



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



19–21 июня 2024 г.
г. Москва

ТЕЗИСЫ



Партнер конференции



**ТРУБОПРОВОДНЫЕ
СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ**

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

X Международная научно-техническая конференция

**ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА:
АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК
(ОМНР-2024)**

19–21 июня 2024 г.

Тезисы докладов

Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – 69 с.

Настоящий сборник составлен по материалам X Международной научно-технической конференции, проходившей в Москве 19–21 июня 2024 г.

Структура сборника соответствует программе конференции.

**СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
АРКТИКА И КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ:
ВЫЗОВЫ И ПРИОРИТЕТЫ**

О ключевых факторах устойчивого развития освоения морских месторождений

В.Е. Петренко
(ПАО «Газпром»)

Портфель Группы Газпром включает 40 лицензионных участков на континентальном шельфе Российской Федерации. Устойчивое развитие освоения морских месторождений обеспечивается комплексным подходом к безопасности проведения работ, сохранению биоразнообразия, развитию собственных технологий, постоянному совершенствованию и тиражированию корпоративного опыта работ в арктических и субарктических условиях континентального шельфа Российской Федерации.

Влияние ключевых факторов природной среды в арктических морях на надводное и подводное обустройство месторождений углеводородов

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

На сегодняшний день ПАО «Газпром» осуществляет свою деятельность по освоению углеводородов в четырех основных нефтегазодобывочных географических кластерах: Баренцевоморском, Карскоморском, Обско-Тазовском и Охотоморском, также ПАО «Газпром» уже осуществляет добычу углеводородов на Кириновском месторождении в Охотском море.

При сопоставлении концепций освоения шельфовых месторождений необходимо принимать во внимание, что одни и те же факторы природной среды по-разному учитываются при проектировании надводных и подводных сооружений, а также при планировании вариантов обслуживания промысла в процессе эксплуатации.

В докладе приводится сопоставительный перечень ключевых факторов природной среды с краткой качественной характеристикой и определяющими параметрами для акваторий, где расположено большинство морских лицензионных участков ПАО «Газпром». Выполнена качественная оценка сложности учета различных факторов при проектировании обустройства, включая ожидаемые нагрузки на объекты обустройства, надежность при эксплуатации, эффективность работ по ремонту и обслуживанию в зависимости от надводного или подводного расположения объектов. Применительно к морским месторождениям подтверждена целесообразность опережающего выполнения исследований по определению или актуализации характеристик ключевых природных факторов в целях обоснованного отбора приоритетных концепций освоения рассматриваемого морского месторождения. Это позволит повысить технико-технологическую реализуемость проекта и повысить эффективность его реализации.

Современные технологии для решения задач аварийно-спасательной готовности

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

ФГБУ «Морспасслужба» – одна из самых крупных профессиональных организаций в мире, занимающихся аварийно-спасательной, поисково-спасательной деятельностью и ликвидацией последствий бедствий и катастроф на море.

Одним из основных направлений деятельности ФГБУ «Морспасслужба» является предупреждение и ликвидация разливов нефтепродуктов на море, минимизация последствий воздействия на окружающую среду в рамках реализации функциональной подсистемы РСЧС – организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности.

Доклад представляет собой обобщенные данные о современных технологиях, которые применяются для решения задач аварийно-спасательной готовности в Арктике и на континентальном шельфе Российской Федерации.

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

КРУГЛЫЙ СТОЛ 1

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Сейсморазведка 4D на сахалинском шельфе для исследования изменений свойств залежи в процессе разработки

*А.В. Лекомцев (ООО «Сахалинская энергия»),
Ю.П. Ампилов (МГУ имени М.В. Ломоносова, ИПНГ РАН)*

В последние 20 лет зарубежные компании довольно часто используют повторные сейсмические съемки 3D для контроля разработки морских месторождений нефти и газа, в то время как в России эта практика почти отсутствует. Одним из первых примеров была довольно успешная попытка контроля заводнения продуктивного пласта XXI₁ на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения, когда сравнивались результаты сейсмических съемок с интервалом 10 лет. Отмечалось, что полученные данные в виде «разности» сейсмических съемок, приведенных в результате специальной сейсмической обработки к общим амплитудно-частотным характеристикам, достаточно объективно отражают реальную картину добычи жидкости (воды и нефти) в эксплуатационных скважинах по площади месторождения и, следовательно, могут служить источником дополнительной информации по контролю за разработкой.

С тех пор технологии стали совершеннее, в 2022 г. проведена новая 3D съемка на этом и соседних участках. По этим результатам был выполнен целый ряд процедур обработки и количественной интерпретации, включая различные виды сейсмической инверсии, в сопоставлении с первичной базовой съемкой 1998 г. Столь богатый сейсмический материал – три съемки за четверть века – это уникальная возможность исследовать информативность и чувствительность сейсмического метода к изменению параметров пласта в процессе добычи нефти. В данной работе представлены первые, весьма интересные, результаты.

Технологии цифровой обработки сейсморазведочных данных для эффективного планирования геологоразведочных работ

*В.С. Чибисов, К.М. Казаченко, Е.Н. Дуняшев
(АО «Дальморнефтегеофизика»)*

Эффективность планирования геологоразведочных работ (ГРР) зависит от информативности доступной геолого-геофизической (сейсмической) информации в пределах изучаемого участка недр. Очень часто имеющиеся данные требуют переобработки и переинтерпретации на современном технико-методическом уровне.

Новые подходы цифровой обработки и интерпретации сейсморазведочных данных (суша, транзит, море), разработанные специалистами АО «Дальморнефтегеофизика», позволяют более оптимально подойти к решению геологических задач и планированию ГРР: обоснованному выбору перспективных площадей для поисков залежей углеводородов, созданию «карт опасностей» на ранних стадиях ГРР для последующих инженерно-геологических изысканий и обоснования выбора площадок для самодъемных и полупогружных плавучих буровых установок, определению глубин заложения скважин и т.д. Результаты применения новых подходов обработки достигаются за счет восстановления волнового поля верхней и нижней («глубокие» горизонты) частей сейсмического разреза.

Применение процедур 3D при цифровой обработке сейсмических данных 2D по определенному алгоритму позволяет не только улучшить динамические свойства разреза за счет устранения влияния дифрагированных волн и волн-помех («боковые волны»), находящихся вне плоскости разреза 2D, но и получить сейсмический псевдо3D куб данных. В свою очередь это позволяет достичь существенного экономического эффекта при замене площадных 3D работ на более частую сеть 2D в районах со сложными географическими условиями и коротким полевым сезоном, где постановка сейсмических работ 3D затруднена или требует больших финансовых затрат.

Изучение сейсмоакустической эмиссии для повышения эффективности освоения УВ-месторождений на российском шельфе

*Л.И. Твердохлебов (ЦКР РОСНЕДР по УВС),
О.А. Кузнецов, И.А. Чиркин, С.В. Каляшин, С.Л. Арутюнов
(Государственный университет «Дубна»),
В.В. Дрягин (Институт геофизики УрО РАН),
А.А. Юров, Е.Г. Ризанов (ООО «Холдинг «Геосейс»),
А.Г. Пасынков (АО «Мессояханефтегаз»)*

Постановление Правительства РФ от 30.03.2021 № 484 и последующее распоряжение Правительства РФ от 15.04.2021 № 996-р о развитии Арктической зоны Российской Федерации на период до 2035 года определили возможность активной разработки нефтегазовых месторождений, расположенных на арктическом шельфе. В этой связи особенно актуальными становятся задачи по применению здесь инновационных отечественных технологий для существенного повышения эффективности освоения УВ-месторождений. К таким технологиям в первую очередь следует отнести использование сейсмоакустической эмиссии (САЭ) для томографии УВ-залежей и трещиноватости геологической среды – ключевой информации для постановки бурения и разработки месторождений.

САЭ – излучение микросейсмических и акустических волн, возникает в геологической среде постоянно и повсеместно за счет раскрытия и схлопывания открытых трещин в горных породах. САЭ в каждой «точке» геосреды является случайным процессом, стационарные характеристики которого (среднее значение, дисперсия и автокорреляция) определяются двумя основными параметрами среды – интенсивностью открытой трещиноватости и типом флюидонасыщения: газ, нефть, вода. Это позволяет по результатам длительного непрерывного мониторинга САЭ оценить неравномерную интенсивность трещиноватости и выделить нефте- и газонасыщенные объекты в геосреде, что существенно повышает эффективность площадных геологоразведочных работ на нефть и газ. Реализация подобных исследований возможна на основе технологии «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ).

Использование СЛОЭ в режиме непрерывного мониторинга на разрабатываемом месторождении позволяет получать текущую информацию о флюидо- и геодинамических изменениях для оперативной оптимизации режимов разработки месторождения.

Другой вариант использования САЭ при освоении УВ-месторождений связан с применением техногенных сейсмоакустических воздействия (САВ), когда в зависимости от типа флюидонасыщения значения статистических характеристик САЭ качественно меняются относительно периода до воздействия. Данные особенности процесса САЭ, которые кратковременно (минуты-часы) проявляются после САВ, можно успешно использовать для выделения нефтенасыщенных интервалов в разрезах скважин, а также для изучения неравномерного распределения

нефте содержания на площадях месторождений. Для изучения САЭ в скважинах создана и промышленно используется методика «Каротаж сейсмоакустической эмиссии» (КСАЭ), а на площадях месторождений – технология АНЧАР. Кроме того, возможна переобработка исходных («полевых») сейсмических материалов 3D по технологии «Сейсмический локатор нормального обзора» (СЛНО), чтобы получить микросейсмическую аномалию («яркое пятно») – признак наличия нефтяной залежи.

Следует отметить, что технологии СЛОЭ, АНЧАР, СЛНО и КСАЭ, созданные учеными и специалистами Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики профессора О.Л. Кузнецова, успешно используются в России и за рубежом. При этом эффективность применения технологий СЛОЭ и АНЧАР отмечена премией Правительства РФ.

В докладе приводятся примеры применения указанных технологий на месторождениях УВС, в том числе с ТРИЗ, а также данные 2-летнего непрерывного СЛОЭ-мониторинга при закачке газа на ПХГ, расположенного за Полярным кругом. Широкое применение представленных отечественных технологий изучения САЭ позволят не только значительно снизить капитальные затраты на освоение месторождений УВ на шельфе, но и повысить темпы и полноту отбора нефти и газа.

Ресурсы нефти и газа палеозойского комплекса шельфа западной Арктики

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

В работе рассматриваются перспективы увеличения нефтегазовых ресурсов Баренцева, Печорского и Карского морей. Исследования палеозойских отложений региона и последующие выводы базируются на основе новых знаний о геологическом строении глубокозалегающих горизонтов, результатах современных геолого-геофизических и геохимических данных морских работ, анализа предшествующих публикаций и опыта авторов.

Выполнена оценка состояния открытых запасов углеводородов, прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений западных арктических морей в широком стратиграфическом диапазоне.

Баренцевоморский шельф: установлено наличие на Адмиралтейском валу крупных верхнепалеозойских структур-ловушек – Пахтусовой и Адмиралтейской.

Печороморский шельф: к потенциально нефтеносным следует отнести отложения нижнего девона-силура на месторождениях Медыньское море, Приразломное, Мадачагское.

Карское море: уточненная по результатам стратиграфического бурения палеозойская модель осадочного чехла Северо-Карского бассейна подтверждает оптимистичный прогноз прошлых лет на этот участок арктического шельфа. Вскрытые сейсмогеологические комплексы имеют терригенный и карбонатный состав и представляют поисковый интерес на нефть и газ от отложений ордовика до среднего девона.

Палеозойский нефтегазовый комплекс регионально распространён в Баренцевом, Печорском и Карском морях на глубинах, доступных для бурения скважин и освоения месторождений нефти и газа. Первоочередными объектами геологоразведочных работ являются мелководные акватории Печорского моря и Байдарацкой губы. На втором этапе поисково-разведочные работы предлагается проводить в Баренцевом море и в Северо-Карском бассейне как технологически сложные и затратные.

Оценка влияния геологических неопределенностей с использованием подходов вероятностного моделирования на объем запасов газа и конденсата месторождений на шельфе острова Сахалин

*С.В. Зиновкин, Т.Ю. Лукина, Г.М. Гереш
(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 месторождений УВС являются высокоточные площадные геофизические методы интерпретации сейсмических данных. Дефицит скважинной геологической информации приводит к неопределенности и неоднозначности решаемых задач на этапах ГРП и проектирования разработки месторождения.

Авторы проанализировали геологическую информацию двух месторождений в Охотском море, расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин, которые изучены поисково-оценочным бурением – по одной скважине на каждом месторождении. По объему запасов они относятся к средним, по сложности геологического строения – к сложным. На месторождении 1 предполагается блоковое строение. Залежи месторождения 2 имеют тектоническое ограничение.

В настоящее время выполнены подсчеты запасов и планируется подготовка проектных технологических документов. Тем не менее, учитывая сложность геологического строения и выполненные объемы ГРП, сохраняются неопределенности по оценке ресурсного потенциала месторождений.

Для эффективного планирования дальнейшего освоения месторождений необходимо получение как наиболее вероятных (базовых), так и консервативных (пессимистических) оценок запасов УВС. Поэтому авторами предлагается для месторождения 1 учесть риски наличия нефтяной оторочки, для месторождения 2 принять концепцию геологического строения из двух залежей.

