

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Освоение шельфа

Геология

**Защита окружающей
среды от загрязнения**

**Нормативное
регулирование**

**Промышленная
безопасность**

Защита от коррозии

Информация

**Конференции. Форумы.
Выставки**

№4. 2023



Адреса и телефоны офисов ООО «Газпром морские проекты»:

660075, **г. Красноярск**, ул. Маерчака, д. 10

т./ф.: +7 (391) 256-80-30 / +7 (391) 256-80-32 office@gazprom-seaprojects.ru

107045, **г. Москва**, Малый Головин пер., д. 3, стр. 1

т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 office@gazprom-seaprojects.ru

443086, **г. Самара**, ул. Складенко, д. 26

т./ф.: +7 (846) 379-26-84 / +7 (846) 379-26-85 office-smr@gazprom-seaprojects.ru

625048, **г. Тюмень**, ул. Максима Горького, д. 76, оф. 416-422

т./ф.: +7 (34552) 679-200 office-tmn@gazprom-seaprojects.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

- Зенин С.Г.** – председатель, генеральный директор,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Вагарин В.А.** – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром проектирование», г. Санкт-Петербург;
- Касьяненко А.А.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой;
- Лукьянчиков М.И.** – генеральный директор ООО «Газпром газнадзор»,
г. Москва;
- Рустамов И.Ф.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Санкт-Петербург;
- Сорокин А.А.** – генеральный директор, ООО «Газпром
газобезопасность», г. Москва.

Редакционная коллегия

- Оганов Г.С.** – главный редактор, д-р техн. наук, профессор, заместитель
генерального директора, ООО «Газпром морские проекты»,
г. Москва;
- Волкова В.А.** – заместитель главного редактора,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Бастриков С.Н.** – д-р техн. наук, профессор, Тюменский
индустриальный университет, г. Тюмень;
- Вовк В.С.** – д-р геол.-минер. наук, советник генерального директора,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Москва;
- Дзюбло А.Д.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва;
- Добролюбов С.А.** – д-р геогр. наук, профессор, академик РАН,
зав. кафедрой, декан, Московский государственный
университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва;
- Ермолаев А.И.** – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, г. Москва;
- Зубченко А.В.** – д-р биол. наук, профессор, ведущий научный
сотрудник, ФГУП «Полярный научно-исследовательский
институт морского рыбного хозяйства и океанографии
им. Н.М. Книповича», г. Мурманск;
- Мирзоев Д.А.** – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник,
КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
г. Москва;
- Прищепа О.М.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, зав. кафедрой, Санкт-
Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург;
- Холодилов В.А.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва.

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Газпром морские
проекты»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Я.В. Ткачева

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

107045, г. Москва,
Малый Головин пер., д. 3, стр. 1.
Тел.: (495) 966-25-50.
E-mail: office@gazprom-seaprojects.ru

Авторы опубликованных
материалов несут ответственность
за достоверность приведенных
сведений, точность данных
цитируемой литературы.

Перепечатка и иное коммер-
ческое использование материалов
допускается только с разрешения
редакции.

В номере использованы фотографии
из архива ООО «Газпром морские
проекты», а также фотографии,
предоставленные авторами статей.

Подписано в печать 20.12.2023.

Формат 60×90^{1/8}

Офсетная печать.

Усл. печ. л. 9,75.

Уч.-изд. л. 8,5.

Тираж 350 экз.

Отпечатано в типографии:

ООО «Промобюро»

141009, Московская обл.,

г. Мытищи,

Олимпийский пр., д. 3

© «Проектирование и разработка
нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 4 *Обухов С.А., Наташкин И.И., Михайлова Е.А., Охотников Е.П., Загреков Р.А.*
Импортозамещение при освоении шельфа РФ на примере оборудования системы очистки буровых растворов при эксплуатации морских буровых установок

ГЕОЛОГИЯ

- 14 *Иванов А.Н., Рюмкин А.Г., Оганов Г.С., Рюмкин Д.А.*
Геологическое строение шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро»

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

- 21 *Мещеряков С.В., Еремин И.С.*
Особенности применения метода биоремедиации нефтезагрязнений в арктической зоне

НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

- 29 *Васин В.Д., Корниенко О.А., Мельник А.В.*
Нормативное регулирование поиска и спасания людей на море при разведке, обустройстве и эксплуатации морских месторождений

