РБ является повышение эффективности применения методов анализа риска аварий на практике в соответствии с требованиями промышленной безопасности и с учетом современного опыта анализа риска в России и за рубежом. Основные задачи – повышение системности положений РБ, создание комплекса методик анализа риска для разъяснения и детализации актуализированных требований промышленной безопасности в части анализа риска, уточнения алгоритмов расчетов, критериев безопасности, частот выброса опасных веществ (ОВ), расширения моделей аварийных выбросов ОВ и оценки последствий аварий, а также редакционные правки, включая уточнение формулировок, исключение дублирования положений, исправление опечаток.

В докладе изложены основные нововведения в проектах РБ в области анализа риска аварий на ОПО и предложены направления их дальнейшего совершенствования.

## **Особенности и опыт антикоррозионной защиты металлических и бетонных конструкций ответственного назначения арктических и шельфовых зон**

*Р.В. Горохов, И.А. Тиханович (ООО «Газпром инвест»),  
А.С. Левашов, Н.Н. Буков (КубГУ)*

Разработка шельфовых месторождений арктических морей – стратегическое направление развития минерально-сырьевой безопасности РФ, влекущее за собой экономическое развитие и технологический рост страны.

Сроки службы ответственных конструкций и сооружений на объектах нефтегазодобычи, портовой инфраструктуры определяются качеством противокоррозионной защиты с учетом природно-климатической составляющей и иных особенностей арктических зон. Вышеуказанные особенности формируют ряд требований к выбору защитных покрытий: длительный срок службы (не менее 10 лет), высокая адгезионная прочность в отношении защищаемой поверхности, низкая влагопроницаемость, ремонтпригодность, повышенная экологичность, стойкость к истиранию и знакопеременным термонагрузкам.

Разработанная нашим коллективом серия высокостойких защитных покрытий барьерного типа с базальтовым микропластинчатым наполнителем показала высокую стойкость к воздействию агрессивных сред при защите металлических и бетонных конструкций, эксплуатируемых в сложных природно-климатических условиях. Срок безаварийной службы на ряде объектов уже превысил 10 лет.

Высокую стойкость к постоянному воздействию морских сред созданные покрытия продемонстрировали на объектах причального комплекса терминала по приему, хранению и регазификации СПГ в Калининградской области, а также порта Сабетта на по-ове Ямал (защита металлических конструкций ледозащитных и причальных сооружений выполнена специально разработанным покрытием «Базалит-М»).

Для противопучинистой стабилизации фундаментов, оснований зданий и сооружений нами разработано, успешно испытано и применено на многочисленных объектах ЕСГ ПАО «Газпром» покрытие «Базалит-Б», применение которого позволило снизить силы морозного пучения более чем в 5 раз и предотвратить деформацию фундаментов зданий.

В настоящее время ведутся исследования по модификации и улучшению эксплуатационных свойств защитных покрытий.



## **Методы оценки рисков внутренней углекислотной коррозии морских месторождений**

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

Газовые месторождения, расположенные на российском шельфе, осложнены присутствием в составе добываемой продукции повышенного количества диоксида углерода, обуславливающего коррозионные риски при их разработке и эксплуатации. Основная опасность углекислотной коррозии заключается в интенсивном локальном образовании и росте коррозионных дефектов, которые могут возникнуть на всем протяжении трубопроводной сети из углеродистой стали, в первую очередь на подводных участках при транспортировке неподготовленного газа.

На основании научно-методического подхода разработан и предложен комплекс методов проведения имитационных испытаний трубных сталей для оценки коррозионного воздействия и выбора решений по защите от внутренней коррозии. Его применение позволяет учесть основные виды воздействия агрессивных сред на всех участках газопроводной системы и получить наиболее обоснованную оценку степени опасности среды в отношении материала трубы, в том числе и на этапах проектирования.

Проведены коррозионные испытания в условиях конденсации жидкостей, характерных для газопроводов. Исследовано влияние динамического фактора движения потока среды на скорость углекислотной коррозии стали. Оценена степень воздействия ингибитора гидратообразования, моноэтиленгликоля, на протекание коррозионного процесса. Определено влияние на коррозию парциального давления  $\text{CO}_2$  и температуры, а также их изменения на различных участках газопровода или в разные временные периоды его эксплуатации. Методами статистической обработки рассчитана зависимость для предиктивной оценки скорости коррозии в условиях динамики минерализации и температуры, показавшая хорошую сходимость с экспериментальными данными для морских объектов. Изучено влияние условий эксплуатации на фазовый состав и свойства образующихся на стальной поверхности продуктов коррозии.

Подход, примененный к оценке рисков углекислотной коррозии, позволяет ранжировать участки газопровода по степени их коррозионной агрессивности и с учетом этого подбирать меры защиты трубопроводов морских месторождений от внутренней коррозии и контролировать эффективность их применения.

## Трубные решения для строительства скважин на морском шельфе

*В.В. Серб*  
(ПАО «ТМК»)

Современная тенденция развития нефтегазовой отрасли обусловлена множеством экономических факторов. Постепенное истощение запасов углеводородов на действующих месторождениях приводит к необходимости поиска новых месторождений в труднодоступных районах, а также освоения морских шельфовых месторождений, в том числе в арктическом регионе. Экологическая повестка и возрастающий спрос на СПГ также способствуют повышению интереса к шельфовым проектам ввиду близости к морской транспортной инфраструктуре.

Освоение шельфовых месторождений отличается более высокой степенью риска в связи с увеличенными капитальными и операционными затратами, а также более суровыми условиями эксплуатации. Поэтому строительство морских скважин требует наиболее технологичных, надежных и эффективных решений. В части трубной продукции OCTG, используемой для строительства скважин с морских платформ, также имеется определенная тенденция развития технических решений.

Первое и основное отличие конструкции морских скважин – это наличие водоотделяющей колонны. Данные трубы отличаются большим диаметром, 508 мм и более, и должны обеспечивать быструю, безопасную и надежную сборку соединений, а также возможность установки колонны методом забивки.

Необходимость освоения месторождения с ограниченного количества платформ диктует потребность в строительстве ERD-скважин большой протяженности. Соответствующие резьбовые соединения обсадных труб должны обеспечивать быструю и надежную сборку для экономии времени и затрат на строительство, а также высокую устойчивость к крутящему моменту для обеспечения возможности спуска с вращением.

Линейка резьбовых соединений компании ПАО «ТМК» позволяет предоставить комплексные решения для строительства морских скважин, полностью отвечающие поставленным вызовам, при этом снижающие издержки и сокращающие время строительства.

## Оборудование для проведения прочностных и ресурсных испытаний элементов подводных добычных комплексов

*М.В. Знаменский, В.Э. Тютюков, Д.Ю. Шалаев  
(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)*

Отделение прочности и надежности конструкций ФГУП «Крыловский государственный научный центр» располагает уникальной комплексной экспериментальной базой, обеспечивающей решение широкого спектра практических задач прочности, в том числе проведение испытаний опытных и натурных конструкций систем подводной добычи (СПД).

На стендах возможно проведение следующих типов прочностных испытаний элементов СПД:

- гидравлические испытания на прочность внешним и внутренним давлением до 150 МПа (например, корпусов колонных головок, трубной обвязки фонтанной арматуры (ФА), подвески насосно-компрессорных труб (ПНКТ), трубопроводов системы сбора газа и т.д.);

- испытания на герметичность гидростатической и пневматической средой (например, корпусов колонных головок, затрубных уплотнений типа «металл-металл», трубопроводной обвязки и каналов клапанного блока ФА и т.д.);

- механические испытания на сжатие, растяжение и изгиб крупногабаритных конструкций нагрузкой до 30 МН (например, корпусов колонных головок, элементов ПНКТ, инструмента для спуска ПНКТ, отдельных узлов манифольда и т.д.) с возможностью реализации комбинированного пространственного нагружения;

- испытания на сжатие, растяжение, кручение и изгиб гибких элементов (кабелей, шлангокабелей, тросов, цепей и т.п.).