Вариативная оценка начальных геологических запасов выполнена методом статистических испытаний Монте-Карло. При оценке запасов моделировались величины общего и эффективного объема пород, положение межфлюидных контактов, коэффициенты пористости и газонасыщенности.

По результатам моделирования получены оценки распределения и статистические характеристики случайной величины суммарных начальных геологических запасов газа и конденсата, выполнен анализ чувствительности варьируемых параметров.

Для повышения надежности в решении вопросов морского обустройства полученные оценки будут использованы при формировании вариантов разработки и сценариев комплексного освоения месторождений Киринского перспективного участка.

Проектирование и авторское сопровождение разработки месторождений углеводородов – специфика освоения шельфа

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

Проектирование разработки месторождений углеводородов все ближе примыкает к бизнес-процессам добычи углеводородного сырья.

В создаваемых документах системы стандартизации ПАО «Газпром» по вопросам проектирования и авторского сопровождения разработки месторождений углеводородов учтены современные подходы к последовательности действий при лицензировании, геологическом изучении и освоении месторождений, выделен состав участников проектирования и схема их взаимодействия на разных этапах. На каждом этапе сформулированы цель и задачи, подлежащие решению, очерчен круг результатов и организация их рассмотрения, экспертизы, согласования и утверждения. В процессе авторского сопровождения детализированы обязательные виды работ, включая подготовку рекомендаций по возможности наращивания добычи газа в пиковые периоды.

Опыт освоения месторождений суши показал, что не все традиционные приемы реализуемы в условиях шельфа Российской Федерации.

Проектирование разработки морского месторождения углеводородного сырья начинается с определения концептуальной схемы его освоения. Рассматривают варианты обустройства с использованием систем подводной добычи и наличием (отсутствием) берегового технологического комплекса, использованием различных типов морских промысловых сооружений (искусственные острова, стационарные и плавучие платформы).

Специфику сезонного проведения работ для замерзающих морей учитывают при формировании программы разбуривания, выборе технологического оборудования объектов морского месторождения, организации системы контроля разработки месторождения.

Важной особенностью является оперативное взаимодействие автора проекта и оператора освоения морского месторождения в процессе геологического сопровождения строительства первых добывающих скважин.

Проблемы обоснования эффективного прогноза и поисков крупных нефтяных скоплений на российском арктическом шельфе

В.Л. Шустер
(ИПНГ РАН)

Арктический шельф России характеризуется сложными природно-климатическими, экологическими, технологическими, транспортными условиями, отсутствием развитой инфраструктуры и повышенными рисками для персонала при проведении геологоразведочных работ в морских ледовых акваториях.

В этих условиях резко возрастает, по отношению к традиционным регионам на суше, стоимость проведения поисково-разведочных работ и освоения нефтегазовых ресурсов на открытых месторождениях.

Только освоение крупных по запасам скоплений углеводородов может оказаться рентабельным в сложных условиях арктического шельфа.

Для эффективного прогноза и последующих поисков нефтегазовых скоплений на арктическом шельфе необходимо дать оценку следующим основополагающим геологическим факторам, характеризующим конкретный участок (сектор) акватории:

- нефтегазогенерационный потенциал нефтегазоносной провинции, к которой «примыкает» (а геологически входит) данная акватория;
- наличие в разрезе исследуемого объекта (акватории) нефтегазоматеринских пород необходимого объема и качества, необходимых для формирования крупных скоплений УВ;
- наличие в разрезе толщ пород-коллекторов и количественная оценка их фильтрационно-емкостных свойств;
- наличие надежного флюидоупора (его оценка по толщине и составу пород), перекрывающего потенциальную залежь нефти и газа;
- наличие ловушек значительной площади и объема;
- благоприятные условия для генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежи УВ;
- синхронность и масштабность всех процессов.

Далее следует предложить методические решения и виды исследований, необходимые при проведении поисково-разведочных работ и освоении нефтегазовых ресурсов, а также оценить геологические и экономические риски при проведении геологоразведочных работ на арктическом шельфе России.

К вопросу о перспективности на нефть и газ юго-западной части Карского моря

**С.А. Пунанова
(ИПНГ РАН)**

Анализ существующей нефтегазоносности окружающих территорий, имеющиеся на данный момент фактические данные свидетельствуют о возможно высокой перспективности юго-западной части Карского моря. Нефти и конденсаты севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, связанные с различными нефтегазоносными комплексами, генерированы на разных стадиях катагенеза в различных литофациальных обстановках, характеризуются различной генерационной способностью и определенным фазовым состоянием. Общее выклинивание мезо-кайнозойских, а, возможно, и палеозойских отложений и уменьшение толщин осадочного выполнения в юго-западной части Карского моря и в связи с этим тенденция к снижению палеотемператур и стадийности катагенеза привели к иным границам глубин обнаружения УВ скоплений относительно месторождений северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Рассмотрены перспективность и возможная генерационная активность доюрского, юрского и мелового нефтегазоносных комплексов юго-западной части Карского моря.

Предстоит дополнительно увеличить объем разведочного бурения для получения первичных данных для создания модели онтогенетических закономерностей нефтегазообразования, характеризующей процессы миграции, аккумуляции, катагенеза органического вещества и соответственно масштабов генерации, способных привести к открытию крупных скоплений углеводородного топлива на изучаемой территории. Уже сейчас необходимо рассматривать новые перспективные направления поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на шельфе российских морей, разрабатывать и рекомендовать научно-методические решения и виды исследований.

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Применение сорбентов в геохимических поисковых методах

*Р.Ф. Булгаков, Л.М. Богомолов
(Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН)*

Поиски новых месторождений на акваториях, особенно на арктических – это новые вызовы в условиях современных беспрецедентных санкций. Буровые работы на шельфе, еще и осложненные тяжелыми ледовыми условиями, практически на порядок превышают по стоимости аналогичные поисково-разведочные работы на суше. Это обуславливает внедрение инновационных, импортозамещающих поисковых технологий, способствующих сокращению количества поисковых скважин при увеличении успешности поисков.

Перспективным феноменом, успешно применяемым в мировой практике поисковых работ, является эмпирически открытое явление – микропросачивание. Микропросачивание в силу своих свойств – всплытие молекул углеводородов до C_{20} вместе с микрокаплями воды и газов вертикально вверх над залежью сквозь изолирующую ловушку покрышки до дневной поверхности, и таким образом оконтуривая залежь потоком повышенной концентрации с характерными для данной залежи компонентами – сигнатурой.

Уверенное обнаружение потока классическими методами геохимической съемки представляет собой проблему. Донные грунты, которые анализируются для выявления геохимических аномалий, из-за различия сорбционных свойств в силу варьирования минерального состава, окислительно-восстановительных, микробиологических и др. свойств вносят серьезные корректировки в состав сигнатуры, затрудняя выделение контура геохимической аномалии.

Имеется положительный опыт выявления геохимических аномалий методами электроразведки с вызванной поляризацией. К недостаткам метода следует отнести сложности интерпретации.

Более перспективным способом обнаружения аномалии потока микропросачиваний являются методы с применением сорбирующих материалов. За рубежом хорошо известен метод GORE-AGI. В России также имеется опыт применения этого метода, но сейчас, в силу санкционных ограничений, это делать затруднительно.

В Институте морской геологии и геофизики ведутся экспериментальные работы по применению сорбирующих материалов для обнаружения и картирования аномальных потоков микропросачиваний.

Опыт выполнения работ по заканчиванию эксплуатационных газоконденсатных скважин Южно-Киринского месторождения

*А.В. Потапов
(филиал ООО «Газпром инвест» «Шельф»)*

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 производится спуск и монтаж подводной фонтанной арматуры, бурение интервала в продуктивном горизонте с последующим спуском компоновок нижнего и верхнего заканчиваний, освоением и временной приостановкой скважины.

Одним из ключевых и трудоемких этапов при строительстве 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 работоспособности технологического процесса необходимо предъявлять особые требования.

В 2022 г. на Южно-Киринском месторождении приступили к выполнению работ по второму буровому сезону с закачиванием эксплуатационных скважин. При производстве работ зафиксированы проблемные вопросы, приведшие к значительному увеличению сроков строительства скважин. В результате были выработаны корректирующие мероприятия, включающие усиление контроля за хранением и подготовкой оборудования, изменение и оптимизацию технологии проведения работ, модернизацию и/или замену сервисного инструмента и элементов заканчивания скважины.

Разработанные мероприятия были внедрены при строительстве скважин в буровом сезоне 2023 г. Однако при производстве работ были получены иные виды осложнений технологического процесса, которые потребовали разработки дополнительных корректирующих мероприятий, которые были частично учтены в буровом сезоне 2023 г. Апробация полного комплекса планируется в 2024 г.

Технология оперативного контроля зонирования закачек в скважине и ее целостности с использованием устьевых датчиков давления

Д.В. Бадажков
(ООО «Смарт Алгоритмс»)

В процессе проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в сложных геологических условиях необходимо получать информацию о фактическом интервале стимуляции в реальном времени и оперативно принимать решение в случае отклонения от плана работ, выявления неопределенностей. Измерения устьевого давления с частотой регистрации 1 Гц – один из хорошо известных и зарекомендовавших себя методов контроля проведения ГРП. Однако значительно расширить информативность анализа устьевого давления можно посредством увеличения частоты его регистрации до 3 кГц, что позволяет проводить спектральный анализ колебаний давления в закачиваемой жидкости ГРП, который в свою очередь в совокупности с математической моделью распространения акустического сигнала в анализируемой скважине дает возможность определять интервалы развития трещин, негерметичность и контроль целостности эксплуатационной колонны или пакеров-отсекателей, посадку шара, а также имеет ряд других возможностей. Дальнейшее естественное расширение использования предлагаемого метода направлено на определение интервалов закачек (зонирование закачек) в нагнетательных скважинах в системах поддержки пластового давления, что позволяет, используя только поверхностные данные, проводить расчет зон закачек.

В настоящей работе отражены практические результаты применения технологии (технология КЕПЛЕР™), разработанной на основе предложенных выше подходов. Данная технология обладает рядом преимуществ, основное из которых – это анализ данных в реальном времени и отсутствие необходимости в спуске дополнительного оборудования в скважину с целью, например, определения интервала негерметичности или уточнения интервала приемистости жидкости в пласт, а также значительного уменьшения затрат по сравнению забойными системами мониторинга (например, спускаемые волоконно-оптические датчики для распределенной термометрии).

В заключение следует отметить, что мониторинг и анализ данных как в реальном времени, так и по окончании работ на основе используемого аппаратно-программного комплекса на скважинах с различной компоновкой заканчивания показал успешную применимость и может тиражироваться. Данная технология является полностью российской разработкой и успешно решает задачи импортозамещения, а также отличается от аналогичных методов более широким спектром регистрируемых частот и методиками анализа, позволяющими минимизировать неопределенности в процессе выполнения МГРП.

Влияние субмаринной криолитозоны и мелкозалегающего газа на проектные решения по освоению морских газоконденсатных месторождений на шельфе арктических морей

А.Д. Дзюбло (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН), В.Е. Перекрестов (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Газпром газобезопасность»)

Шельфу арктических и субарктических морей присуще наличие ряда геологических опасностей различного генезиса, расположенных в верхней части разреза, в том числе в пределах площадей разведанных, разрабатываемых месторождений нефти и газа и перспективных на углеводороды структур.

В работе обсуждаются геологические опасности на приамальском шельфе, Обской, Тазовской и Байдарацкой губах Карского моря, связанные с газонасыщенными донными грунтами, тающими мерзлыми породами и локальными газовыми залежами, приуроченными к ним. Вышеуказанные факторы должны учитываться как на стадии поисково-разведочных работ, так и при обустройстве и разработке месторождений.

Представлены основные методы обнаружения и изучения мелкозалегающего газа и проведен анализ аварийных ситуаций, связанных со вскрытием залежей газа в верхней части разреза шельфа Арктики.

На примере месторождений шельфа о. Сахалин в Охотском море показано влияние мелкозалегающего газа на проектные решения по выбору конструкций и профилей скважин, а также выбор точек их заложения на морском дне.

В настоящее время проектирование разработки морских месторождений углеводородов осуществляется экспертно с учетом большого многообразия взаимовлияющих факторов. Для повышения уровня обоснованности проектных решений необходимо создание российских программных комплексов и методики автоматизированного проектирования системы разработки морских нефтегазовых месторождений с учетом условий Арктики.

КРУГЛЫЙ СТОЛ 2 ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА. УПРАВЛЕНИЕ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКОЙ

**Проведение ледовых наблюдений в акватории
Обской губы с целью эффективной организации
транспортно-логистического обеспечения объектов
обустройства морских месторождений**

*Н.Н. Петренко, Н.М. Ананьев
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)*

Освоение и разработка шельфовых месторождений в российской Арктике, а также транспорт минеральных ресурсов и продукции из северных регионов России по Северному морскому пути представляют собой важнейшую задачу для устойчивого экономического и социального развития не только арктических регионов, но и страны в целом. Обская губа с ее колоссальными разведанными запасами углеводородов давно стала центром развития российской газовой и нефтяной промышленности в Арктическом регионе. Уникальные сложные климатические условия региона, географическая удаленность от сформировавшихся логистических центров, слабо развитая транспортная сеть требуют привлечения ответственных высококвалифицированных профессионалов, современного флота и транспортных средств, прикладной нормативно-правовой базы. Однако, несмотря на имеющиеся объективные сложности, накопленный опыт, современные технологии и жизненная потребность вселяют оптимизм и стимулируют к дальнейшему развитию.