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 36 *Староконь И.В., Калашников П.К., Мазер А.А., Ильин М.И., Екимов Д.М.*
Актуальные проблемы по экспертизе промышленной безопасности в нефтегазовом комплексе РФ и пути их преодоления

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

- 42 *Ваганов Р.К., Запезалов Д.Н.*
Оценка степени коррозионной агрессивности сред и подбор защиты от внутренней углекислотной коррозии для морских газопроводов

ИНФОРМАЦИЯ

- 52 Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» в части получения положительных заключений Главной государственной экологической экспертизы и негосударственных экспертиз и Государственной экологической экспертизы
- 57 *Шеханова Е.Г., Бушуева А.А.*
Общественные обсуждения: итоги 2023 г.
- 60 ООО «Газпром морские проекты» запустило курс лекций для студентов НИУ «Высшая школа экономики»

КОНФЕРЕНЦИИ. ФОРУМЫ. ВЫСТАВКИ

- 64 RAO/CIS Offshore 2023
- 68 Специалисты ООО «Газпром морские проекты» выступили экспертами на международной научной конференции
- 69 *Лазько К.В., Бушуева А.А.*
Молодежный технический форум «Шельфовый рубеж»
- 73 Делегация ООО «Газпром морские проекты» приняла участие в работе Международного газового форума–2023
- 74 Конференция, посвященная 25-летию кафедры «Освоение морских нефтегазовых месторождений»



Уважаемые коллеги!
Дорогие читатели!

По сложившейся традиции в четвертом номере нашего научно-технического журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» мы подводим итоги уходящего года и строим новые планы. Этот год был непростым, но трудности, с которыми мы столкнулись, сплотили нас и побудили открыть огромный резерв возможностей для движения вперед.

В 2023 году произошло немало важных событий. Мы добились высоких результатов в реализации проектов, выпустили энциклопедию российского шельфа, книгу «Энергия высоких широт. Очерки по истории освоения месторождений нефти и газа в Российской Арктике» за авторством В.С. Вовка и Ю.В. Евдошенко, достойно представили себя на международных выставках, организовали работу с партнёрами на о. Сахалин. Также мы вели активную работу с научным и студенческим сообществами крупнейших вузов России – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики». На базе этих университетов были проведены обучающие курсы лекций, направленные на популяризацию нефтегазовой отрасли, развитие интереса к работе на шельфе.

Всего руководством и ведущими специалистами ООО «Газпром морские проекты» было прочитано более 40 лекций, которые прослушали свыше 200 студентов и преподавателей.

Что касается журнала, то он был представлен на всех главных отраслевых мероприятиях 2023 года, в которых принимали участие работники компании, а также презентован нашим коллегам, партнёрам, профессорско-преподавательскому и студенческому сообществу вузов, с которыми мы сотрудничаем. География его распространения стала велика – Москва, Санкт-Петербург, Тюмень, Самара, Владивосток, Красноярск, Сахалин. Ко всему прочему, мы ежеквартально направляем печатную версию журнал в ведущие компании ТЭК и университеты, а электронную – публикуем на сайте Общества. И это только начало! Впереди нас ждёт еще много проектов.

От имени редакционного совета, редколлегии журнала, коллектива компании «Газпром морские проекты» и от себя лично сердечно поздравляю вас с наступающим Новым годом и Рождеством! Желаю вам реализации задуманных планов, новых ярких идей, успехов, благополучия, здоровья вам и вашим близким!

Генеральный директор
ООО «Газпром морские проекты»

С.Г. Зенин



УДК 622.24

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФА РФ НА ПРИМЕРЕ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

С.А. Обухов, директор по строительству скважин

АО «Газпром шельфпроект»;

И.И. Наташкин, заместитель начальника управления

ООО «Газпром недра»;

Е.А. Михайлова, специалист 1 категории

ООО «Газпром инвест»;

Е.П. Охотников, заместитель генерального директора,

Р.А. Загреков, руководитель проектов

ООО «АКРОС».

E-mail: emikhaylova@invest.gazprom.ru

Ключевые слова: буровой раствор; технология; технические решения; морские буровые установки; шельф; редомицилированные компании; импортозамещение; вероятность безотказной работы.