Предприятие обладает опытом проведения испытаний отдельных узлов и оборудования СПД в пределах возможностей имеющейся стендовой базы. В частности, разработаны методики и проведены испытания образцов глубоководных райзеров и их соединений, соединений обсадных труб, буровых труб, головных образцов шлангокабеля отечественного производства, элементов ФА, приводов буровых установок ВЭП-450 и др.

При испытаниях на стендах могут быть задействованы различные средства неразрушающего контроля состояния опытных конструкций: высокоточные измерения формы конструкций, контроль проникающими методами, ультразвуковой контроль, тензоизмерения и акустико-эмиссионный контроль.

## Защита от коррозии наложенным током и коррозионный мониторинг стальных гидротехнических сооружений

*К.В. Юшманов*  
(АО «ТСТ»)

Основная деятельность АО «ТСТ» заключается в разработке, производстве и поставке оборудования для систем противокоррозионной защиты стальных трубопроводов и конструкций, шельфовых, причальных и подводных сооружений, а также в освоении и внедрении новых видов продукции и технологий.

Под воздействием коррозионных разрушений выходят из строя дорогостоящие сооружения, конструкции, машины, оборудование и трубопроводные системы. Данная ситуация не обходит стороной и стальные гидротехнические сооружения.

В Российской Федерации с 2018 г. введены стандарты, устанавливающие общие требования к защите от коррозии стальных и железобетонных морских нефтегазодобывающих сооружений, магистральных трубопроводов, стационарных платформ, обсадных колонн скважин, подводно-добычных комплексов и портовых сооружений. В соответствии с положениями данных стандартов морские сооружения в зоне погружения и периодического смачивания подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности среды.

В соответствии с ГОСТ Р 58284-2018 основным критерием защищенности морского сооружения является его поляризационный потенциал ( $U_p$ ), достигаемый путем смещения естественного электрического потенциала  $U_e$  металлического сооружения в отрицательную сторону на требуемую величину. Значение  $U_p$  должно находиться в диапазоне значений – 0,8...1,1 В, измеренных относительно хлорсеребряного электрода сравнения. Однако не указывается, каким способом достигается это смещение.

Таким образом, существует большое количество возможных вариаций размещения анодных заземлений относительно объекта, например:

- на самом сооружении;
- на расстояниях, соизмеримых с размером сооружения;
- на небольшом удалении от сооружения.

В зависимости от выбранного варианта требуемый общий ток системы катодной защиты может различаться в несколько раз. Таким образом, основные задачи при проектировании противокоррозионной защиты – это обеспечение регламентируемого уровня защитного потенциала на всех точках защищаемого объекта путем корректного размещения оборудования, а также выбор максимально эффективных устройств системы катодной защиты, которые не всегда следуют принципу «чем больше – тем лучше» с точки зрения количества защитного тока.

Все это приводит к тому, что в контексте катодной защиты морских сооружений не существует одного универсального решения, а проектирование систем противокоррозионной защиты требует четкого подхода к каждому конкретному случаю и объекту.

Уже длительное время компания проектирует, производит и выпускает оборудование для защиты от коррозии наложенным током и коррозионного мониторинга стальных гидротехнических сооружений. Выполняемые работы позволили развить инжиниринговое направление деятельности компании, предполагающее разработку определенных методологических принципов и оказание различных услуг – от разработки решений до производства и поставки оборудования.

Особенности и функциональные возможности разработанного оборудования будут раскрыты в докладе представителя АО «ТСТ».

## **Программируемый логический контроллер АБАК ПЛК для морских танкеров арктического исполнения**

*К.Р. Раянов*

*(ЗАО «Научно-инженерный центр «Инкомсистем»)*

В мае 2023 г. успешно завершились испытания усовершенствованной модели корпуса программируемого логического контроллера АБАК ПЛК производства Научно-инженерного центра «Инкомсистем» (далее – НИЦ «Инкомсистем»). Испытания на виброустойчивость, ударостойкость и определение резонансных частот проводились на аттестованном оборудовании Испытательной лаборатории прочности и надежности конструкций Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева (КАИ). Согласно протоколу испытаний № 12796, АБАК ПЛК устойчив к воздействию синусоидальных вибраций по группе № 1 ГОСТ Р 52931-2008 и ГОСТ IEC 61131-2-2012 в диапазоне частот от 5 до 160 Гц, функциональная и конструктивная целостность сохраняются.

Проведены проектно-изыскательные, дизайнерские работы и промышленное прототипирование. По итогам симуляционных испытаний прототипов отобраны варианты исполнения корпуса для тестирования мелкосерийной партии. Модель пресс-формы нового корпуса выполнена из высококачественных материалов, что способствует увеличению срока эксплуатации. Улучшено пассивное охлаждение электронных компонентов. Увеличено число используемых выводных разъемов.

Промышленные контроллеры внесены в Реестр российской промышленной продукции. С 2020 г. имеют свидетельство о типовом одобрении от Российского морского регистра судоходства. Активно применяются судостроительными компаниями и морскими танкерами, обслуживающими отраслевые шельфовые и арктические объекты. АБАК ПЛК прошел экспертизу ОС «ПОЖТЕСТ» и одобрен к применению в составе систем пожарной автоматики. В 2022 г. на промышленные контроллеры АБАК пролонгирована сертификация СДС «Интергазсерт».

Благодаря изготовлению корпусных частей контроллера в России на собственном производстве НИЦ «Инкомсистем» в Казани срок его поставки составляет шесть недель. Преимущества АБАК ПЛК: собственная разработка схемотехники и программного обеспечения, цикл опроса всех модулей составляет 10 мс; резервирование и «горячая» замена модулей CPU, питания, шины данных и модулей ввода-вывода, дублирование шин питания и данных; программирование на пяти языках стандарта МЭК 61131; встроенная поддержка HART-прозрачного протокола.

## **Перспективы и проблемы создания инверсивных детандер-компрессорных установок для применения в составе систем обустройства перспективных и действующих месторождений**

*Д.В. Изюмченко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
М.А. Воронцов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина, Университет ИТМО),  
А.А. Григорик (ООО «Газпром проектирование»)*

Представлена перспективная концепция обустройства месторождений природного газа с использованием инверсивных (обратимых) детандер-компрессорных установок (ИДКУ), которая гармонично объединяет достоинства перспективных технологий распределенного компримирования газа и бестопливной генерации электрической энергии, что позволяет повысить эффективность использования пластовых давлений в продолжении всего периода разработки.

Успех реализации новой технологии зависит от эффективности и надежности ИДКУ. В докладе представлены различные варианты реализации инверсионных машин и сведения о работах по созданию опытной промышленной установки. Рассмотрены проблемы создания ИДКУ и возможные пути их решения.