В докладе представлен обобщенный анализ по ледовым исследованиям в Обской губе, рассмотрены результаты ледовых наблюдений, выполненных специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» за период 2022–2024 гг. Инженерная ценность ледовых наблюдений заключается в оценке преобладающих условий для построения бесперебойной транспортно-логистической системы, выявлении потенциальных рисков и граничных условий безопасной эксплуатации транспортных средств в зимних условиях. Описана концепция транспортно-логистического обеспечения морских нефтегазовых объектов в условиях Обской губы. Представлены вызовы и задачи, которые стоят при освоении месторождений углеводородов. Обозначены отдельные риск-факторы, имеющие отношение к обеспечению морских объектов в ледовый период, даны предложения по их компенсации. Рассмотрены перспективы дальнейших исследований.

Моделирование формирования навалов льда на шельфовые сооружения

А.В. Марченко
(ФБГУ «ГОИН»)

Подвижки плавающего льда относительно стационарных шельфовых сооружений приводят к разрушению льда и нагромождению его обломков на стенки сооружений. Практический интерес представляет расчет размеров навала и нагрузок льда на сооружение. Моделирование этого явления основано на уравнениях баланса массы и энергии льда в навале, предположениях о плотности заполнения навала льдом, углах ската битого льда в навале и сценариях образования навала льда около препятствий различной формы. При надвигании ровного льда на сооружение часть битого льда накапливается вблизи стенок сооружения выше и ниже уровня воды. Другая часть битого льда обрушается на ровный лед и уходит из области взаимодействия сбоку от сооружения вместе с надвигающимся ровным льдом. При большой глубине воды предполагается гидростатическое равновесие паруса и кия навала. В случае малой глубины объем битого льда, вытесненного в воду, ограничен глубиной воды. Объем льда в парусе и киле навала рассчитывается из уравнения баланса массы в зависимости от времени и скорости надвигающегося на сооружение льда.

Динамическая нагрузка льда на сооружение при образовании навала льда рассчитывается из закона сохранения энергии. Предполагается, что энергия внешних сил, вызывающих движение льда, затрачивается на трение между обломками льда и увеличение потенциальной энергии навала. Потенциальная энергия навала рассчитывается по его форме и размерам. Основные энергетические затраты обычно связаны с трением. Затраты на трение зависят от сценария образования навала, определяющегося траекториями движения обломков битого льда при образовании навала. Представление о движении обломков льда в навале формируется с помощью экспериментальных исследований и численного моделирования методом дискретных частиц. Для оценки максимальной нагрузки предполагается, что обломки льда продавливаются до стенки посередине навала. Для оценки минимальной нагрузки предполагается, что обломки льда движутся по поверхности кия или паруса навала. В последнем случае возможна перестройка сценария равномерного роста навала по горизонтали и вертикали в сценарий чисто горизонтального роста навала с сохранением его вертикального размера. Расчеты проводились для платформ «Моликпак» и «Приразломная».

Георадар ЛОЗА – эффективный инструмент для измерения морфометрических характеристик ровных и деформированных морских ледяных образований

*С.В. Писарев (Институт океанологии имени П.П. Ширшова РАН),
А.И. Беркут (ООО «Компания ВНИИСМИ»),
П.А. Морозов, Ф.П. Морозов (Институт земного магнетизма,
ионосферы и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова РАН)*

Толщина и горизонтальные размеры ледяных образований (ЛО) измеряются в интересах как фундаментальных, так и прикладных исследований. Для ЛО, состоящих из деформированного льда (торосы, наслоенный лед и др.), обоснованно считается важным оценивать также размеры ледяных блоков и пустот между ними. Бурение (механическое и термическое) с рекомендованным шагом по горизонтали является наиболее распространенным способом измерения толщины ЛО, а также определения наличия пустот и их размеров. Широко практикуемое применение, особенно зарубежными исследователями, канадского электромагнитного измерителя толщины льда EM31 Ice позволяет получать подробные, в сравнении с бурением, значения толщины льда вдоль трасс перемещения измерителя, но не позволяет оценивать размеры пустот и блоков. Кроме того, EM31 в принципе не способен измерять ЛО толщиной более 6 м.

В 2016 и 2019 гг. для более чем 40 ЛО, главным образом, деформированного морского льда, морфометрические характеристики определялись одновременно комплексом распространенных инструментов (механические буры, тахеометр, лазерный сканер) по рекомендованным методикам и георадаром ЛОЗА вместе с простым беспилотным летательным аппаратом по новому методу авторов доклада. Результаты применения нового метода показали его преимущества в скорости выполнения измерений, в большей безопасности работ на ЛО, в более высоком разрешении при создании 3D модели ЛО, в оценке размеров пустот ЛО с большей объективностью.

Георадар ЛОЗА оснащен передатчиком с импульсной мощностью 1 МВт. Это в среднем в 10 000 раз больше, чем у всех других существующих георадаров сравнимых габаритов. Именно уникально большой энергетический потенциал георадара ЛОЗА позволил успешно решить задачу зондирования морского льда для определения его толщины и оценки наслоений и пустот, несмотря на сильное затухание радиолокационного сигнала при прохождении соленых льдов.

Планирование состава флота для круглогодичных транспортных операций с учетом ледовых условий плавания в замерзающих морях

*Н.А. Крупина, Е.И. Макаров, Т.А. Алексеева,
А.В. Чернов, Е.У. Миронов
(ФГБУ «ААНИИ»)*

Организовать эффективную и безопасную эксплуатацию транспортной системы невозможно без обоснованного выбора флота, обеспечивающего как транспортировку грузов, так и портовые операции. При проектировании транспортной системы в замерзающих морях, решая задачу определения состава транспортного и портового флота, недостаточно учесть только объемы грузопотока. Необходимо принимать во внимание условия ледовой навигации, включая ее продолжительность, трудность плавания, протяженность пути во льдах и т.д., а также изменчивость этих характеристик.

В ФГБУ «ААНИИ» накоплена огромная база данных по ледовым и гидрометеорологическим многолетним наблюдениям в арктических и дальневосточных морях, включающая ледовые карты, спутниковые снимки, данные судовых ледовых наблюдений, метео-и гидрологические наблюдения. Комплексный анализ этой информации позволяет выбрать оптимальные варианты плавания судов, типизировать ледовые условия по уровню трудности плавания. Разработанная в институте математическая модель движения судов на выбранных трассах плавания дает возможность обосновать характеристики (ледовый класс, размерения, ледопроечность, мощность ЭУ) и требуемое количество судов, способных обеспечить заданный грузопоток, а также рассчитать скорости движения судов в различных типах ледовых условий и оценить необходимость ледокольного сопровождения.

Описанная выше методика планирования состава флота была использована институтом в нескольких коммерческих проектах по организации морских транспортных систем в замерзающих морях, в частности, применительно к порту Эльга в Охотском море.

Комплексный анализ гидрометеорологических условий и его преимущества на примерах реализации шельфовых проектов в Арктике и на Дальнем Востоке

*Ю.П. Гудошников, А.К. Наумов, Е.А. Скутина, О.М. Андреев,
Р.А. Виноградов, К.Г. Смирнов, И.В. Бузин,
А.А. Скутин, Н.В. Кубышкин
(ФГБУ «ААНИИ»)*

Комплексный анализ гидрометеорологических условий для целей освоения шельфа российской Арктики и Дальнего Востока в настоящее время является наиболее результативным подходом, позволяющим сохранить преемственность массивов данных, методик обработки и анализа и получить наиболее полную информацию о природных условиях района освоения.

Являясь с 1920 г. специализированным научно-исследовательским институтом для изучения полярных районов Земли, ФГБУ «ААНИИ» в период после 1991 г. активно участвует во всех основных проектах освоения российского шельфа, выполняя работы практически на всех его лицензионных участках.

Благодаря наличию опытных специалистов и приборного парка институт осуществляет полный цикл работ: сбор гидрометеорологической информации (архивы данных, внешние источники, экспедиционные исследования), проводит обработку и анализ собранной информации, моделирование (математическое и физическое) различных природных процессов, оценку параметров гидрометеорологического режима и их воздействия на проектируемые объекты (включая расчеты ледовых нагрузок).

Полученные специалистами ФГБУ «ААНИИ» материалы становятся основой для проектирования портовых сооружений, судов, морских добычных комплексов. Из завершенных по полному комплексу таких проектов можно отметить Приразломное нефтяное месторождение и морской порт Сабетта, терминалы «Варандей» и «Ворота Арктики». Из строящихся в настоящее время – терминалы «Утренний» и «Чайка», комплекс в бухте Север и порт Эльга на Дальнем Востоке.

В связи с наблюдаемой в последние годы тенденцией хозяйственного освоения прибрежных районов Арктики и Дальнего Востока отмечается увеличение числа работ, связанных с проектированием / строительством объектов портовой / береговой инфраструктуры (терминалы, порты, различные ледозащитные сооружения). При этом в дополнение к регламентированным нормативными документами задачам гидрометеорологических изысканий востребованными становятся разработка рекомендаций для оптимизации проектных решений с учетом гидрометеорологических особенностей конкретного района (с целью снижения негативного воздействия гидрометеорологических факторов, в частности, ледовых нагрузок) для морских инфраструктурных объектов.

Возникают новые задачи, связанные с определением сценариев воздействия ледяного покрова и других гидрометеорологических факторов на

гидротехнические сооружения. Новым и перспективным направлением является моделирование работы отдельных элементов транспортной инфраструктуры (портовых акваторий и судоходных каналов в зимних условиях, подбор ледокольного флота), включая ее внешние логистические связи, а также имитационное моделирование работы порта (в частности режимы функционирования нефтеналивного терминалов, загруженности причалов, простоев по погоде и т.п.).

Как показывает опыт взаимодействия ФГБУ «ААНИИ» с крупными нефтегазовыми компаниями и проектировщиками, все перечисленные работы, выполняемые в комплексе одной организацией, позволяют снизить время и стоимость выполнения таких работ и значительно повысить качество предоставляемой заказчику информационной продукции.

Сопоставление данных различных реанализов с измерениями скорости ветра на гидрометеорологических станциях в Баренцевом море

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

Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и дальневосточных морей предполагает сбор и анализ сведений о природно-климатических условиях в районах потенциального размещения объектов обустройства. В частности, на основе долговременных рядов наблюдений должны быть получены сведения о режимных (оперативных и экстремальных) характеристиках параметров природной среды в данных районах. По причине удаленности шельфовых месторождений от действующих береговых гидрометеорологических станций (ГМС) в большинстве случаев для получения требующихся долговременных рядов используются данные реанализов (атмосферного, морского, волнового, ледового).

Среди атмосферных реанализов, данные которых могут быть получены в режиме свободного доступа и охватывают акватории арктических и дальневосточных морей, следует выделить актуальные глобальные реанализы NCEP-NCAR и ERA5, региональный реанализ CARRA, а также региональный реанализ, выполненный относительно недавно в МГУ имени М.В. Ломоносова.

В докладе представлено описание данных, входящих в состав указанных реанализов (охватываемый период времени, пространственное разрешение, дискретность по времени и др.). Выполнено сопоставление реанализов между собой, а также с измерениями скорости ветра на нескольких береговых ГМС в Баренцевом море.

В результате сформулированы основные достоинства и недостатки каждого из атмосферных реанализов, а также даны рекомендации по их использованию для получения долговременных рядов значений скорости ветра для различных точек в Баренцевом море.

Оперативное гидрометеорологическое сопровождение работ АО «Газпром шельфпроект» на Дальнем Востоке

*У.В. Прохорова, П.Г. Воротилова, А.С. Кессель,
Д.В. Ефремова, И.А. Охлопков, Р.Ю. Игнатов,
А.В. Буйный, К.П. Ярков, Д.Г. Илюшин, Н.В. Сандалюк,
А.В. Фролова, Н.Р. Ишкильдина, Н.А. Сухих
(ООО «Центр морских исследований
МГУ имени М.В. Ломоносова»),
Н.В. Першин (ПАО «Газпром»)*

Оперативное гидрометеорологическое обеспечение работ АО «Газпром шельфпроект» силами ООО «ЦМИ МГУ» началось в ноябре 2023 г. с сопровождения буксировки полупогружной плавучей буровой установки в сложных условиях осенних штормов на шельфе о. Сахалин. Гидрометеорологическое обеспечение заключается в оперативном предоставлении прогнозов погоды и ветрового волнения в определенных точках акватории (точки постановки морских платформ или вдоль маршрута буксировки). Дискретность выдаваемого прогноза – 1 час, глубина – 72–120 часов. Прогноз может быть дополнен информацией о скоростях и направлениях течений, уровне моря, характеристиках ледовых условий. Существующая система гидрометеорологических прогнозов ЦМИ МГУ была адаптирована под формат выдачи прогнозов и полностью автоматизирована. Описание синоптической ситуации в районе интереса, а также контроль за работой системы и выдачей предупреждений производится специалистами-гидрометеорологами. В эксплуатацию введены три численные гидродинамические модели – WRF (прогнозы погоды), Delft 3D (прогнозы течений и уровня моря), Wave Watch III (прогнозы ветрового волнения). Реализованы автоматизированные блоки загрузки данных глобальных прогнозов GFS и Copernicus, пред- и постобработки данных моделей, формирование прогнозных бюллетеней в форматах, которые могут быть оперативно изменены в зависимости от запроса. Производится постоянный мониторинг и логгирование работы системы для сбора информации о возможных сбоях в работе. Также работает блок автоматизированной отправки собранных прогнозных бюллетеней через электронную почту, возможна оперативная рассылка через мессенджеры. Результаты моделирования и предоставленные прогнозы регулярно сравниваются с натурными данными, полученными в ходе выполнения работ АО «Газпром шельфпроект», а также с данными гидрометеорологических станций Росгидромета и спутниковыми данными. Средняя оправдываемость прогноза волнения составила 93 %, метеопараметров – 84 %.