Аннотация. В последние годы Россия активно развивает свои технологии для освоения шельфа. Это объясняется не только возможностью укрепления своих позиций на мировой арене, но и стремлением к обеспечению национальной технологической и, как следствие, энергетической безопасности. В статье рассматриваются вопросы реализации политики импортозамещения в нефтегазовой отрасли континентального шельфа России посредством оценки динамики рентабельности продаж крупнейших нефтесервисных компаний и производителей нефтегазового оборудования в России. Рассмотрена постепенная импортозамена зарубежного оборудования очистки буровых растворов при эксплуатации морских буровых установок. Осуществлен расчет статистической оценки вероятности работы техники отечественного производства и приведено экономическое обоснование внедрения данного мероприятия. Сделанные выводы говорят о возможности поэтапного импортозамещения, позволяющего достичь энергетической независимости и экономического развития страны.

Континентальный шельф России, омываемый Арктическим и Тихим океанами, – один из наиболее значимых стратегических ре-

гионов для разведки и разработки природных ресурсов. Его площадь составляет около 5 млн км². Огромные запасы полезных ископаемых, в том

числе нефти и газа, на шельфе России имеют важное значение для энергетической независимости и экономического развития страны.

Углеводородное сырье является ценным энергоресурсом, обеспечивающим, по разным оценкам, 30–35 % мирового потребления энергии [1–3].

При введенных санкциях США и ЕС в виде запрета на экспорт в Россию высокотехнологичного оборудования ситуация в нефтегазовой отрасли остается приемлемой. Однако в некоторых секторах нефтегазового комплекса может возникнуть определенный дискомфорт [4].

Государственная поддержка предприятий по производству оборудования для нефтяной и газовой промышленности осуществляется по двум главным направлениям – это поддержка создания и развития промышленных производств на территории России и реализация мероприятий отраслевой программы импортозамещения [5].

влекать внутреннего подрядчика, могущего выполнять не менее 50–60 % объема работ. Это позволит обеспечить долгосрочность перспектив с минимизацией зависимости от внешних участников и снижения доли открытого рынка. Второе предложение констатирует необходимость формирования Национального нефтесервисного холдинга на базе крупных независимых игроков, с помощью которого будут созданы котируемые (40–50 %) доли объемов работ на рынке крупных недропользователей.

эксперт Первого Бурового Портала по бурению нефтяных и газовых скважин Р.Р. Тойб определил вектор поэтапно-го импортозамещения за счет увеличения доли налоговых льгот, а также долгосрочного сотрудничества заказчика и контрагента. Это обеспечит в перспективе гарантированные заказы при внедрении современных механизмов платежей, а также наращивании компонентной базы.

По данным аналитического обзора рынка нефтесервисных услуг эксперта Первого Бурового Портала, наибольшая

Огромные запасы полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, на шельфе России имеют важное значение для энергетической независимости и экономического развития страны.

Материалы и методы

На XVII ежегодной конференции «Нефтегазовый сервис в России» (Нефтегазсервис-2023) выдвинуты основные тезисы концепции импортозамещения. Так, член Союза нефтегазопромышленников России А.Н. Канашуков констатировал, что ключевым фактором роста эффективности данного вида деятельности является специализация нефтесервисных компаний в совокупности с развитием отечественной промышленности и высоких технологий. Эксперт также выдвинул два предложения (базовое, альтернативное), обусловленных снижением доли открытого нефтесервисного рынка. Согласно первому направлению заказчикам (нефтегазовым компаниям) необходимо при-

По данным аналитического обзора рынка добычи и нефтесервиса, представленным экспертом компании Kasatkin Consulting Д.Б. Касаткиным, с 2017 по 2022 г. среднегодовой прирост добычи составил 0,9 %. На добычу нефти приходится 60 % всей добычи углеводородов. Несмотря на дефицит спроса в 2023 г., он все равно будет выше, чем годом ранее, и по итогам года добыча нефти вырастет благодаря спросу со стороны развивающихся экономик. Добыча газа в 2023 г. незначительно вырастет: падение спроса в ЕС и США будет компенсировано ростом развивающихся стран Азии [6].

На XVI ежегодной конференции «Подряды на нефтегазовом шельфе» (Нефтегазшельф-2023) независимый

доля сервисных услуг принадлежит крупным вертикально интегрированным нефтяным компаниям – 50 %, крупным независимым компаниям – 26 %, далее редоминированным компаниям – 15 %, а средним и малым компаниям – 9 % (рис. 1).