## Подводный челночный танкер для жидкого CO<sub>2</sub>

*Н.А. Еремин, А.Л. Халворсен  
(ИПНГ РАН, UiS)*

Рост потребления энергии в мире может привести к удвоению уровня углекислого газа в атмосфере в 2100 г. по сравнению с уровнем 1960 г. Большая часть углекислого газа, выделяемого в результате промышленных процессов, может быть собрана, сохранена или преобразована в жидкое состояние. Жидкий CO<sub>2</sub> способен сохраняться в природе только при повышенном давлении, т.е. его резервуары должны находиться под поверхностью земли на глубинах не менее сотни метров. Любой экономически эффективный подход, позволяющий увеличить объем хранения или секвестрации – улавливания и захоронения (CCS) углекислого газа в глобальном масштабе, необходим для снижения тенденции повышения средней глобальной температуры.

Цель работы – исследование безопасного функционирования подводного челночного танкера (Subsea Shuttle Tanker, SST) с жидким CO<sub>2</sub> при подъемах и погружениях в безаварийной эксплуатационной зоне (Safety Operating Envelope, SOE). SST – это плавучая конструкция, испытывающая значительные динамические нагрузки, эксплуатация которой зависит от погоды и невозможна в условиях неспокойного моря. Проведен анализ научно-технической литературы об устройстве подводных челночных танкеров, условиях их эксплуатации внутри безопасной эксплуатационной зоны, в том числе при аварийных ситуациях. Проанализированы сценарии возможных чрезвычайных ситуаций. Подводный челночный танкер рассматривается в качестве альтернативы подводным трубопроводам.

Компания Equinor представила базовый проект SST грузоподъемностью 34000 т. Предлагается использовать SST для транспортировки жидкого CO<sub>2</sub> с морских или береговых объектов к подводным скважинам для непосредственной закачки в места подземного хранения, например, в норвежском секторе Северного моря, где активно развиваются три CCS-проекта на месторождениях Sleipner, Utgard и Snøhvit. Там CO<sub>2</sub>, выделяют из состава добываемой продукции, улавливают и закачивают обратно в пласты.



## **О противодиверсионной защищенности объектов морского базирования**

*С.О. Колигаев, О.А. Колигаев  
(Государственный университет «Дубна»)*

В процессе организации деятельности по обеспечению безопасного функционирования СМП руководствуются законами Российской Федерации № 35-ФЗ от 06.03.2006 «О противодействии терроризму», № 256-ФЗ от 21.06.2011 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», № 16-ФЗ от 09.02.2007 «О транспортной безопасности», № 261-ФЗ от 08.11.2007 «О морских портах в РФ».

Указанными законами предписана необходимость обеспечения антитеррористической защищенности объектов, а основными документами, регламентирующими мероприятия по обеспечению безопасности функционирования объекта, являются «Паспорт безопасности» для объектов топливно-энергетического комплекса и «План обеспечения безопасности» для транспортных средств и объектов транспортной инфраструктуры.

С учетом последних событий на трубопроводах «Северный поток-1, -2» можно констатировать появление помимо террористической угрозы объектам морского базирования и серьезной диверсионной угрозы со стороны подводных диверсионных сил и средств (ПДСС). Службой корпоративной защиты ПАО «Газпром» в свое время инициированы и выполнены работы по разработке и созданию средств защиты такого рода объектов от действий ПДСС.

Масштабной, комплексной научно-исследовательской работой, выполненной при головном участии ООО «Газпром ВНИИГАЗ», определен состав технических средств охраны акваторий объектов и разработаны научно-обоснованные тактико-технические требования (ТТТ) к ним. Состав и ТТТ впоследствии закреплены ГОСТом Р 57557-2017 «Средства и системы охраны гидроакустические».

В рамках НИОКР разработаны эффективные гидроакустические средства по всей номенклатуре для охраны как локальных, так и линейных объектов морского базирования, в том числе конкретно магистрального газопровода «Северный поток-1».

В сложившейся политической обстановке следует перепроверить уровень защищенности объектов углеводородного промысла на шельфе Российской Федерации и в случае необходимости дооснастить их отечественными средствами охраны, подтвердившими свою высокую эффективность.

## **Перспективы использования подводных ядерных энергоисточников для энергоснабжения шельфовых подводных добычных комплексов**

*В.С. Устинов, В.В. Куштан, Е.П. Каплар, Н.Ш. Исаков,  
А.А. Иванов, М.Э. Шестаков, Д.А. Картышов  
(НИЦ «Курчатовский институт»)*

Освоение и разработка шельфовых месторождений в российской Арктике представляет собой важнейшую задачу с точки зрения обеспечения ресурсами, стратегического присутствия и социально-экономического развития арктического региона. Перспективным для морской нефтегазодобычи в сложных арктических условиях представляется использование подводных добычных комплексов. Одним из ключевых является вопрос энергообеспечения таких комплексов.

В качестве традиционных источников энергоснабжения надводной морской добычи используют решения, основанные на сжигании углеводородного топлива. По ряду причин, в числе которых сложная ледовая обстановка и значительная удаленность от береговой линии, в подводной / подледной нефтегазодобыче использование воздухонезависимых подводных ядерных энергоисточников представляется безальтернативным.

В последние годы широкое развитие получило направление разработки ядерных энергоисточников малой мощности, в рамках которого одним из важнейших шагов стал ввод в эксплуатацию первого плавучего энергоблока «Академик Ломоносов». Данное событие положило начало применению судовых технологий теплоэнергоснабжения в арктическом регионе, создало прецедент использования судовой нормативной базы в энергетическом секторе. Ведутся разработки проектов подводных ядерных энергоисточников, основанных на отечественных технологиях и многолетнем опыте эксплуатации судовых установок, отличающихся высоким уровнем безопасности и надежности.

Создание подводных ядерных энергоисточников гарантированного энергоснабжения, способных к длительной, бесперебойной работе в подледных условиях, открывает возможность освоения арктических шельфовых месторождений с помощью подводных добычных комплексов.

## **Динамическое взаимодействие вибрирующего морского трубопровода и морского дна с изменяющимися геологическими и геомеханическими свойствами**

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

Для реализации планов нефтегазовых компаний по строительству новых морских трубопроводных систем необходимо обеспечивать их надежность и экологическую безопасность. Среди факторов, влияющих на безопасность их эксплуатации, можно выделить вибрации, приводящие к нарушению изоляционных покрытий, коррозионному растрескиванию, усталостному разрушению тел труб. Поэтому следует уделять особое внимание динамической устойчивости морских трубопроводов, особенно при транспортировке многофазных потоков, что требует тщательного контроля, мониторинга, анализа и управления из-за возникновения пульсации давления и возбуждения вследствие этого параметрических колебаний трубопровода.

Доклад посвящен исследованиям динамического отклика вибрирующего морского трубопровода с учетом состояния морского дна, где трубопровод идеализирован как балка, вибрирующая на упругом основании. Эта проблема актуальна для морской разведки, где трубопроводы прокладываются либо по морскому дну, либо заглубляются в него. Неровный рельеф морского дна и внутреннее движение потока перекачиваемого углеводородного продукта подвергают всю конструкцию вибрации из-за изгибающих сил и составляют предмет нашего исследования. Сформулированы рекомендации по устранению параметрических колебаний морских трубопроводных систем.

## **Технико-технологические решения подготовки и транспорта многофазной продукции по протяженным подводным трубопроводам**

*Е.А. Календарева, Ю.А. Морев, И.Н. Федулова, А.Р. Алиев  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Пластовый флюид газоконденсатных месторождений представляет собой многокомпонентную смесь газообразных и жидких углеводородов, воды и неуглеводородных газов, которая в промышленных условиях является многофазным потоком. Сбор и транспорт такого потока сопровождается рядом осложнений, в основном связанных с процессами образования жидкостных и гидратных пробок, которые препятствуют нормальной эксплуатации трубопровода и береговых сооружений. Для обеспечения потока традиционно используется подготовка продукции на морских платформах, но это значительно увеличивает затраты на обустройство месторождения.