Влияние усвоения температуры поверхности моря и сплоченности ледового покрова на воспроизведение термогидродинамических характеристик Западно-Арктических морей России

*В.В. Фомин (ФГБУ «ГОИН», ГМЦ, ИВМ РАН),
И.И. Панасенкова (ФГБУ «ГОИН», ГМЦ),
Н.А. Дианский (ФГБУ «ГОИН»,
МГУ имени М.В. Ломоносова, ИВМ РАН)*

В работе рассматривается применение алгоритмов усвоения спутниковых данных по температуре поверхности моря (ТПМ) и сплоченности ледового поля в задаче расчета термогидродинамических характеристик Западно-Арктических морей России. В качестве алгоритма усвоения используется метод ансамблевой оптимальной интерполяции, усвоение осуществляется в модели INMOM (Institute of Numerical Mathematics Ocean Model), реализованной для западно-арктических морей России (Белое, Баренцево, Печорское и Карское моря) с пространственным разрешением 2,5–2,7 км. Целью исследования является разработка и усовершенствование алгоритмов усвоения, направленных на повышение точности результатов расчетов.

Проведенные расчеты с усвоением показали, что среднеквадратичное отклонение между спутниковыми данными наблюдений и результатами расчетов для ТПМ и сплоченности ледового поля уменьшается на 60–80 %, что позволяет говорить об эффективности и необходимости включения усвоения для более точного воспроизведения термогидродинамических характеристик. При этом качество усваиваемых данных также влияет на точность воспроизведения гидрологических и ледовых характеристик. Наименьшая ошибка в ТПМ наблюдается в открытой части моря, а максимальная – в прибрежных мелководных областях, а также в Карском море, включая Обскую губу и Енисейский залив, где качество усваиваемых данных низкое. В свою очередь наибольшее улучшение точности расчетов сплоченности льда наблюдается в прикромочной зоне.

Современные тенденции потепления в регионе Баренцева и Карского морей

*Т.К. Карандашева, Б.В. Иванов, А.Ф. Ревина, И.К. Ильюшенкова
(ФГБУ «АНИИ»)*

Целью исследования является оценка современных трендов приземной температуры воздуха (ПТВ) в Баренцевом и Карском морях для периода 1991–2020 гг. (новая норма ВМО). Материалами исследования послужили наблюдения на 31-й метеорологической станции (МС), наиболее обеспеченной данными регулярных инструментальных наблюдений. Для всех 31-й МС сформированы временные ряды среднемесячных и среднегодовых значений ПТВ.

Для всех МС проведена оценка временных тенденций рядов ПТВ для календарных месяцев и года в целом. Рассчитаны параметры уравнений линейной регрессии, оценена статистическая значимость выявленных линейных трендов.

Для всего исследуемого региона линейные тренды среднегодовых значений ПТВ статистически значимы на уровне $p < 0,01$ и положительны. Рост скоростей потепления в исследуемом регионе происходит в направлении с юго-запада на северо-восток. Наибольшая скорость потепления (> 2 °С/10 лет) отмечается в северных районах Баренцева и Карского морей, наименьшая ($< 0,75$ °С/10 лет) – в юго-западной незамерзающей части Баренцева моря.

Годовые линейные тренды определяются тенденциями в холодное время года (октябрь – февраль). В эти месяцы поле скоростей потепления имеет четко выраженный «рельеф» с повышением в направлении с юго-запада на северо-восток. В теплое время года (май – август) поле скоростей потепления однородно, значения скоростей не превышают 1 °С/10 лет. В переходные периоды (март – апрель, сентябрь) наблюдается перестройка поля скоростей потепления от ярко выраженного «рельефа» поля скоростей потепления к однородному полю и обратно.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 24-27-00112 «Современные изменения арктического климата и экстремальные колебания погоды в западном секторе Северного морского пути».

Многолетние изменения ледовитости в Карском море в условиях современных изменений климата

*Б.В. Иванов, Т.К. Карандашева, А.Ф. Ревина, И.К. Ильющенко
(ФГБУ «АНИИ»)*

Актуальность исследований определяется высокими ресурсными возможностями отдельных районов арктического региона и в первую очередь Карского моря, где начинается основной транспортный коридор Северного Морского пути (СМП), и именно здесь осуществляется поиск и разработка месторождений углеводородного сырья.

Однако морские транспортные операции на трассах СМП в значительной степени определяются (регулируются) существующими в различные сезоны года ледовыми условиями. Последние в зависимости от сезона года могут быть как благоприятными, так и затрудняющими транспортные, разведывательные, добывающие и прочие мероприятия в указанном районе. В первую очередь это ледовые массивы, препятствующие передвижению по трассам СМП в летний период, и полыньи, наоборот, благоприятствующие транспортным операциям зимой.

В последние десятилетия в Арктике наблюдаются значительные климатические изменения, которые в научной литературе получили название «арктическое усиление». Это проявляется в том, что потепление климата здесь протекает в 2-3 раза быстрее, чем в умеренных широтах, что серьезным образом сказывается на ледовых условиях в различные сезоны года.

Целью настоящего исследования является оценка изменений ледовых условий в отдельных районах Карского моря в различные сезоны года, обусловленные процессами, протекающими в атмосфере и океане на фоне современных изменений арктического климата. Полученные результаты могут способствовать уточнению стратегии освоения существующих месторождений и, возможно, поиска новых.

Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ № 24-27-00112 «Современные изменения арктического климата и экстремальные колебания погоды в западном секторе Северного морского пути».

Проектный (квантильный) торос – подспорье или помеха при расчете ледовых нагрузок?

*В.В. Харитонов (ФГБУ «АНИИ»),
Р.И. Май (Крыловский государственный научный центр)*

В практике обеспечения проектной надежности морских ледостойких гидротехнических сооружений при воздействии циклических ледовых нагрузок используются в основном плотности распределения вероятности физико-механических характеристик и кинематических параметров торосистых образований. При этом взаимная связь всех характеристик тороса теряется.

Линия, соединяющая точки профиля поперечного сечения тороса, образует замкнутую полигональную структуру. В данной работе предлагается использовать рекуррентный метод расчета вероятностей пересечений полигонов тороса для расчета вероятностных характеристик ледяных образований. Для сопоставления торосов различных морфометрических характеристик полигоны профиля торосов выравниваются по линии уровня моря. По горизонтали торосы выравниваются по точке пересечения ватерлинии и линии, соединяющей барицентры киля и паруса тороса. Чтобы максимальный парус всегда находился с одной стороны по отношению к максимальному килю, профили при необходимости разворачиваются.

Отдельные изолинии вероятности пересечения профилей торосов можно интерпретировать как квантильные торосы заданной обеспеченности. Для практических инженерных задач целесообразно брать изолинии вероятности пресечений со значениями 0,95 и 0,9, которые будут ограничивать 95 и 90 % всех вершин измеренных профилей торосов, соответственно. Изолинии вероятности будут профилями квантильного или проектного тороса.

Полученные вероятностные полигоны никогда в точности не совпадут ни с одним из реальных профилей поперечного сечения тороса. Полезно подобрать аналог полигону вероятности поперечного сечения тороса из массива реальных построенных профилей. Поэтому из всех наблюдаемых полигонов по методу наименьших квадратов выбирается полигон, наиболее близко совпадающий с «вероятностным» полигоном. В этом случае замена квантильного тороса его реальным аналогом позволяет рассматривать характеристики реального тороса в качестве базовых при расчетах ледовых нагрузок. Если в качестве полигонов взять область, ограниченную верхней и нижней границами консолидированного слоя тороса, то можно получить проектный (квантильный) консолидированный слой ледяного образования.

О взаимосвязности значений экстремальных характеристик гидрометеорологических элементов при разбиении данных на блоки

Д.А. Онищенко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для проектирования морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС) требуется знание расчетных значений нагрузок, порождаемых воздействием факторов природной среды, включая ветер, волнение, течения. Исходными данными для определения нагрузок являются значения так называемых экстремальных характеристик рассматриваемых гидрометеорологических элементов (ГМЭ), например, скорость ветра или высота волны (заданной обеспеченности), которые определяются для того или иного периода повторяемости T . Обозначим их $Q(T)$. Указанные ГМЭ при этом характеризуются и направлением, поэтому традиционно в целях проектирования используются значения $Q(T)$, полученные как без учета направлений, так и с учетом – $q_i(T)$, $i = 1, \dots, K$. Кроме того, может быть востребованной и информация об экстремальных характеристиках, относящихся к отдельным месяцам или сезонам.

Значения $Q(T)$ и $q_i(T)$ обычно определяются путем статистического оценивания рядов данных, полученных в результате наблюдений или ре-анализа. Известно, что применение стандартных процедур статистической обработки к данным, относящимся к отдельному направлению или месяцу (далее – блоку), не всегда согласуются с оценками без учета деления на блоки, например, при некотором j может оказаться, что $q_j(T) > Q(T)$, что с теоретической точки зрения некорректно.

Проведенное в работе исследование показало, что помимо указанного недопустимого неравенства существует и целый ряд других ограничений, которые связывают величины Q и q при разных значениях T , например, существуют теоретические ограничения на взаимное расположение величин $Q(100)$, $Q(50)$, $Q(25)$ и $q_j(100)$, $q_j(50)$. Принимая во внимание найденные ограничения, был выполнен анализ данных по экстремальным характеристикам ветра в Баренцевом море, приведенным в документе РМРС НД № 2-029901-010 (2013 г.). Обнаружено несколько ситуаций, где указанные ограничения нарушаются. Отметим, что нарушение найденных теоретических ограничений не обязательно свидетельствует об ошибочности рассчитанных экстремальных характеристик – это может быть признаком избыточной консервативности (в запас по надежности) соответствующих значений.

КРУГЛЫЙ СТОЛ 3

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

Особенности нормативной базы Российского морского регистра судоходства для объектов обустройства месторождений на шельфе морей

М.В. Ульченко
(ФАУ «Российский морской регистр судоходства»)

Освоение морских (шельфовых) месторождений является комплексным процессом, обобщающим в единую систему множество инженерно-технических решений, направленных на реализацию целого ряда мероприятий – от разведочного бурения и создания морской добывающей инфраструктуры до хранения, отгрузки и транспортировки сырья потребителям. Каждый оффшорный проект по-своему уникален в силу природно-климатических особенностей района, что зачастую определяет не только выбор технических концепций и технологического оборудования, но и состав вспомогательного флота.

На основе целевых научно-исследовательских работ компания планомерно осуществляет совершенствование своей нормативно-технической базы для обеспечения необходимого уровня надежности и безопасности при реализации шельфовых проектов.

Разработанные за последние годы Правила и Руководства позволяют увеличить объем оказываемых услуг в большом диапазоне шельфовых объектов, регламентируя также эксплуатационную и экологическую безопасность.

По мере накопления практического опыта классификации Правила эволюционируют, отражая современные запросы и тенденции.

При непосредственном участии РС в арктических широтах создана уникальная схема по добыче и транспортировке нефти с Новопортовского и Приразломного месторождений. На труднопроходимых участках с тяжелой ледовой обстановкой – от месторождений до перегрузочного комплекса – нефть доставляется танкерным флотом усиленного ледового класса. Идет активная работа по обустройству месторождений Обско-Тазовского региона Ямальского газодобывающего кластера.

Понимая, что объектами обустройства морских нефтегазопромысловых месторождений являются не только ПБУ и МСП различного назначения, но и морские подводные трубопроводы, подводные добычные комплексы, райзера, точечные причалы для отгрузки углеводородов, а также плавучие объекты, осуществляющие подготовку, переработку, хранение и отгрузку углеводородных продуктов, компания планомерно выполняет работы по совершенствованию своей нормативно-технической базы, которая могла бы обеспечить необходимый уровень безопасности при реализации шельфовых проектов и распространялась на все объекты обустройства морских месторождений.

Защита от коррозии и коррозионный мониторинг стальных гидротехнических сооружений

*К.В. Юшманов
(АО «ТСТ»)*

Высокая агрессивность морской среды требует особого подхода для защиты стальных гидротехнических сооружений.