Главный научный сотрудник КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д-р техн. наук, профессор М.Н. Мансуров затронул вопрос развития отечественной индустрии производства оборудования для подводной добычи углеводородов с ссылкой на госпрограмму (2015 г.) «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений», согласно которой на создание российских технологий для

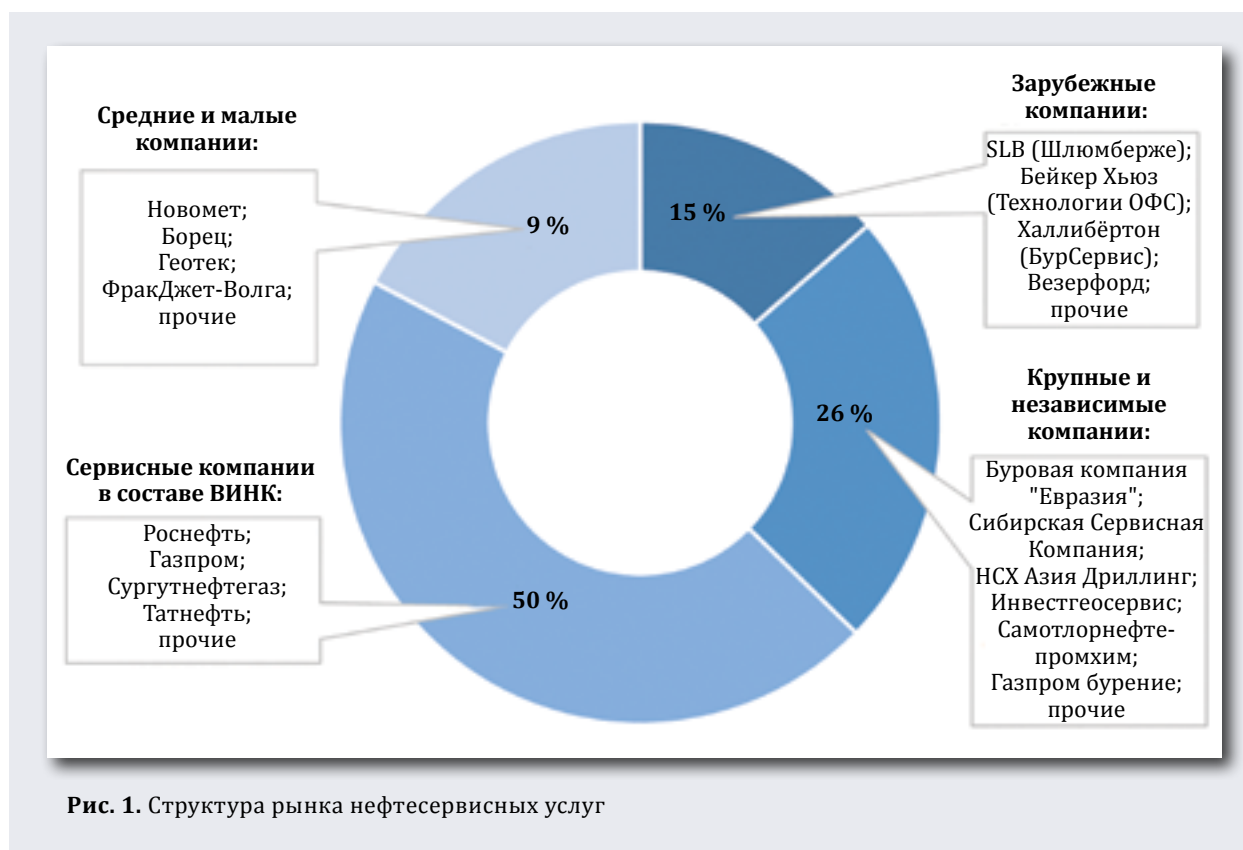


Рис. 1. Структура рынка нефтесервисных услуг

проектов на шельфе выделены финансовые средства. О результатах этих работ можно судить по плану Минпромторга РФ (Приказ № 2362 от 30.06.2021 г.), в котором приводится перечень иностранной продукции, требующей импортозамещения до 2024 г., включая блочно-модульную установку очистки нефтесодержащих жидкостей на основе технологии центробежной сепарации.

Проанализировав процессы создания оборудования для диагностики, технического обслуживания и ремонта подводных добычных комплексов, эксперт ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» доказал важность мониторинга проблем, выявляемых в процессе эксплуатации уже используемого оборудования для внесения коррективов в производство отечественных

приборостроительных и машиностроительных предприятий.

Результаты

До реализации планов импортозамещения доля отечественной продукции составляла 0 %; согласно плану Минпромторга РФ (приказ № 2362 от 30.06.2021 г.) этот показатель к 2024 г. должен достичь 20 %.