В настоящее время большой интерес ведущих нефтегазовых компаний вызывает переход к технологии освоения шельфовых месторождений без использования платформ. Такой способ требует особых условий транспортировки добываемой продукции на берег.

С целью выработки технико-технологических решений по подводной подготовке и облегченному транспорту многофазной продукции для обеспечения его эффективной и надежной транспортировки с минимальными затратами выполнены исследования, в рамках которых проанализированы параметры стационарного многофазного транспорта по протяженному подводному трубопроводу и технологические решения по подготовке газа, которые, по мнению авторов, технически возможно реализовать в условиях подводного промысла.

Результаты работы могут быть использованы при освоении газоконденсатных месторождений российского шельфа.

## **О позиционировании пространственно-развитых приемных выносных частей и излучателя в процессе синтезирования излучающей апертуры в морских системах сейсмолокации**

*С.О. Колигаев, О.А. Колигаев  
(Государственный университет «Дубна»)*

Эффективность пространственной фильтрации сейсмо-акустических полей сейсмолокаторами на базе пространственно-развитых стационарных донных приемных систем и излучающих систем с синтезируемой апертурой в первую очередь определяется точностью оценок координат приемных элементов и текущих координат источника зондирующего излучения.

В наземных условиях данные измерения проводятся прямым использованием глобальных спутниковых систем позиционирования, что в подводных условиях практически невозможно.

Для оценки координат элементов донной приемной системы возможно применение и сферического, и гиперболического метода позиционирования с длинной базой с использованием прямого гидроакустического сигнала источника зондирующего излучения.

Повышение точности оценок координат приемных элементов в условиях мелководных месторождений шельфовой зоны с волноводным, многомодовым характером распространения гидроакустических сигналов обеспечивается обработкой сигналов, согласованной с передаточной характеристикой среды распространения, описываемой моделью Пекериса. Согласованная со средой обработка обеспечивает существенное повышение уровня и расширение интервала пространственной корреляции сигналов и, как следствие, повышение точности оценок координат приемников.

Для оценки координат излучателя целесообразно использовать гиперболический метод позиционирования на основе собственной донной приемной системы сейсмолокатора и прямого гидроакустического сигнала зондирующего излучения. Это обеспечивает возможность динамической оптимизации конфигурации реперных точек путем выбора приемников с максимальным коэффициентом корреляции сигналов и минимизацией числа обусловленности матрицы коэффициентов в системе навигационных уравнений, определяющих точность оценок текущих координат источника излучения.

## **Опыт применения внутрискважинных измерительных систем на эксплуатационных скважинах Чаяндинского НГКМ**

*Д.В. Изюмченко, А.А. Плосков, К.И. Марченко,  
И.В. Стоноженко (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
П.А. Хрипунков (ООО «ГСП-Комплектация»),  
Д.А. Николаев (ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)*

Представлен опыт применения внутрискважинных систем мониторинга термобарических процессов на скважинах ПАО «Газпром», а также опыт применения систем внутрискважинного мониторинга на Чаяндинском НГКМ, в том числе с размещением системы вдоль продуктивной части до забоя.

Представлены достоинства и недостатки различных видов внутрискважинных систем мониторинга и подходы к выбору оптимального состава оборудования внутрискважинных систем мониторинга в зависимости от решаемых системой задач на примере скважин Чаяндинского НГКМ, приведены проблемные вопросы применения технологии внутрискважинного мониторинга, и изложены дальнейшие перспективы оснащения скважин Чаяндинского НГКМ внутрискважинными системами мониторинга.

# **КРУГЛЫЙ СТОЛ 4**

## **ДВА ОКЕАНА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА РОССИИ**

### **(молодежный)**

#### **Применение имитационного моделирования для оценки эксплуатационной надежности морских трубопроводов в Арктике**

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

Эксплуатация морских трубопроводов в условиях арктического шельфа наряду с типовыми проблемами (внутренняя и наружная коррозия, гидратообразование и др.) осложняется воздействием специфических опасных явлений (ледовая экзарация, вечномёрзлые грунты и др.). Кроме того, из-за ледовой обстановки в течение длительного периода трубопроводы работают автономно без возможности доступа к ним для проведения осмотра, технического обслуживания, текущего и аварийного ремонтов.

Перечисленные факторы обуславливают необходимость тщательной проработки вопросов безопасности и эксплуатационной надежности данных сооружений на этапе проектирования. Учитывая ограниченность объема и достоверности исходных данных о возможных воздействиях, необходимо уделять особое внимание показателю живучести. Живучесть – свойство системы сохранять способность функционировать при получении повреждений или восстанавливать данную способность в течение ограниченного времени. Под повышением живучести подразумевается снижение вероятности развития локальных дефектов и отказов до глобальной аварии.

Поскольку значения большинства параметров воздействия опасных факторов и функционирования барьеров безопасности носят вероятностный характер для оценки живучести целесообразно применять методы имитационного моделирования (рассмотрен метод Монте-Карло). При реализации данного метода параметры задаются через соответствующие законы распределения, и с помощью генератора случайных чисел формируется множество их значений. Относительно каждого значения моделируется сценарий от начала воздействия опасного фактора до развития глобальной аварии с вычислением соответствующих вероятностей.

В качестве примера с применением метода Монте-Карло выполнена оценка живучести морского трубопровода, эксплуатируемого в арктических условиях с длительными периодами автономности из-за ледовой обстановки, под воздействием нескольких опасных факторов. Определена степень влияния параметров технических (толщина стенки трубы, тип покрытия и др.) и организационных (периодичность осмотров и внутритрубной диагностики, оперативность организации ремонтных работ и др.) барьеров безопасности на значение показателя живучести.

## **Инспектирование подводного оборудования на основе риск-ориентированного контроля**

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

Методология контроля технического состояния подводного оборудования на базе анализа рисков его отказов в настоящее время широко используется в мировой практике. Данный подход позволяет контролировать изменение технического состояния подводного оборудования с использованием статистических данных о его отказах и определять периодичность проведения инспекций с использованием необитаемых подводных аппаратов (НПА). Результаты таких инспекций в совокупности с другими результатами объективного контроля технического состояния объектов подводного добычного комплекса (ПДК) позволяют обосновать периодичность и объем ремонтно-восстановительных работ для поддержания технического состояния этих объектов на высоком уровне безопасности. Начало освоения месторождений на акваториях замерзающих морей с использованием ПДК требует учета дополнительных факторов, которые влияют на риски эксплуатации ПДК. В докладе проводится анализ особенностей применения риск-ориентированной методологии контроля технического состояния объектов ПДК с использованием НПА в условиях акватории замерзающего моря и формулируются направления дальнейших исследований применительно к условиям Киринского газоконденсатного месторождения.



## **Подходы к оценке капитальных затрат на верхние строения морских нефтегазопромысловых сооружений на предпроектных стадиях**

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

Определены основные проблемы, характерные для предпроектных исследований в области оценки капитальных затрат на верхние строения морских нефтегазопромысловых сооружений.

В России на данный момент отсутствует единая согласованная методика оценки стоимости объектов морского обустройства на ранних стадиях проектирования, в связи с чем задача ее разработки является актуальной. Сформированы предложения по решению данной задачи.

В рамках исследования разработана методика оценки капитальных затрат на верхние строения морских нефтегазопромысловых сооружений с точностью, достаточной для предпроектных стадий.