Неправильный подход к выбору метода и типа оборудования может приводить к большим экономическим потерям и катастрофическим последствиям.

Морские сооружения в зоне погружения и периодического смачивания подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ) независимо от коррозионной агрессивности среды, которая в свою очередь может быть организована гальваническими анодами (протекторная защита) и/или с использованием установок катодной защиты.

Для гидротехнических сооружений, находящихся в морской воде со значительными перепадами солености и имеющих площадь стальных поверхностей, превышающую тысячи квадратных метров, применение систем катодной защиты с использованием установок катодной защиты является наиболее экономически целесообразным и надежным решением.

Для того чтобы эффективно предотвращать процессы коррозии, необходимо применение объективных методов расчета и подтверждения требуемых параметров электрохимической защиты, определение четкой конфигурации системы катодной защиты и коррозионного мониторинга, корректного размещения ее элементов.

Компания АО «ТСТ» постоянно развивает собственную линейку оборудования для организации электрохимической защиты и коррозионного мониторинга морских сооружений.

ООО «ТСТ Инжиниринг» (дочерняя компания АО «ТСТ») является членом СРО Союза проектных организаций «ПроЭк», оказывает инжиниринговую поддержку проектным институтам и заказчикам, осуществляет работы по разработке проектной и рабочей документации в области противокоррозионной защиты и мониторинга коррозионного состояния стальных трубопроводов, конструкций, подводных и причальных сооружений.

Оценка влияния ингибитора гидратообразования на внутреннюю коррозию при морской транспортировке по газопроводам CO₂-содержащего газа

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

Наличие на действующих и перспективных морских газовых месторождениях в составе добываемой и транспортируемых флюидах повышенного содержания диоксида углерода (CO₂) приводит к коррозионным рискам при их разработке и эксплуатации. Локальный характер образования коррозионных дефектов в присутствии CO₂, который может образоваться на любом участке трубопроводной системы, делает данный вид коррозии наиболее опасным для газопроводов, особенно при их подводном расположении.

Разработанный комплекс методов учитывает все основные коррозионно-активные факторы и условия эксплуатации морских газовых месторождений, что позволяет наиболее оптимально моделировать агрессивность добываемой и транспортируемой по газопроводам углекислотных сред. Одним из основных отличий морских объектов от сухопутных является использование в качестве ингибитора гидратообразования моноэтиленгликоля (МЭГ). Оценка воздействия МЭГ на коррозию морских газопроводов требует особого рассмотрения.

Авторами рассмотрены два основных и наиболее опасных вида внутренней углекислотной коррозии при морском транспорте CO₂-содержащего газа. Первый вид коррозии – это возникающая только на газопроводах коррозия в верхней части трубы при конденсации влаги. Далее эта конденсационная влага будет скапливаться и двигаться либо самостоятельно, либо совместно с пластовой водой по нижней образующей трубы. Для моделирования в процессе коррозионных испытаний течения по газопроводу жидкой среды, когда она занимает только небольшую часть внутреннего пространства трубы, был создан специальный коррозионный стенд для условий переменного смачивания стальной поверхности в динамических условиях (второй опасный вид коррозии).

Показано, что оба этих вида углекислотной коррозии приводят к образованию локальных дефектов на основных видах трубных (углеродистых и низколегированных) сталей. Оценено влияние концентрации МЭГ в жидкости на эти виды коррозии в присутствии CO₂. Изучен состав продуктов углекислотной коррозии и их влияние на ее локализацию на поверхности стали.

Применение инженерно-критического анализа при ультразвуковом контроле многопроходных швов изделий морской техники

*Э.В. Андерсон, К.Е. Садкин, А.С. Сужаева
(НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ КМ «Прометей»)*

Существующие и применяемые на сегодня нормы оценки качества по результатам неразрушающего контроля с точки зрения обеспечения конструкционной прочности обеспечивают существенную перебраковку при контроле конечных изделий. Такой подход оправдан при производстве серийной продукции, где за счет неразрушающего контроля обеспечивается слежение за стабильностью технологии сварки. При производстве сложных, уникальных объектов важнее снизить объемы ремонтных работ, которые сами по себе, как правило, оказывают негативное влияние на надежность конструкции за счет внесения дополнительных сварочных напряжений и деформаций, а также увеличивают конечную трудоемкость изготовления конструкции.

Для оценки опасности обнаруженных по результатам контроля дефектов разработан специальный методический аппарат, включающий расчетно-экспериментальные данные о распределении остаточных сварочных напряжений в типовых сварных соединениях с разбивкой его на характерные зоны, данные о допустимых эксплуатационных напряжениях и типовые сценарии разрушения. Для оценки остаточных сварочных напряжений в типовых сварных соединениях используется метод конечных элементов. На основании данных по характеристикам сопротивления основного металла и металла сварного соединения производится численное моделирование развития дефектов по усталостному (коррозионно-усталостному) механизму с оценкой предельных состояний по критерию статического (коррозионно-статического) разрушения.

Результаты расчетно-экспериментальных работ были обобщены в виде типовых макросов для проведения моделирования многопроходной сварки в программном обеспечении ANSYS и расчетных алгоритмов оценки скорости развития дефектов при эксплуатационных нагрузках.

Научное сопровождение эксплуатации УКПГ Киринского месторождения как инструмент повышения эффективности работы технологических систем подготовки пластовой продукции

*Д.М. Федулов, А.Н. Кубанов, Т.В. Соколова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Подготовка пластовой продукции Киринского ГКМ включает низкотемпературную сепарацию с эжектором, стабилизацию углеводородного конденсата и регенерацию антигидратного реагента – моноэтиленгликоля (МЭГ). Сырье УКПГ характеризуется высоким содержанием углеводородов C_{5+} (более 150 г/м^3), высоким удельным содержанием воды (более 8 г/м^3). В качестве антигидратного реагента в системе подводного добычного комплекса применяется 80 мас. % раствор МЭГ. В настоящее время на УКПГ подается двухкомпонентный ингибитор гидрато-образования, состоящий из МЭГ и метанола.

Научное сопровождение эксплуатации УКПГ направлено на выявление причин эксплуатационных проблем и разработку рекомендаций по обеспечению эффективной эксплуатации систем подготовки газа, стабилизации газового конденсата, предупреждению гидратообразования на текущей стадии и на стадии полного развития промысла. Особенностью моделирования технологических процессов УКПГ Киринского ГКМ является необходимость учета фазовых равновесий с участием сложных многокомпонентных многофазных смесей, включающих углеводороды, МЭГ, воду, метанол и соли в широком интервале термобарических параметров.

В ходе выполнения работ выявлен ряд проблем эксплуатации и предложены пути их решения. Основные предложения рассматриваются в докладе. В частности, при использовании МЭГ на УКПГ возникает проблема накопления и последующего отложения солей на поверхностях технологического оборудования. Это в свою очередь приводит к таким последствиям, как снижение коэффициента теплопередачи и КПД массообменных элементов. Предложена схема установки извлечения солей, учитывающая фактическую конфигурацию системы предупреждения гидратообразования. В целом, в ходе выполнения работ разработан комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации УКПГ Киринского ГКМ.

Технико-технологические решения транспорта продукции при кластерном освоении месторождений Карского моря

*Е.А. Календарева, А.В. Толстиков, Ю.А. Морев,
М.В. Кодаш, А.В. Жиров, И.Э. Ибрагимов, А.Р. Алиев
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Освоение углеводородных ресурсов на шельфе наиболее эффективно с точки зрения кластерного подхода к разработке и обустройству морских месторождений. Такой подход учитывает синергетический эффект от восполнения истощенных запасов углеводородов основных месторождений за счет освоения более мелких перспективных структур по выделенным кластерам, что особо целесообразно для Арктического региона.

Кластерное освоение начинается с эксплуатации крупных открытых месторождений, добыча которых позволит быстро окупить инвестиции в разработку, упростить обустройство, сократить общую протяженность трубопроводов газосборных сетей, а также ввести в освоение прогнозируемые месторождения, самостоятельное освоение которых экономически нецелесообразно. Кластеры формируются на основании анализа особенностей геологического строения месторождений и перспективных структур, извлекаемых запасов, географического расположения, навигационного периода, глубин моря, расстояния до берега.

С учетом особенностей освоения месторождений арктического шельфа в докладе предложены технологические схемы комплексного обустройства и транспорта газа и газового конденсата. Определены типы морских промыслов и основные объекты обустройства месторождений, разработаны рекомендации по технологиям и необходимым техническим средствам. Определены рациональные схемы сбора и транспорта, а также основные параметры морских внутрипромысловых и межпромысловых трубопроводов, объединяющие все месторождения и перспективные структуры Карского моря с береговыми объектами обустройства на п-ове Ямал.

Результаты исследований необходимы для формирования общей концепции комплексного освоения месторождений и перспективных структур лицензионных участков ПАО «Газпром» на шельфе Карского моря.

**Технико-технологические предложения по подготовке
и транспорту продукции при совместной разработке газовых
и газоконденсатных залежей месторождений
Обской и Тазовской губ**

*И.Н. Федулова, Ю.А. Морев, Н.А. Дмитриенко, А.Р. Алиев,
Е.В. Стречень, Ю.Н. Савченко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В акватории Обской и Тазовской губ расположены крупные, средние и мелкие месторождения, которые по совокупности разрабатываемых залежей относятся к газовым и газоконденсатным.

При освоении мелких и средних месторождений шельфа следует опираться на комплексный подход с планированием совместного использования производственных мощностей и объектов транспорта соседних крупных месторождений, что позволяет сократить затраты в освоение месторождений.

Следствием объединения потоков продукции газовых и газоконденсатных скважин в процессе транспорта и подготовки является уменьшение выхода жидких углеводородов (газового конденсата).

Целью данного исследования является разработка технико-технологических предложений по подготовке и транспорту продукции газовых и газоконденсатных скважин двух модельных месторождений с использованием единой морской инфраструктуры, оценка выхода жидких углеводородов (стабильного конденсата) и путей их реализации.

Повышение эффективности освоения морских месторождений углеводородов за счет сокращения потерь метана при хранении СПГ на плавучем заводе

*Ю.А. Харченко (РГГУ имени Серго Орджоникидзе),
И.Ю. Карнаухов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Одна из проблем, которая возникает в процессе эксплуатации плавучих заводов по сжижению природного газа, связана с избыточным образованием отпарного газа в системе хранения. В свою очередь, это приводит к снижению экономической эффективности, так как возникают дополнительные затраты энергии на повторное сжижение отпарного газа. При этом возможное использование отпарного газа в качестве топлива нельзя считать эффективным, поскольку на исходный продукт (СПГ) уже была затрачена энергия.

Объемы образования отпарного газа зависят от конструктивных особенностей системы хранения и материалов конструкций стенок резервуаров. На процесс испарения СПГ также влияет его исходный состав. Поэтому в данной работе исследуется влияние добавления азота в исходный состав СПГ на показатель образования отпарного газа и оценивается сокращение потерь метана в процессе хранения с целью подтверждения результатов существующих исследований в области морской транспортировки СПГ.

Предметом исследования являются два типа СПГ – легкий и с высоким содержанием азота, которые хранятся в системе хранения плавучего завода по сжижению природного газа и постепенно испаряются.

Для определения характеристик отпарного газа, а также иных параметров процесса испарения выполняется динамическое моделирование в программном комплексе Aspen HYSYS на базе уравнения Пенга – Робинсона.

По результатам проведенного исследования может быть сделан вывод, что сокращение потерь метана на 40 % при хранении на плавучем заводе по сжижению природного газа достигается путем добавления в хранящийся СПГ даже небольшого количества азота (2,27 %). При этом добавление такого количества азота снижает как показатель образования отпарного газа (почти на 0,02 %), так и молярную долю метана в отпарном газе (на 45 %). Анализ полученных результатов и существующих исследований подтверждает эффективность добавления азота в исходный состав хранящегося СПГ как в случае транспортировки танкерами-газовозами, так и в случае временного хранения СПГ на плавучем заводе по сжижению природного газа.

КРУГЛЫЙ СТОЛ 4

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Организация аварийно-спасательного обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений

М.И. Грешняков, П.А. Утямишев
(ПАО «Газпром»)

В соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и нормативными документами ПАО «Газпром» обеспечение жизни и здоровья работников при реализации инвестиционных проектов является приоритетной задачей.

Аварийно-спасательное обеспечение (АСО) морских месторождений Группы Газпром организовано в строгом соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации, международными конвенциями, документами системы стандартизации ПАО «Газпром» и разработанными проектными документами.

Отдел организации АСО морских месторождений создан и функционирует в составе Управления ПАО «Газпром» в качестве постоянно действующего органа управления с 2010 г.

Взаимодействие с дочерними обществами и организациями Группы Газпром осуществляется по направлениям «Организация разработки нормативных документов», «Рассмотрение проектной документации», «Управление повседневной деятельностью» и др.

Взаимодействие по данным направлениям деятельности охватывает все стадии освоения морских нефтегазовых месторождений: «Геологоразведочные работы», «Обустройство месторождений/строительство скважин» и «Эксплуатация месторождений».

Ключевой задачей является проведение единой научно-технической политики по организации и выполнению задач АСО.