## Турельные системы удержания FPSO и их использование на арктическом шельфе РФ

Ю.А. Харченко, Д.Ф. Стадник  
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Освоение нефтегазовых ресурсов арктического региона требует адаптации технических решений, которые используются в других районах Мирового океана. В настоящее время глубоководные морские месторождения в основном осваиваются с применением комбинированного вида обустройства. При этом наиболее распространенным типом технологических платформ является FPSO (*англ.* floating production storage and offloading). Платформы такого типа наряду с самоходностью имеют возможность самостоятельной адаптации к гидрометеорологическим условиям района, которая достигается применением турельной системы удержания. Использование FPSO позволяет наиболее эффективно реализовать преимущества комбинированного вида обустройства морских нефтегазовых месторождений на глубоководных акваториях Мирового Океана. Поэтому анализ возможностей применения таких платформ в арктическом регионе является актуальной задачей.

Целью работы является рассмотрение возможностей применения FPSO судового типа с турельной системой удержания в отдельных районах арктического региона, таких как акватории Баренцева и Охотского морей.

В докладе анализируется развитие турельных систем. Отмечается, что выбор конструкции турельной системы определяется гидрометеорологическими условиями района и специальными функциональными требованиями. Рассматривается опыт применения FPSO судового типа с турельными системами удержания в акваториях с ледовыми образованиями различной природы (айсберги, ледовые поля и др.). Формулируются дополнительные требования к турельным системам удержания в таких районах.

## **Особенности ведения профилактической и аварийно-спасательных работ на морских производственных объектах**

*Д.В. Крупин*  
(ООО «Газпром Газобезопасность»)

Освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа является одним из наиболее опасных видов человеческой деятельности, что ставит перед отраслью задачу обеспечения безопасной эксплуатации морских производственных объектов.

В докладе представлены задачи профилактической работы, изложена методика ведения аварийно-спасательных работ на морских месторождениях, работ по контролю скважины с подводным расположением устья и управлению ей, а также работа аварийных систем отсоединения и подводного противовыбросового оборудования.

## **Комплексный подход к проведению экономической оценки и оптимизации стратегии разработки морского месторождения с учетом анализа геолого-гидродинамических неопределенностей**

*С.А. Васинкин*

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

Истощение запасов разрабатываемых морских месторождений обусловливает необходимость ввода в эксплуатацию все более новых объектов, характеризующихся высокой геологической неопределенностью и слабой согласованностью фильтрационно-емкостных свойств. Любые ошибки, обусловленные неточностями проектирования, могут привести к весьма значительным экономическим потерям, поэтому для повышения точности моделирования месторождений требуется разработка новых подходов и методик экономической оценки и оптимизации стратегий разработки.

В целях наиболее объективной оценки продуктивности принятого к исследованию морского месторождения и получения объема наиболее вероятных результатов окупаемости его разработки в работе применялись специализированные инструменты анализа неопределенностей и экономической оценки. Так, инструменты анализа включали максимально возможный набор геолого-гидродинамических параметров, оказывающих основное влияние на прогнозирование уровней добычи углеводородов. Для решения проблемы определения оптимального варианта прогноза из множества реализаций был применен специальный алгоритм, реализованный в ПО «Navigator». Применение алгоритма позволило оптимизировать экономические показатели разработки исследуемого месторождения и сформировать подробные рекомендации по устранению наиболее критичных неопределенностей, влияющих на прогноз показателей добычи.

## **Моделирование колебаний жидкости в криогенном резервуаре мембранного типа на плавучем заводе по сжижению природного газа**

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

Перспективным направлением освоения удаленных глубоководных газовых месторождений является использование плавучих заводов СПГ (ПЗСПГ). В этом случае отпадает необходимость в строительстве подводных газопроводов и развитии береговой инфраструктуры. Мобильность ПЗСПГ позволяет подключать к разработке новые месторождения путем перестановки одной платформы со старых, уже выработанных месторождений. Применение такой концепции для обустройства месторождений арктического шельфа позволит значительно сократить капитальные затраты на их освоение. В процессе эксплуатации в сложных штормовых условиях арктических морей возникают различные сложности, связанные с системой хранения. Одна из таких проблем, возникающая в системе хранения, – это вынужденные колебания жидкости (а именно СПГ), которые могут приводить к нарушению целостности стенки резервуара из-за высоких ударных нагрузок. При этом интенсивность колебаний зависит от уровня заполненности системы хранения, что наиболее актуально для ПЗСПГ. Надежность можно повышать с помощью ряда теоретических методов, которые позволяют снизить интенсивность колебаний, например, устанавливая в резервуаре стенки различной формы. Для анализа данного метода и выбора оптимального варианта используется компьютерное моделирование. В докладе рассмотрены основные конструкции криогенных систем хранения, а также представлены результаты компьютерного моделирования колебаний жидкости и выбран оптимальный вариант эксплуатации системы хранения.

## **Технология холодного потока для систем сбора углеводородов на месторождениях арктического шельфа**

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

Эксплуатация систем сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородов на месторождениях арктического шельфа в условиях низких температур и высоких давлений будет требовать больших расходов ингибиторов для предотвращения гидратообразования. При подводном обустройстве морского месторождения протяженность систем сбора и внутрипромыслового транспорта может составлять более 100 км. Подача ингибиторов гидратообразования к устью скважин от берегового технологического комплекса потребует прокладки отдельных трубопроводов большой протяженности. Такие капитальные затраты и эксплуатационные расходы могут существенно снизить экономические показатели проекта. Поэтому необходимо создавать новые технологии обработки продукции непосредственно у устья скважин, которые смогут обеспечить надежную транспортировку углеводородов на большие расстояния в термобарических условиях, благоприятных для образования гидратов, без применения больших объемов ингибиторов гидратообразования. В докладе рассматривается технология «холодного потока» как одно из решений проблемы транспорта углеводородов с арктических месторождений континентального шельфа. При использовании такой технологии продукция скважин в многофазном состоянии без использования ингибитора гидратообразования может транспортироваться до технологической платформы или береговых сооружений. Для этого продукция скважин обрабатывается в специальном оборудовании для получения мелкодисперсной гидратной суспензии, которая в процессе транспортировки в газожидкостном потоке не коагулируется и не откладывается на стенках трубопровода.

В докладе анализируются основные условия, которые необходимо соблюдать для эффективного применения технологии «холодного потока» в условиях арктического шельфа РФ.

## Об исследовании скважин на открытом наборе данных

*П.Н. Еремина  
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

В июне 2018 г. компания Equinor открыла набор данных о недрах законченного разработкой месторождения Вольве, чем и было ознаменовано начало эпохи открытости данных в нефтегазовом деле. В 2019 г. компании «Лундин» и Aker BP открыли геолого-промысловые данные о месторождении Эдвард Григ для изучения возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки данного месторождения. В 2019 г. Управление нефти и газа Великобритании предоставило в открытый доступ около 130 терабайтов геофизических данных о скважинах, данных о месторождениях и инфраструктурах.

Месторождение Вольве расположено в южной части норвежского грабена Викинг и примерно в 200 км к западу от Ставангера. Глубина моря колеблется от 80 до 91 м. Нефть присутствует в юрских отложениях месторождения Вольве. Литологический состав пород продуктивного пласта Nugin месторождения Вольве: песчаники от тонко- до грубозернистых, хорошо отсортированные, с редкими проявлениями глин. Продуктивный пласт Nugin расположен на глубине 2750–3120 м. Извлекаемые запасы месторождения Вольве составляют  $2 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> газа и  $12,5 \cdot 10^6$  т нефти. Траектория нагнетательных и наблюдательных скважин близка к J-образной. Большинство скважин имеют общую вертикальную глубину около 3100–3400 м. Всего были пробурены 25 скважин: 5 разведочных, 9 добывающих, 8 наблюдательных и 3 нагнетательные. Добыча нефти производилась с 2008-го по 2016 г. В работе приведен пример геофизической корреляции скважин (15/9-F-15A – 15/9-F-10 – 15/9-F-11T2 – 15/9-F-5) на месторождении Вольве из открытой базы данных.