Основными направлениями разработки техники и технологий, в том числе направленными на решение задач импортозамещения, в настоящее время являются:

- создание спасательных авиационных гидротермокостюмов;
- испытания и доработка системы обеспечения безопасности персонала «Оберег». Внедрение системы на объектах Группы Газпром;
- создание диспергента шельфового «Газпром нефть» для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Испытания диспергента на предмет возможности его использования для ликвидации разливов газового конденсата;
- создание и внедрение в производство закрытых огнезащитных спасательных шлюпок;

- создание перспективных образцов техники для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, в том числе газового конденсата;
- организация выполнения НИОКР по вопросам техники и технологии выполнения АСО на море, подготовке персонала, анализа отечественного и зарубежного опыта проведения АСО.

Система АСО морских объектов ПАО «Газпром» создана и функционирует в соответствии с требованиями нормативных документов системы стандартизации ПАО «Газпром», федеральных нормативно-правовых документов и международных конвенций по вопросам поиска и спасания людей, терпящих бедствие на море, обеспечения безопасности морских нефтегазовых объектов, оказания помощи судам, ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море.

Успешная реализация целей и задач аварийно-спасательного обеспечения морских месторождений возможна при условии применения современной техники и технологий, максимального учета природно-климатических условий и особенностей каждого нефтегазового месторождения.

Организация работы по ликвидации открытого фонтана с применением подводной запорно-устьевого сборки

*С.А. Серегин, В.Я. Петрик
(АО «Газпром шельфпроект»)*

Вопросы обеспечения противofонтанной безопасности являются особо важными при строительстве скважин на шельфе, так как последствия и ущерб от открытых фонтанов слишком велики.

Открытые фонтаны являются развитием газонефтеводопроявлений, которые принципиально могут быть ликвидированы без допущения открытого фонтанирования при проведении правильных и своевременных мероприятий по их ликвидации, при наличии соответствующего технического обеспечения и своевременном их обнаружении.

Несоблюдение требований противofонтанной безопасности, нарушения технологии проведения работ могут привести к переходу газонефтеводопроявлений в открытое фонтанирование.

В докладе раскрыты следующие вопросы:

- открытые фонтаны на шельфе, причины и способы ликвидации;
- подводная запорно-устьевая сборка (ПЗУС). Описание, состав оборудования и принципы работы;
- краткий обзор ПЗУС в мировой практике;
- способы наведения ПЗУС;
- организация работ по ликвидации открытого фонтанирования скважин с помощью ПЗУС;
- подготовительные мероприятия, тренировки с ПЗУС;
- создание собственного сервиса по работе с ПЗУС.

Новый реагент для ликвидации разливов жидких углеводородов в арктических условиях

*Д.А. Санджиева, Б.В. Убушаева, А.Г. Дедов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Институт нефтехимического синтеза
им. А.В. Топчиева РАН)*

Погодные и природно-климатические условия Арктики не всегда позволяют своевременно локализовать нефтяной разлив. Это приводит к образованию тонкой нефтяной пленки. Если толщина нефтяной пленки становится меньше 1 мм, то применение нефтесборной техники (скиммеров) становится неэффективным. В этом случае для стягивания и увеличения толщины нефтяной пленки необходимо использовать реагенты-собиратели нефти (РСН). РСН способны понижать поверхностное натяжение воды, в результате чего тонкая пленка нефти стягивается в более толстый слой – до 1 мм и выше. Авторами разработана серия двухкомпонентных РСН, в том числе из растительных компонентов (РСН-1) и на основе синтетических поверхностно-активных веществ (ХП-1, ХП-2, ХП-3). Проведены системные исследования разработанного РСН. Показано, что под действием разработанных реагентов в зависимости от температуры воды нефтяная пленка стягивается от ~0,1 мм до 1,4–3,4 мм.

Исследования по разработке РСН-1 из растительных компонентов выполнены за счет гранта Российского научного фонда № 22-13-00410.

Исследования по разработке реагентов ХП-1, ХП-2, ХП-3 выполнены в рамках госзадания ИНХС РАН, в том числе в соответствии с программой исследований Совместного Российско-Вьетнамского Тропического научно-исследовательского и технологического центра, тема Т1.8.

Особенности построения нормативно-правовой базы Российской Федерации в аспекте вопросов ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море

*В.Д. Васин, О.А. Корниенко
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Законодательство Российской Федерации сформировано комплексом нормативно-правовых актов (НПА), имеющих строго выраженный иерархический принцип построения. Его основу составляют Конституция Российской Федерации, международные договоры, федеральные конституционные и федеральные законы, а также подзаконные акты.

Вопросы ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на море (ЛРН) рассматриваются в НПА различного уровня. Так, базовые принципы ЛРН указаны в Международной конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 г., обязанности эксплуатирующих организаций, при осуществлении деятельности которых возможны разливы нефти и нефтепродуктов – в Федеральном законе от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (ст. 16.1) и Федеральном законе от 30.11.1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (ст. 22.2), требования к разработке планов ЛРН – в постановлении Правительства Российской Федерации от 30.12.2020 № 2366 «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации». Также ряд вопросов ЛРН рассмотрен в приказах Минтранса России и Минприроды России.

Вместе с тем отмечается ряд недостатков существующей системы построения НПА, таких как отсутствие разграничений по распределению требований в зависимости от уровня НПА, отсутствие системности при внесении изменений в действующие НПА, которые в полной мере присущи нормативным документам в области ЛРН.

Вопросы обеспечения противофонтанной безопасности при освоении морских месторождений нефти и газа

*В.Е. Перекрестов
(ООО «Газпром газобезопасность»)*

Реализация шельфовых проектов по освоению морских нефтегазовых месторождений является одним из наиболее опасных видов деятельности нефтегазовых компаний. Географическая удаленность, экстремальные климатические условия в районах строительства скважин и добычи нефти и газа на шельфе арктических морей, отсутствие на сегодняшний день развитых региональных баз специализированного оборудования являются значимыми вопросами, которые предстоит решить для обеспечения успешного выполнения работ по ликвидации последствий аварий и открытых фонтанов на шельфе Российской Федерации в кратчайшие сроки.

Среди актуальных вопросов, касающихся особенностей проведения профилактических работ, следует выделить следующие: мониторинг состояния линий управления ПВО и содержания в жидкости управления ПВО таких концентраций реагентов, которые бы обеспечивали ее текучесть; частые и длительные продувки бурового и штуцерного манифольда и иной запорной арматуры, в том числе и с применением азота; более строгий контроль за обеспечением наличия на объектах неснижаемого запаса материалов, химреагентов, запасных частей и других материально-технических ресурсов ввиду особенностей морской логистики в арктических условиях из-за сложных погодных условий; строгое обеспечение на объектах мероприятий, направленных на готовность к проведению работ в осенне-зимний период.

Разработка проектной документации на строительство скважин с применением технологии бурения с регулируемым давлением

*Г.С. Оганов, А.В. Калашников
(ООО «Газпром морские проекты»)*

Сегодня для бурения в сложных геологических условиях существуют специальные системы контроля давления в скважине в процессе ее углубления и при остановках циркуляции. Их работа базируется на высокоточном контроле давления в затрубном пространстве и его регулировании при загерметизированном устье с помощью автоматического дросселя в сочетании с расходомером Кориолиса. В статике требуемое давление поддерживается либо дополнительным насосом, либо нагнетающим азот компрессором.

Разработка проектов на строительство скважин требует опоры на отраслевые нормативные документы, регламентирующие методику проведения работ, выбор оборудования и определяющие минимальный перечень иных технических и технологических решений, необходимых для качественного и безопасного ведения буровых работ. Однако несмотря на то, что технология бурения с регулируемым давлением в разных вариациях точно применяется в России вот уже на протяжении двадцати лет, до сих пор не существует нормативных документов, обобщающих весь отечественный опыт ее применения и регламентирующих порядок проведения буровых работ с регулируемым давлением. Их отсутствие приводит к возникновению определенных технических рисков и сложностей при прохождении ведомственных экспертиз проектной документации.

В докладе проанализированы правила и рекомендации по строительству скважин с применением технологии бурения с регулируемым давлением, содержащиеся в отечественных отраслевых нормативных документах, выделены проблемы, возникающие при разработке технической части проектно-сметной документации на строительство подобных скважин, а также даны рекомендации по составу нормативного документа, который мог бы обобщить отечественный и зарубежный опыт бурения с регулируемым давлением.

Основные проблемы обследования устьев морских скважин нераспределенного фонда недр, пробуренных целевым назначением на нефть и газ (на примере Баренцева моря)

*Т.Н. Крыкова, Т.Ю. Медведева, Е.И. Горбенко
(ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)*

В настоящее время на скважинах нераспределенного фонда недр суши последовательно проводится комплекс мероприятий, направленных на выявление, обследование и ликвидацию экологически опасных скважин, в то время как этот вопрос на континентальном шельфе остается без внимания. На нераспределенном фонде недр Баренцева моря насчитывается 24 скважины, и подобные работы здесь проводились до 1998 г. После выполнения поставленных задач большая часть скважин была ликвидирована, три законсервированы.

Морские скважины, являясь сложными инженерными сооружениями, со временем утрачивают герметичность, и часть их может представлять опасность для недр. Одной из наиболее актуальных задач является оценка экологической обстановки на континентальном шельфе Российской Федерации, связанной с техногенным влиянием глубоких скважин, которые были пробурены при выполнении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Наиболее остро стоит проблема обнаружения устьев этих скважин и определение их актуальных координат. Наряду с этим огромное значение имеет расположение скважин, продолжительность безледного периода обследуемого района и выполнение режимных специальных работ в акватории Баренцева моря. Все эти факторы напрямую влияют на сроки проведения работ и логистику.

Отсутствие единых методических подходов, высокоэффективных технологий поиска устьев скважин и значительная стоимость работ являются проблемными сторонами вопроса обследования устьев морских скважин.

Решением является разработка единых методических рекомендаций с упором на объективное аппаратное подтверждение состояния устьев, включая апробацию методики в полевых условиях, с продолжением в виде последующего выхода на комплексирование данных работ на континентальном шельфе, что позволит как снизить затраты, так и повысить производственную эффективность.

Факторы и механизмы формирования зоны интенсивного испарения углеводородов при подводных выбросах газоконденсата

*С.Н. Зацепя, А.А. Ивченко (ФГБУ «ГОИН»),
В.В. Солбаков (ФИЦ ИУ РАН)*

Обеспечение безопасности противофонтанных мероприятий при строительстве и эксплуатации газоконденсатных скважин является важной междисциплинарной задачей и представляет один из ключевых факторов устойчивого развития освоения морских месторождений углеводородов. Работа ориентирована на решение проблемы организации противофонтанных мероприятий при инцидентах на мелководных газоконденсатных скважинах (50 – 200 – 300 м), каковые имеют место и в Арктике, и в субполярных районах.

Рассмотрены современные представления о механизмах и факторах, определяющих формирование пятна пролива газоконденсата от мелководного подводного аварийного выброса. Определены пространственно-временные масштабы формирования зоны интенсивного испарения для характерных дебитов подводных скважин, необходимые для оценки области повышенной загазованности, в которой невозможно проводить аварийно-восстановительные мероприятия. Установлено, что размеры области интенсивного испарения обусловлены радиальным течением в районе выхода газожидкостного шлейфа на поверхность моря, при небольших значениях скорости ветра и течений, зависят от дебита скважины, газового фактора и фракционного состава нефтепродукта. Расчеты были проведены с помощью модели SPILLMOD и модели эволюции характерного лагранжева элемента в области пролива.

Обнаружена значительная зависимость размеров области выхода газа и размеров газового фонтана на поверхности моря от значений параметра вовлечения в модели газового шлейфа и одновременно слабая зависимость от этого параметра размеров зоны интенсивного испарения газового конденсата. Значения массового расхода газового конденсата в сбросе, а также его фракционный состав оказывают заметно большее влияние.

Работа носит методический характер. В работе не указываются конкретные дебиты скважин и содержание жидкой фракции, не указана плотностная стратификация водных масс для конкретных месторождений, но приведены оценки, каким образом стратификация может изменить картину явления. Приведенные в докладе соотношения позволят специалистам модифицировать проектное решение с учетом этого фактора.

Технология газопорошкового пожаротушения для обеспечения пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса на российском шельфе Арктики и Дальнего Востока

*А.Б. Саенкова, В.И. Селивёрстов
(ООО «Каланча Инжиниринг»)*

Обеспечение пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса – объектов добычи и транспортировки, нефтяных и газовых платформ, вспомогательных объектов, судов обеспечения является сложной инженерной задачей. При решении этой задачи возникают проблемы, обусловленные плотной компоновкой технологического оборудования с одновременным многоуровневым размещением в ограниченном пространстве, сложными климатическими условиями с низкими среднегодовыми температурами.

Для противопожарной защиты предлагается применить технологию газопорошкового тушения, что позволит:

- сократить время на реагирование и ликвидацию пожаров;
- сохранить технологическое оборудование и материальные ценности;
- повысить уровень экологической безопасности в сложных климатических условиях;
- минимизировать ущерб от возможных пожаров, не допустить увеличение косвенного ущерба при их ликвидации от применения пенообразователей и воды.

Применение технологии газопорошкового тушения позволяет защитить технологическое оборудование, размещенное внутри помещений и на открытых площадках, автоматическими установками (согласно требованиям НТД). В качестве первичных средств ликвидации пожара предусмотрено оборудование с подачей газопорошкового огнетушащего средства от стационарно установленных газопорошковых модулей.

Основные преимущества технологии газопорошкового тушения – это снижение инерционности автоматических установок пожаротушения, отсутствие насосных и трубопроводных систем с электрообогревом и изоляцией, сокращение веса объекта в целом, минимизация косвенного ущерба от применения воды и пены в системах пожаротушения.

Программно-методические средства управления пожарными рисками на объектах морской техники

С.В. Шедько

(ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)

В докладе излагается способ выполнения формализованной оценки безопасности (ФОБ) объекта морской техники путем проведения статистических расчетов на базе компьютерного имитационного моделирования динамики развития аварии.

Рассматриваемые программно-методические средства созданы в обеспечение выполнения требований ИМО по проведению ФОБ и предназначены для реализации в условиях проектных и контролирующих организаций.

Особенностью предлагаемого способа выполнения ФОБ является применение (в качестве средств разработки сценария развития аварии и анализа последствий) имитационного компьютерного моделирования развития пожара на базе электронной модели объекта морской техники (судна).

Такой подход позволяет решить проблемы, связанные с отсутствием подробной статистической информации, необходимой для оценки ФОБ, а также обеспечить учет конструктивных особенностей проектируемого судна, влияющих на его безопасность.

Разработанные расчетные методы основаны на следующих основных положениях.

Мерой оценки безопасности является риск, который определяется сочетанием двух показателей – величины ущерба, полученного по результатам реализации рассматриваемой опасности, и вероятности достижения этого ущерба.

В докладе рассматривается один вид опасности для объектов морской техники – пожары. Учитывая, что судовые пожары, как правило, не оказывают существенного влияния на окружающую среду, в настоящей работе в качестве защищаемых субъектов рассматриваются люди и собственность, принадлежащая владельцам перевозимых грузов и объектов морской техники. Для людей в качестве ущерба рассматривается гибель, для собственности – фактические (относительные) затраты, понесенные владельцами в результате пожара, с учетом страховых выплат.

Актуальные экологические требования и подходы к разработке и согласованию проектной документации для освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа

А.М. Зорин
(ООО «ФРЭКОМ»)

В связи с высокой динамикой изменений, происходящих в требованиях нормативных правовых актов природоохранного законодательства РФ, особенности их применения и своевременный учет при планировании освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа крайне актуальны.

Основные изменения затронули в том числе такие процедуры и показатели, как оценка воздействия на окружающую среду, в том числе атмосферный воздух, разработку мероприятий по экологическому контролю, процедуру проведения общественных обсуждений, особенности получения Комплексных экологических разрешений, показатели наилучших доступных технологий, состав проектной документации для объектов капитального строительства и др.

Проведение государственной экспертизы проектной документации и государственной экологической экспертизы проектной документации по принципу «одного окна» в соответствии с постановлением Правительства РФ от 20 декабря 2021 г. № 2366, вступившим в силу с 1 сентября 2022 г., имеет некоторые недостатки и влечет за собой определенные риски.

Данные изменения в требованиях нормативных правовых актов РФ необходимо учитывать при разработке проектной документации для строительства и эксплуатации объектов освоения морских нефтегазовых месторождений и получении согласований, экспертиз и разрешительной документации, в том числе с учетом актуальных особенностей получения согласования осуществления деятельности в рамках проектной документации Федеральным агентством по рыболовству, особенностей прохождения Государственной экологической экспертизы, при проведении экологического мониторинга и контроля, при нормировании вредных воздействий. Также в случае проведения буровых или дноуглубительных работ в пределах внутренних морских вод или территориального моря необходимо учитывать особенности получения документов водопользования в Федеральном агентстве водных ресурсов и разрешений на проведение буровых работ в Федеральной службе по надзору в сфере природопользования.

КРУГЛЫЙ СТОЛ 5 ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

О подходах к созданию платформы цифрового двойника в морских проектах

А.Б. Лубинец
(ООО «Омни.дата», ГК «Комита»)

Некоторые вызовы морских и арктических проектов с точки зрения управления геологией, разработкой и производством:

1. Дороговизна.
2. Удаленность.
3. Необходимость удаленного управления, автоматизации, безлюдного производства.

Возможные решения:

1. Цифровизация систем как геолого-промысловых данных, так и данных по добыче.
2. Роботизация систем обслуживания.

Цифровизация подразумевает построение сквозных платформ, поддерживающих и обеспечивающих доступ к данным ГПИ и добычи на всех уровнях компании, а также систему обратной связи на месторождении.

Морские нефтегазовые технологии и киберфизические системы: ИТ-профиль специалиста

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

Одним из перспективных направлений цифровой трансформации производства считается внедрение киберфизических систем (КФС) и технологий искусственного интеллекта (ИИ). Рассматривая киберфизическую систему как комплексную систему из вычислительных и физических элементов, которая постоянно получает данные из окружающей среды и использует их для дальнейшей оптимизации процессов управления, можно оконтурить тот набор профессиональных ИТ-компетенций, которым должен обладать современный инженер-нефтяник.

К базовому составу КФС можно отнести платформу и инфраструктуру, аппаратно-программное обеспечение системы, прикладные технологии компьютеринга, включая цифровую трансформацию, цифровые двойники и компоненты ИИ.

В 2021 г. на кафедре информатики Губкинского университета был открыт прием на новую магистерскую программу 09.04.01.04 «Киберфизические системы и технологии управления объектами нефтегазовой отрасли».

В качестве основных базовых технологических объектов исследования были определены, в силу своей природной значимости, морские нефтегазовые платформы арктического и дальневосточного шельфов как сосредоточение бизнес-процессов освоения морских нефтегазовых месторождений, подготовки углеводородов к транспортировке, включая системы СПГ, подводного трубопроводного транспорта для их дальнейшей переработки на суше. В поле зрения находятся бизнес-процессы геологоразведки, бурения и освоения нефтегазовых месторождений, транспорта и переработки нефти.

Практические навыки магистранты приобретают в дочерних обществах ПАО «Газпром», «Газпром нефть», НК «Роснефть», ПАО «Транснефть» и до недавнего времени в компаниях мирового уровня, таких как SAP СНГ, Accenture, SAPRUN, Schlumberger и др.

Образовательный процесс обеспечивается профессорско-преподавательским составом кафедр факультета автоматизации и вычислительной техники, а также рядом кафедр технологических факультетов. Профессиональные знания в области нефтегазовых технологий обеспечивает кафедра освоения морских нефтегазовых месторождений.

Мировые ведущие компании, участвующие в развитии цифровой ИТ-инфраструктуры Арктического шельфа

*З.Н. Шандрыголов, В.И. Насонов, И.С. Кравченко,
К.С. Филюшкин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В условиях текущего санкционного периода особенно важно уделять внимание развитию собственных технологий для поддержания и развития производства, а также обеспечения стабильности экономики. Этот вызов наиболее остро ощущается в нефтегазовой промышленности России, которая играет ключевую роль в энергобезопасности страны.

Одной из главных областей для развития и внедрения современных технологий является добыча и переработка ресурсов в Арктике и на континентальном шельфе. Эти регионы представляют собой стратегически важные зоны для России, однако их освоение сопряжено с множеством трудностей: экстремальные климатические условия, удаленность от централизованных инфраструктурных объектов и высокая стоимость разработки и эксплуатации месторождений. Для успешного преодоления этих вызовов необходимо активное развитие и интеграция ИТ-технологий с дальнейшим построением ИТ-ландшафта. Примеры успешного внедрения таких технологий можно найти в практике других стран. Например, опыт норвежской компании Equinor показывает, что цифровизация значительно повышает эффективность, безопасность операций и снижает затраты.

Для России, где освоение Арктики и Дальнего Востока является приоритетной задачей, важным направлением развития должны стать отечественные ИТ-решения, адаптированные к специфике региона. Это включает создание и внедрение систем мониторинга и управления производственными процессами, использование искусственного интеллекта и машинного обучения для анализа данных и предсказания аварийных ситуаций, а также разработку специализированных программных платформ для координации работ в удаленных и труднодоступных районах. Развитие и внедрение современных ИТ-технологий в российскую нефтегазовую промышленность помогут преодолеть текущие санкционные ограничения и обеспечат устойчивое развитие отрасли, повысив ее конкурентоспособность на глобальном рынке.

Прогнозирование и оптимизация добычи нефти и газа в условиях Арктики и континентального шельфа с использованием интегрированной модели

*С.В. Волков, В.Ю. Павлов
(АО «ОИС-Брайт»)*

1. Опыт реализации Интегрированной системы управления грузооборотом шельфовых проектов ПАО «Газпром нефть» на примере проекта «Приразломное» для морской логистики.

2. Ценность использования интегрированного моделирования в арктических проектах:

- проектирование и моделирование подводной морской системы сбора и транспорта углеводородов;
- точечная настройка подводной сети трубопроводов, чтобы максимально увеличить пропускную способность;
- оптимизация затрат и экспресс-оценка CAPEX&OPEX с использованием комплексной модели «пласт – скважина – ГСС – УКПГ»;
- оптимизационные и прогнозные расчеты с учетом ограничений и мероприятий.

КРУГЛЫЙ СТОЛ 6

ДВА ОКЕАНА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА РОССИИ

(молодежный)

Анализ коррозионных условий эксплуатации трубопроводов морской транспортировки неподготовленного газа

В.В. Ярковой
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для ряда действующих и перспективных объектов добычи углеводородов России, в первую очередь регионов арктического шельфа и Охотского моря, существуют риски внутренней углекислотной коррозии морских трубопроводов в связи с высоким содержанием CO_2 на разрабатываемых и введенных в эксплуатацию месторождениях и технологическими особенностями морской газодобычи.

Основной опасностью углекислотной коррозии является ее локальный характер: ключевым показателем является не столько общая коррозия, сколько потенциально высокая скорость локальной коррозии.

Многофакторность процесса углекислотной коррозии обуславливает необходимость комплексного подхода к оценке коррозионных рисков и планирования стендовых испытаний. В докладе рассмотрено влияние коррозионных и технологических факторов на развитие углекислотной коррозии в морских трубопроводах (парциальное давление углекислого газа, температура, скорость и характер движения потока жидкости, влияние конденсации влаги и т.д.).

На примере сопоставления характеристик и параметров эксплуатации морских трубопроводов объектов российского шельфа и трубопроводов ряда зарубежных нефтегазовых компаний определены отличия коррозионных условий, подлежащие учету при проектировании и эксплуатации объектов ПАО «Газпром».

Расчетная модель для оценки метода закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на месторождении шельфа о. Сахалин

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

Целью данной работы является оценка эффективности метода закачки углекислого газа (CO₂-EOR) для повышения нефтеотдачи на месторождении X шельфа о. Сахалин. Внедрение этой технологии не только способствует увеличению добычи нефти, но и помогает сократить объемы выбросов парниковых газов в атмосферу.

Для оценки эффективности использовалась математическая модель, основанная на данных из различных проектов CO₂-EOR. Модель построена с использованием многофакторного линейного регрессионного анализа, включающего такие параметры, как глубина залегания пласта, температура, пористость, проницаемость и др. Точность модели проверялась с помощью анализа остатков и тестов на значимость коэффициентов.

Разработанная модель продемонстрировала высокий уровень объяснительной способности, что подтверждается значениями коэффициентов детерминации. Анализ показал, что большинство рассмотренных переменных имеют значительное влияние на эффективность технологии CO₂-EOR. Исследование подтвердило потенциал метода CO₂-EOR как эффективного инструмента для повышения нефтеотдачи и достижения экологических целей в нефтегазовой отрасли.

Результаты исследования свидетельствуют о высокой эффективности технологии CO₂-EOR для условий шельфа о. Сахалин. Модель позволяет провести предварительную оценку и выбрать наиболее перспективные площадки для реализации технологии без значительных финансовых затрат.

Ремонт и обслуживание судов Северного морского пути в условиях санкций

И.А. Сорокин

(Санкт-Петербургский государственный морской технический университет)

Цель исследования: определение и формализация основных направлений формирования эффективной системы технического обслуживания и ремонта судов Северного морского пути в условиях санкций.

Северный морской транзитный коридор – это перспективный маршрут от Мурманска до Петропавловска-Камчатского, который проходит через Северный морской путь и призван соединить европейские и азиатские рынки.

Для развития Арктики как стратегически, геополитически, экономически важного объекта требуется значительное расширение отечественного судоремонта, строительство новых судоремонтных заводов.

Судоремонт в СССР функционировал преимущественно для целей военных кораблей и в незначительных объемах уникальных гражданских судов. Основной объем ремонта гражданских судов выполнялся на ведомственных судоремонтных предприятиях. Другой значительной проблемой отечественного судоремонта стала зависимость от зарубежных комплектующих, достигающая для различных типов судов от 50 до 90 %. Наиболее уязвимые области – пропульсивные комплексы, электроника и автоматика. В данный момент наша промышленность не может обеспечить полностью электроникой и автоматикой сферу судостроения и судоремонта даже при использовании параллельного импорта, что сказывается на сроках сдачи судов заказчикам.