В пиковый период на месторождении Вольве добывались до 56 тыс. баррелей нефти в день, накопленная добыча нефти к концу срока разработки составила 63 млн баррелей нефти. Коэффициент извлечения нефти достиг 54 %.

## **Перспективы развития техники и технологий добычи углеводородов в концепции стратегии освоения шельфовых месторождений**

*В.О. Пантелеев, А.В. Ларионов  
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)*

Ресурсы углеводородов шельфа Российской Федерации представляют инвестиционную привлекательность и широкий спектр вопросов для решения смежных задач при освоении морских месторождений.

Основными факторами, влияющими на схему обустройства морских месторождений, являются: сложные природные и климатические условия, потребность в создании новой техники и технологий для обустройства шельфовых месторождений, формирование флота судов, пригодных для эксплуатации в северных широтах на мелководье и в ледовых условиях, выстраивание новых логистических маршрутов, колебания цен на сырьевых рынках и иные сопутствующие риски проектов освоения морских месторождений.

Совокупность управленческих, организационных, инженерных, технических и технологических решений находятся в плоскости практического и долгосрочного взаимодействия инвесторов, заказчиков, подрядчиков и иных заинтересованных сторон.

Стратегическим решением по освоению шельфа для Группы Газпром является планомерное движение, начиная с прибрежных акваторий с переходом на континентальный шельф.

Первой частью стратегического планирования является создание и развитие техники и технологий для освоения морских месторождений углеводородов на шельфе для планомерного освоения новых прибрежных месторождений, где необходимо накапливать опыт, совершенствовать технику, технологии, машины и оборудование.

Второй частью стратегического планирования должна стать задача разработки долгосрочной стратегии освоения шельфа Российской Федерации с отражением этапов (стадий) освоения, с учетом глубин, природно-климатических условий, геологических данных, существующего уровня техники и технологий, а также иных параметров, влияющих на уровень практического освоения шельфа России.



## **Совершенствование технологических параметров разработки газоконденсатных месторождений Киринского блока на шельфе о. Сахалин с учетом неоднородности геологического строения и зон распространения мелкозалегающего газа**

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

Разработка морских месторождений представляет собой сложную наукоемкую техническую проблему и ставит перед инженерами серьезные задачи. Основной проблемой при проектировании разработки месторождения являются ограниченность и точность данных, полученных в ходе геологоразведочных работ. Прежде всего это связано с низкой плотностью размещения разведочных и поисковых скважин, что обуславливает необходимость обоснованного прогноза геологического строения и распространения свойств среды на большие межскважинные расстояния.

Целью исследования является оптимизация технологических параметров разработки газоконденсатных залежей дагинских отложений месторождений Киринского блока, направленной на повышение конечной газоконденсатоотдачи.

Месторождениям Киринского блока присущи сложное блоковое строение и наличие обширных зон распространения мелкозалегающего газа, оказывающих существенное влияние на подходы к проектированию разработки. В связи с этим исследование направлено на повышение коэффициентов газо- и конденсатоотдачи путем совершенствования методики оптимального размещения забоев и кустов эксплуатационных газоконденсатных скважин (центров разбуривания) с подводным расположением устьев с учетом проводимости тектонических разломов и зон распространения мелкозалегающего газа.

## СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

### **Использование цифровых двойников для подготовки персонала и управления технологическими процессами добычи и сбора газа шельфового месторождения**

*В.В. Самсонова, С.К. Митичкин, В.И. Чурин,  
Д.Г. Леонов (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),  
М.С. Кирик (ПАО «Газпром»)*

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина имеет многолетний опыт разработки тренажеров для подготовки диспетчерского персонала систем добычи, сбора, подготовки и транспорта природного газа (ПБК «Веста-тренажер (добыча)»). Создание учебных тренажеров работы шельфового оборудования имеет особое значение, поскольку все оборудование подводного добычного комплекса (ПДК) управляется и обслуживается дистанционно.

Созданный в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина учебный тренажер системы добычи и сбора газа морского газоконденсатного месторождения является цифровым аналогом Киринского ГКМ и имеет подсистему 3D визуализации для демонстрации оборудования и комплексного структурированного видения как системы в целом, так и ее отдельных элементов. Также учебный тренажер включает аналог SCADA-системы в 2D формате, поскольку основным рабочим местом оператора по управлению удаленным технологическим процессом является интерфейс SCADA-системы.

Математическим ядром учебного тренажера является ПБК «Веста-тренажер (добыча)», предназначенный для моделирования технологических процессов и предоставления набора расчетных данных для проведения анализа параметров работы технологического оборудования (основные режимно-технологические параметры работы скважин, манифольда и трубопроводов – давление, температура, расход, положение штуцеров и состояние вспомогательного оборудования) системы добычи и сбора газа морского газоконденсатного месторождения. Основная задача подсистемы – тепловой и гидравлический расчет стационарного и нестационарного режимов работы системы добычи и сбора газа с учетом полного компонентного состава добываемой смеси, профиля трассы трубопроводов, режимно-технологических ограничений, определения режимов течения газожидкостного потока, наличия ингибитора гидратообразования в транспортируемой продукции, определения участков возможного гидратообразования, моделирования полных и частичных разрывов трубопроводов, образования газогидратных пробок.

## **Исследование эффективности действия сорбентов для ликвидации разливов нефти на арктическом шельфе**

*Ж.В. Васильева, М.В. Васёха  
(Мурманский государственный технический университет)*

Тяжелые климатические условия Арктики повышают риски возникновения аварийных ситуаций при разработке и эксплуатации шельфовых нефтяных месторождений. Также высока вероятность аварийных разливов нефти при ее перевалке на терминалах беспричальной отгрузки нефти. Меры реагирования в суровых климатических условиях наряду с быстрой локализацией разлива также должны учитывать возможность восстановления пострадавших территорий за счет использования сорбентов, позволяющих достичь приемлемого уровня очистки воды. Известно, что арктические климатические условия снижают эффективность действия многих сорбентов как за счет изменения свойств нефти и ее компонентов, так и за счет изменения свойств сорбентов за счет изменения кинетики сорбционных процессов.

Исследовательский коллектив выполнил оценку фактической эффективности ряда коммерческих сорбентов, стоящих в настоящее время на вооружении у береговых служб и предприятий, в условиях ликвидации аварийных разливов нефти в арктической акватории. Определена динамика насыщения морской воды нефтепродуктами при низких температурах. Установлены зависимости распределения нефтепродуктов в слоях морской воды как в присутствии сорбентов, так и без них.

Разработана технология получения сорбента из отходов переработки камчатского краба, получена опытная партия сорбционного материала, продемонстрирована эффективность его использования в сравнении с применяющимися промышленными аналогами.

## Прогнозирование условий разрушения горных пород на больших глубинах земной коры

*Т.Б. Дуйшеналиев  
(НИУ «МЭИ»)*

На больших глубинах горные породы находятся в условиях трехосного сжатия с высокими и сверхвысокими давлениями. При изучении изменяющихся в широких пределах механических свойств горных пород как сложных сред требуется особый подход. Здесь необходимы новые, простые и доступные методы исследований.