Трудности отечественного судоремонта существуют сегодня на фоне острого дефицита кадров. Так, порядка 80 % работодателей судостроительной отрасли утверждают о возросших потребностях в персонале.

Вопрос среднесрочного решения проблем судоремонта спрогнозирован на примере реализации постройки судоремонтного завода на территории порта Бухта Север и возможностей масштабирования данной опции на другие акватории Северного морского пути.

Концепция морской преобразовательной платформы для ледовых условий

*К.О. Воронин, А.А. Добродеев
(Санкт-Петербургский государственный морской
технический университет)*

Ископаемые виды топлива являются ресурсами, не подлежащими возобновлению. На их формирование уходит огромное количество лет. Также при их сжигании для получения энергии происходит эмиссия в атмосферу вредных газов, самый яркий пример которых – углекислый газ. Возобновляемая энергия представляет собой энергию, которая получается из природных источников. Скорость потребления этой энергии меньше, чем скорость ее пополнения. Одним из наиболее перспективных ее источников является ветер.

В докладе рассматривается идея об установке ветряных электростанций в акватории моря Лаптевых для снабжения электроэнергией жителей отдаленных районов Арктики, а также для обеспечения работ по разведке полезных ископаемых. Особое внимание в проведенном исследовании уделено разработке опорного основания преобразовательной платформы, используемой для подачи выработанной в море электроэнергии потребителям. На сегодняшний день проектирование подобных сооружений в Российской Федерации для ледовитых морей еще не осуществлялось.

Особенностью режима эксплуатации такой платформы на шельфе моря Лаптевых является ее размещение в условиях предельного мелководья при наличии значительного по толщине ледяного покрова. В докладе предложены несколько типов гравитационных опорных оснований, различающихся концепцией опор. Критерием выбора наиболее оптимального варианта стала визуализация взаимодействия опор со льдом путем численного моделирования на базе тренажерного комплекса, а также выполнения расчетов ледовой нагрузки при воздействии ровного льда и торосов. В одном случае опорное основание представляет собой 6 цилиндрических опор, оснащенных конусной наделкой, сужающейся вниз, а в другом случае – 2 кессона четырехугольной в плане формы с традиционными для такого типа сооружений наклонными гранями на уровне ватерлинии. Результаты проведенного исследования показали, что наиболее предпочтительным вариантом для преобразовательной платформы является опорное основание из двух кессонов.

Разработка методов защиты от шума технологического газотранспортного оборудования звукоизолирующими кожухами

*О.П. Бибко, А.Л. Терехов
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Развитие газовой промышленности и внедрение технологического оборудования повышенной мощности без необходимых акустических расчетов и эффективных средств защиты от шума обусловило высокие уровни шума в рабочих зонах обслуживания и в зонах селитебной застройки. Очевидно, что шум от таких установок может оказывать серьезное воздействие на окружающую среду и качество жизни людей, особенно в чувствительных экологических зонах, таких как арктический шельф.

В докладе предлагается ряд важных инноваций, включая анализ существующих технологий, разработку новых материалов и методов расчета для создания эффективных звукоизолирующих кожухов и контейнеров. Эти новые подходы к дизайну обеспечат более эффективную защиту от шума, превышающую традиционные методы. Методика, разработанная для проведения акустических испытаний, также играет ключевую роль в оценке эффективности предложенных конструкций. Это позволит убедиться, что новые материалы и конструкции соответствуют требованиям санитарных норм и обеспечат необходимый уровень защиты от шума.

Для проведения акустических испытаний кожухов усовершенствован стенд НИИСФ и начата разработка методики по проектированию звукозащитных кожухов. Планируемая практическая ценность, возможная реализация работы в отрасли заключается в том, что будут разработаны: упрощенные зависимости для проектирования конструкций защиты от шума технологических трубопроводов; разработаны рекомендации по применению перспективных акустических конструкций; повышена безопасность эксплуатации КС МГ; достигнуты социальный и экономический эффекты за счет улучшения условий труда, предотвращения чрезвычайных ситуаций и снижения шумовой нагрузки на окружающую среду. Результаты работы, содержащиеся в докладе, предназначены в первую очередь для внедрения в регионах Крайнего Севера и арктического шельфа.

Сравнительный анализ физико-механических характеристик разных видов морского льда для определения ледопроеходимости судов

*М.Н. Захаров
(Санкт-Петербургский государственный морской
технический университет)*

По морскому пути проходит большое количество грузоперевозок. Это удобно и экономично, а в некоторых случаях такой способ доставки является единственным доступным и объективным. Представленная работа посвящена описанию физико-механических характеристик разных видов морского льда, а также основным концепциям ледопроеходимости. В ледовых исследованиях применяют несколько основных видов классификации морских льдов.

В зависимости от стадии развития льды делятся на начальные виды, молодые, однолетние, двухлетние и паковые льды. Для оценки влияния физико-механических характеристик льда на напряженно-деформированное состояние ледяного покрова в докладе рассмотрены реально возможные диапазоны изменения интересующих параметров. Пористость льда определяется условиями его образования и роста. Энергия деформирования, отнесенная к единице массы льда, даже при его разрушении на порядок меньше внутренней энергии его кристаллической решетки. Морской лед по сравнению с пресным отличается большей пластичностью.

Российскими специалистами созданы методы расчета ледяного покрова под нагрузкой, которые можно разделить на приближенные и точные. Что касается концепции ледопроеходимости, для практического мореплавания чрезвычайно важным является умение оценивать способность судна безопасно продвигаться в тех или иных ледовых условиях. Ледовые качества судна по-разному влияют на его скорость. В рамках концепции ледопроеходимости судов в докладе представлены диаграммы для разных классов судов и диаграмма оценки целесообразности ледокольной проводки.

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Особенности инженерно-геологических условий Обской губы

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

Обская губа – район интенсивного промышленного освоения. Она представляет собой эстуарий лиманного типа – частично замкнутый прибрежный водоем, вода которого постоянно сообщается с морем и в пределах которого существует заметное изменение солёности, вызванное смешением морской воды с пресной. Смешение морских и речных вод происходит по типу проникновения с приливами в водоем солёного клина. Длина эстуария составляет около 800 км, ширина 30–90 км, максимальная глубина не превышает 28–30 м, но на большей части акватории составляет 10–15 м. Образование эстуария произошло в условиях голоценовой трансгрессии Карского моря и нисходящих тектонических движений. Современные скорости опускания берегов Обской губы оцениваются в 4 мм в год. Эстуарий расположен в регионе практически сплошного распространения ММП, и его берега сложены мерзлыми грунтами. Они контактируют с мощным таликом под акваторией Обской губы. Мерзлые реликтовые льдистые грунты встречены лишь в северной мористой части губы. Протяженность термоабразионных, абразионных и термоденудационных берегов составляет в сумме около 40 % длины линии берега. Особенности осадконакопления в эстуариях: существование геохимического барьера на границе пресных и морских вод; значительные скорости осадконакопления (области лавинной седиментации (по А.П. Лисицыну, 1982) и др. В голоцене скорость седиментации в Обской губе составила около 1,6–1,9 мм/год. Мощность голоценовых «слабых» грунтов в Обской губе в северной ее части достигает 10–15 м (геологическая опасность). Они представлены текучими и мягкопластичными глинистыми, в той или иной степени газонасыщенными грунтами (суглинки, супеси), а также глинистыми илами. К числу опасных процессов и явлений, развитых в водоеме, также относятся литодинамические процессы: донная эрозия (особенно в местах сужений долины, в районах крупных банок и отмелей) и аккумуляция, а также экзарация дна ледяными образованиями. Глубина борозд выпаживания изменяется от 0,1 до 1,0 м, ширина их составляет 100–250 м, длина более 1 км. К числу геологических опасностей следует отнести также наличие в верхней части разреза валунов и глыб скальных грунтов.

Система аварийно-спасательного обеспечения на море. Критерии оценки эффективности

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

*В.В. Копаева (Каспийский институт морского и речного
транспорта им. ген.-адм. Ф.М. Апраксина)*

Проблема эффективного освоения потенциала арктических морей Российской Федерации постоянно стоит на повестке дня. По мере неизбежного перехода к освоению морских месторождений углеводородов, расположенных во все более труднодоступных местах, проблемы с течением времени лишь возрастают (слабая изученность лицензионных участков, недостаток отечественных технологий и нехватка достаточных финансовых ресурсов).

С учетом существующих и вновь возникающих рисков при освоении морских месторождений углеводородов создание эффективной системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО) на море является сложнейшей задачей. Требования к качеству системы, показатели и критерии оценки эффективности проводимых операций являются важными элементами при построении системы АСО. Проблема оценки качества системы АСО имеет большое значение. Качество системы АСО проявляется в процессе ее функционирования, а также проведения запланированных учений и тренировок. При оценивании эффективности системы АСО на практике используются различные показатели и критерии эффективности.

В результате проведенного исследования можно отметить, что при оценке качества системы АСО с использованием методов статического анализа необходимо центр внимания перенести с количественных показателей на качественные, а также на эффективность функционирования системы АСО.

Особенности нормативного расчета нагрузок и воздействий на морскую платформу

Д.А. Шарапов
(Санкт-Петербургский политехнический университет
Петра Великого)

Развитие Арктики является одним из приоритетных направлений, определенных стратегией РФ.

Морские стационарные и полупогружные платформы рассматриваются и с точки зрения Правил Российского морского регистра судоходства (РМРС) в момент транспортировки, и с точки зрения Строительных правил (СП) в эксплуатационном режиме.

Морская платформа должна соответствовать сразу и Правилам РМРС, и требованиям СП (если указаны в документах согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 № 1521).

Некоторые нагрузки, определяемые нормативным расчетом по Правилам РМРС и требованиям СП, существенно отличаются.

На примере гипотетической платформы для месторождения Каменномысское-море определяются ограничения и/или различия методов расчета нагрузок.

Нормативный расчет ветровой нагрузки, по СП 20.13330.2016, существенно ограничен в рассматриваемых направлениях по сравнению с Правилами РМРС.

Ледовая нагрузка для основных расчетных сценариев, по СП 38.13330.2018, существенно не отличается от определенных по Правилам РМРС.

Нормативные нагрузки от течений, по СП 369.1325800.2017, в некоторых случаях кратно превышают нагрузки по Правилам РМРС.

Снеговая нагрузка отличается около 10 раз, так как при одинаковой площади накопления снега в расчете используются разные нормативные значения снеговой нагрузки, отличающиеся для разных нормативных документов.

Нагрузки от обледенения, определенные согласно СП 20.13330.2016 и СП 369.1325800.2017, многократно превышают нагрузки согласно Правилам РМРС.

Единый нормативный подход к определению нагрузок и воздействий на морские платформы способен существенно упростить проектирование данных сооружений.

Моделирование динамики взаимодействия морского подводного трубопровода с морским дном

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

Анализ технического состояния морского подводного трубопровода имеет решающее значение для обеспечения его безопасной эксплуатации. Поэтому нельзя пренебрегать взаимосвязями между различными факторами воздействий на этот объект, особенно, контролем его динамической устойчивости при транспортировке многофазных потоков, что требует постоянного мониторинга, анализа и управления из-за возникновения пульсации давления и возбуждения вследствие этого его параметрических колебаний.

В статье предлагается метод количественной оценки взаимодействия морского трубопровода с морским дном, идеализируя трубу как балку, вибрирующую на упругом винклеровском основании при постепенном заглублении трубопровода. Морское дно рассматривается в двух состояниях: как жесткая сплошная и как деформируемая пористая сплошная среда, чтобы отразить геомеханические свойства морского дна, встречающиеся на практике.

Программно-технический комплекс «Поликом» как средство для построения систем управления технологическими процессами

Р.С. Таганов
(ООО «НПО «Вымпел»)

Современные реалии характеризуются массовым уходом с российского рынка импортных производителей программно-технических комплексов (ПТК) и большим вниманием, уделяемым Правительством Российской Федерации развитию их внутрироссийских аналогов.

Вместе с тем долговременное использование для построения систем управления зарубежных ПТК, содержащих, в том числе, датчики и исполнительные механизмы, привело к сложностям их быстрой замены, в том числе благодаря специфическим протоколам интеграции.

В докладе освещается работа ООО «НПО «Вымпел» в направлении создания собственного ПТК, ориентированного на создание SCADA-систем полевого уровня, основной задачей которых и является интеграция приборов и исполнительных механизмов полевого уровня с различными протоколами связи.

Указанные свойства достигаются путем написания и постоянной модернизации собственного программного обеспечения на языке C/C++ и возможности, таким образом, прямого доступа к аппаратной части и написания драйверов различного уровня (в настоящее время уже реализован стык 231 типом устройств с различными протоколами и информационный стык с 21 системой верхнего уровня).

Кроме того, в докладе приводятся примеры создания систем на базе ПТК «Поликом» и предложения по организации возможной замены систем, построенных на базе импортных ПТК, на системы, построенные на базе ПТК «Поликом» с использованием технологии Soft-PLC.

X Международная научно-техническая конференция

**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа:
Арктика и Дальний Восток
(ОМНР-2024)**

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

Подписано к печати 17.06.2024.
Тираж 200 экз. Ф-т 60×84/16
Объем: 4,0 усл. печ. л.