Эта проблема тесно связана с теорией прочности Мора, основной задачей которой является количественное описание разрушающих усилий в условиях трехосных напряженных состояний.

Получено уравнение, выражающее количественное соотношение между предельными величинами наименьшего и наибольшего главных напряжений, определяющее все разрушающие напряженные состояния. По этому уравнению можно определить ориентировку площадок, по которым происходит разрушение, вычислить нормальное и касательное напряжения на этих площадках. Используя это уравнение, можно построить огибающую линию предельных кругов напряжений Мора.

В системах MathCad и MatLab построены огибающие линии по трем их представлениям для различных материалов. Показано, что огибающая линия для любого материала не зависит от этих представлений.

Уравнение очень хорошо описывает опытные данные при всех величинах напряжений, которые достигнуты в камерах высокого давления. Это дает основание говорить, что это уравнение верно описывает поведение материалов и при больших величинах напряжений. На его основе несложно определить разрушающие напряженные состояния для сколь угодно больших уровней напряжения на различных глубинах земной коры.

## **Аварийно-спасательные суда для освоения континентального шельфа Российской Федерации**

*В.В. Копаева, А.А. Волков (Каспийский институт морского и речного транспорта им. ген.-адм. Ф.М. Апраксина),  
В.Н. Илюхин (Российское научно-техническое общество судостроителей имени академика А. Н. Крылова),  
Р.В. Сасов (ФГУП «Атом флот»)*

Активная деятельность по освоению месторождений углеводородов на континентальном шельфе РФ необходима для устойчивого развития топливно-энергетического комплекса страны, что особенно актуально для замещения выбывающих из эксплуатации крупных месторождений на суше. Нарастание объемов добычи углеводородов, а вместе с тем и возрастающие объемы перевозок на море приводят к увеличению рисков аварий и/или чрезвычайных ситуаций. Поэтому в настоящее время при организации работ на шельфе вопросам аварийно-спасательного обеспечения уделяется все большее внимание, а вместе с этим и соответственно повышаются требования к аварийно-спасательным судам, участвующим в обеспечении безопасности.

Невозможно предугадать, какая авария или чрезвычайная ситуация произойдет и какие суда потребуются для ликвидации. Суда должны будут решать самые разнообразные задачи (буксировка, проводка караванов, тушение пожаров, ликвидация разливов углеводородов, эвакуация и т.д.). Наличие таких судов позволяет предусмотреть круглогодичное аварийно-спасательное обеспечение морских месторождений углеводородов на континентальном шельфе РФ. Поэтому необходимо уже сейчас сделать ставку на разработку и строительство многофункциональных аварийно-спасательных судов.

1. Суда должны работать при осадках 4,5 м и менее, что принципиально важно для морских акваторий.

2. Суда необходимо оборудовать средствами для выполнения аварийно-спасательных работ, в том числе средствами спасения и эвакуации людей, средствами тушения пожаров и создания водяных завес, кранами, водолазным оборудованием, системами динамического позиционирования, средствами борьбы с разливами углеводородов.

## **Арктическая зона РФ: использование методов математического анализа для оценки эффективности системы аварийно-спасательного обеспечения при освоении морских месторождений углеводородов**

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

*В.Н. Илюхин (Российское научно-техническое общество  
судостроителей имени академика А.Н. Крылова)*

С учетом существующих и вновь возникающих рисков при добыче и транспортировке углеводородов в Арктической зоне РФ создание эффективной системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО) морских месторождений углеводородов является сложнейшей задачей. Целесообразность создания эффективной системы АСО на море становится очевидной после анализа аварий и инцидентов морских объектов (объектов АСО).

Требования к качеству системы АСО, показатели и критерии эффективности проводимых операций являются важными элементами при построении системы АСО, которая должна быть способна реализовать поставленные перед ней цели и задачи:

- сохранение жизни и здоровья персонала при возникновении аварий и/или ЧС и при проведении АСР;
- ликвидация аварий и/или ЧС;
- минимизация материального и экологического ущерба.

Успешное решение каждой из перечисленных выше задач в той или иной степени влияет на эффективность системы АСО. При оценивании эффективности системы АСО используют следующие показатели и критерии:

- организационно-штатная структура;
- степень оснащенности сил системы АСО;
- уровень подготовки сил системы АСО;
- порядок реагирования при угрозе (возникновении) аварий/ЧС;
- затраты на содержание системы АСО;
- характеристики комплекса спасательных средств (соответствие внешним воздействиям);
- природно-климатические условия.

Количественное определение эффективности целенаправленного процесса позволит на научной основе с привлечением методов математического анализа решить проблему повышения эффективности применения сил и средств системы АСО, что в дальнейшем позволит использовать полученные данные в разработке документа системы стандартизации ПАО «Газпром» в области АСО на море.

## **Актуальность проблемы и управление нормативно-правового обеспечения проектирования сооружений в Арктике**

*А.А. Дуркин*

*(Воркутинское линейное производственное управление магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Воркута)*

Исследование посвящено вопросам совершенствования нормативно-правового обеспечения управления проектами в арктических условиях. Применяемая методология - анализ существующей нормативно-правовой базы нефтегазовой отрасли в управления проектами сооружений в Арктике. В результате исследования автор формулирует рекомендации по совершенствованию нормативов ГОСТов под арктические специфики и условия в области нормативно-правового обеспечения к требованиям проектирования в Арктике.

В условиях экстремальных Арктических широт, где проходит эксплуатацию магистрального газопровода, зданий и сооружений газотранспортной системы. Предприятие столкнулось с проблемой недостаточного охвата нормативной документацией требований к конструкциям и сооружениям в климатических условиях Арктики. В частности, заводы изготовители и проектные институты оперируют такими ГОСТами как 15150, 15150-69, 15543.1-89, Р 56728-2015 которые предъявляют критерии воздействия. Практика эксплуатации агрегатов и сооружений показала, что на технику и технологические процессы действует такой фактор (не типичный для центральной России), как боковые нагрузки надуваемых снежных масс. Разрушения производят тающие снежные массы, которые надуло за зиму.

Необходимо выделить, что процесс проработки правового акта касемо Арктической зоны России должен базироваться на итогах междисциплинарных анализов, рассматривающих особенности комплексного проблемного аспекта, чтобы лучше понять проблему с учетом региональных интересов страны в области геополитики, экономики, экологии; для обеспечения нацбезопасности РФ.

Даже поверхностное сопоставление Российской правовой базы, иностранного законодательства, а также дефектные акты предприятий эксплуатации в анализируемой области способствует осознанию целесообразности развития законов, обновления представленной документации. Соответственно, базисом результативного управления Арктической зоной можно назвать проработку ФЗ о территориальном развитии в рамках страны. Доп. правовые документы позволяют достичь устойчивого развития территории. Это дает возможность обеспечения защиты интересов людей в Российской Федерации касательно аспекта Арктики.

## **Хранение диоксида углерода в пористых средах при эксплуатации газоконденсатных месторождений шельфа о. Сахалин**

*А.Д. Дзюбло, А.Е. Сторожева, Е.В. Богатырева  
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина),  
А.Ю. Федорова (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)*

Освоение ресурсов шельфа ведет к соответствующему обязательству по защите окружающей среды и ее сохранению. Правительством Сахалинской области в 2021 г. утверждена региональная Климатическая программа, целью которой является достижение в 2025 г. углеродной нейтральности региона. К основным мероприятиям, курируемым Правительством Сахалинской области по сокращению выбросов парниковых газов, относится внедрение технологий улавливания, хранения и использования углекислого газа. В долгосрочной перспективе эти технологии будут основной инициативой нефтегазовой промышленности в отношении климатических изменений.

ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (далее – Компания) является участником эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов, который стартовал 1 сентября 2022 г., и входит в рабочую группу по его проведению, созданную в Правительстве региона. Задача эксперимента – создание нормативной базы и разработка технологии для уменьшения эмиссии углерода. Одна из таких технологий, рассматриваемых в Компании, – это размещение углекислого газа в пластах горных пород.

Размещение извлеченного и уловленного углекислого газа в пласте – это сложный процесс, имеющий ряд геологических и технологических ограничений по применению. Важное значение имеет определение пласта-коллектора, подходящего для длительного безопасного хранения диоксида углерода.

С целью решения задач по углеродной нейтральности и снижения выбросов диоксида углерода на объектах разработки ПАО «Газпром» в пределах берегового технологического комплекса, расположенного на северо-восточном побережье о. Сахалин, предлагается организовать полигон по закачке и хранению CO<sub>2</sub>. Опытные работы на полигоне позволят разработать предложения по выбору оптимальных условий закачки и хранения диоксида углерода и промышленных стоков в пористых пластах.



## **Нормативно-методические подходы к сохранению биоразнообразия при освоении морских нефтегазовых месторождений**

*Д.А. Шахин*  
(ООО «ФРЭКОМ»)

Доклад посвящен аспектам разработки и реализации программ сохранения биологического разнообразия (ПСБР) в рамках общей концепции обеспечения экологической безопасности освоения нефтегазовых месторождений на шельфе Арктики и Дальнего Востока. Необходимость разработки и реализации таких программ была обозначена в ходе совещания в г. Санкт-Петербурге по вопросу эффективного и безопасного освоения Арктики, состоявшегося 05.06.2014, и отражены в Поручении Президента РФ Пр-1530. К настоящему времени существует довольно обширная нормативно-методическая база по разработке ПСБР, однако и российские, и международные документы носят рекомендательный характер.

Целью ПСБР является управление рисками, связанными с сохранением биоразнообразия, изменениями морских и прибрежных экосистем вследствие экологических аспектов реализации проектов по разведке, добыче, переработке и транспортировке углеводородов на шельфе Российской Федерации.

ПСБР предусматривает действия (мероприятия), направленные как на контроль (мониторинг) состояния биоты, так и на поддержание и восстановление отдельных (в т.ч. редких) видов, сообществ, местообитаний, которые должны базироваться на надежной исследовательской основе, знаниях об этих видах и местообитаниях в пределах участка хозяйственной деятельности. Поэтому в реализации ПСБР должно быть 2 этапа – исследовательский и природоохранный (реализация мероприятий). До разработки ПСБР следует создать ее информационную основу – провести инвентаризацию биоты. Для шельфовых месторождений Арктики и Дальнего Востока оптимальным является выполнение инвентаризации в несколько сезонов и 1-2 года, с организацией судовых экспедиций и дополнительных видов исследований (авиаучетов морских млекопитающих и птиц, спутникового мечения и др.).

Мероприятия по сохранению и восстановлению биологического разнообразия в рамках ПСБР подразделяются в соответствии с иерархией мер смягчения возможных негативных воздействий в целях предотвращения утраты биологического разнообразия и снижения потенциала экосистемных услуг. Выделяются: мониторинг биоразнообразия, предупреждающие, восстановительные и компенсационные мероприятия.

## **Анализ неопределенностей основных подсчетных параметров залежей УВ для задач освоения морских месторождений**

*Т.Ю. Лукина, О.Е. Богданова, С.В. Зиновкин, С.А. Шаров  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Для месторождений в акваториях по технико-экономическим причинам характерна достаточно низкая плотность разведочного бурения. Основным источником информации для решения задач геологического изучения объектов являются высокоточные площадные геофизические методы интерпретации сейсмических данных. Дефицит скважинной информации приводит к неопределенности и неоднозначности решаемых задач.

На примере месторождения, расположенного на арктическом шельфе, выполнен анализ неопределенности основных подсчетных параметров, используемых при геологическом моделировании.

Неопределенность петрофизических параметров связана со многими факторами: качеством коллекторов, погрешностью геофизической аппаратуры, погрешностью измерений на керне, качеством и количеством исходной информации и прочим, что снижает достоверность принятых подсчетных параметров.

Неопределенности при геометризации залежей связаны с точностью структурных построений, полученных по результатам сейсморазведки 3D, и положением уровней межфлюидных контактов.

На текущем этапе выполнен сценарный анализ, построены базовый, пессимистический и оптимистический варианты моделей геологического строения месторождения.

Для этого было сделано:

- обоснован перечень параметров неопределенностей;
- обоснованы базовые значения и диапазоны изменения этих параметров;
- разработаны алгоритмы моделирования петрофизических свойств на основе метода статистических испытаний Монте-Карло;
- оценены и обоснованы законы статистических распределений;
- обоснован выбор значений параметров для базовой, пессимистической и оптимистической вариантов моделей;
- проведено геологическое моделирование;
- выполнена оценка запасов УВ.

Результаты выполненных исследований будут использованы для выделения зон с наименьшими геологическими рисками, формирования перечня мероприятий по доизучению месторождения, проведения многовариантного геологического моделирования на этапе проектирования разработки месторождения.

## **Применение симуляционных технологий в процессе обучения специалистов нефтегазового комплекса с целью стратегического развития предприятия**

*В.Н. Павлович  
(УГТУ)*

Подготовка персонала в нефтегазовом секторе имеет особое значение для предприятий с учетом того, что данные предприятия являются опасными производственными объектами. Некачественная подготовка (обучение) персонала приводит к отказам, инцидентам и авариям на предприятиях, что влечет за собой репутационные риски и существенные затраты.

Подготовка (обучение) студентов в вузах осуществляется в большинстве случаев на базе старых программ обучения, по которым студенты получают знания только поверхностно и в основном по лекалам морально устаревшего оборудования.

При подготовке (обучении) персонала на предприятиях нефтегазового комплекса отсутствует возможность смоделировать полный спектр нештатных ситуаций и отработать навыки их устранения.

На сегодняшний день благодаря компьютерной графике можно смоделировать любой технологический процесс и спрогнозировать те или иные риски, а также смоделировать правильные действия персонала. Применение симуляционных технологий дает возможность моделировать безопасные, контролируемые и близкие к реальности ситуации. Такие технологии позволяют адаптировать профессиональное обучение под определенные задачи и достигать высшей эффективности обучения как в вузе, так и на предприятии.

Корректировка подходов к подготовке персонала в вузах и на предприятиях с учетом применения в учебном процессе симуляционных технологий позволит снизить на предприятиях риски отказов, инцидентов и аварий, возникающих по вине персонала. А также позволит снизить влияние нештатных ситуаций на развитие техногенных событий за счет правильных действий персонала.

Применение симуляционных технологий в процессе подготовки (обучения) на предприятии позволяет своевременно (заблаговременно) переподготовить персонал к работе на модернизированном или самом современном оборудовании без риска его повреждения (разрушения) по вине неправильных действий персонала.

IX Международная научно-техническая конференция

**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа:  
Арктика и Дальний Восток  
(ОМНР-2023)**

Корректоры М.В. Бурова, А.Я. Стефанова  
Верстка, обложка Н.А. Владимиров

Подписано к печати 11.07.2023 г.  
Тираж 220 экз. Ф-т 60×84/16  
Объем: 5,7 усл. печ. л.