В условиях современной геополитической ситуации на рынке нефтегазовой отрасли в России зависимость от высокотехнологичного оборудования западных компаний близка к абсолютной. Подразделения иностранных нефтесервисных компаний, предоставляющих услуги, включающие поставку высокотехнологичных систем очистки буровых растворов

(вибросита, центрифуги, гидроциклоны, вакуумные нагнетатели, др.), передали права бизнеса в российскую юрисдикцию: Schlumberger (ООО «Технологическая Компания Шлюмберже», ООО «ПетроАльянс», ООО «Сервис центр ЭПУ», ООО «Фирма «Радиус-Сервис» и др.), Baker Hughes (ГК «Технологии ОФС»), Halliburton (ООО «БурСервис»), Weatherford (ООО «Везерфорд»). Однако в отсутствие внешней поддержки крупнейших иностранных холдингов появляются риски перенесения сроков научных и технологических перспектив на более поздние периоды.

Одним из наиболее перспективных направлений развития сегмента высоких технологий является привлечение крупнейших российских нефтегазовых компаний для заключения долгосрочных проектов.

Так, уже в середине октября 2023 г. Минэнерго РФ, Минпром России и ПАО «Газпром нефть» подписали дорожную карту, обозначающую этапы развития и 19 ключевых направлений импортозамещения оборудования для бурения и добычи углеводородов до 2030 г. К числу приоритетных задач, по данным компании, относятся технологии гидроразрыва пласта, разработка высокотехнологичного бурового оборудования, систем телеметрии и новых материалов [7].

В АО «Газпром шельфпроект» в рамках ПАО «Газпром» проделана значительная работа по разработке стратегии, в которой определены ключевые технологические направления для дальнейшей успешной реализации шельфовых проектов. Выделенные пять приоритетных технологических проектов и соответствующие им дорожные карты подписаны ПАО «Газпром» и АО «Газпром шельфпроект» на XII Петербургском международном газовом форуме (ПМГФ-2023) 01.11.2023 г.

К указанным технологическим проектам относятся:

- Проект по созданию оборудования наклонно-направленного бурения скважин шельфовых месторождений на базе роторной управляемой системы и высокотехнологичного комплекса исследований в процессе бурения для строительства секций 215,9 и 311,1 мм;

- Проект по разработке технологий геофизических исследований нефтегазовых скважин с использованием платформенного аппаратно-методического комплекса, пластоиспытателя и скважинного трактора;

- Проект создания технологических геолого-технологических исследований нефтегазовых

скважин с использованием станций ГТИ для шельфовых месторождений;

- Проект разработки технологий для испытания нефтегазовых скважин с использованием скважинного оборудования, палубного комплекса, подводной испытательной фонтанной арматуры;

- Проект по разработке технологий и оборудования интеллектуального заканчивания скважин и борьбы с пескопроявлениями.

До реализации планов импортозамещения доля отечественной продукции составляла 0 %. Согласно плану Минпромторга РФ (приказ № 2362 от 30.06.2021 г.) этот показатель к 2024 г. должен достичь 20 %.

Введенные санкции стали основным внешнеполитическим инструментом защиты национальных интересов в кризисных ситуациях. Редоминцилированные компании не попали под санкции недружественных стран, однако отечественные компании, осуществляющие 50–60 % объема бурения, неоднократно испытывали данное давление. По данным экспертов Союза нефтегазопромышленников России, услуги в нефтесервисе, оказываемые редоминцилированными компаниями, а также предоставляемые ими технологии и оборудование для бурения на шельфе на данный момент достигают 80 % общего объема услуг на рынке.

Высокая роль китайского государства в нефтегазовом секторе российского рынка отражается в долгосрочном пар-

тнерстве. Китайские производители выпускают буровое оборудование, аналогичное американскому, но при этом материалы для изготовления техники требуют качества выше заявленного. Выявленные аспекты напрямую отражаются на сроках их межсервисного обслуживания.

Также, по мнению экспертов Союза нефтегазопромышленников России, существует целый ряд российских предприятий, обладающих высо-

ким потенциалом для роли поставщиков в рамках импортозамещения по следующим направлениям:

- **бурение, строительство скважин:** Группа «ГМС»; ПАО «Пролетарский завод»; ООО «Уралмаш НГО Холдинг»;

- **оборудование по очистке, сервису буровых растворов:** ГОЗ «Обуховский завод»; Группа «Уралмаш-Ижора»; ОАО «Китайский насосный завод»; ОАО «Машпром»; ОАО «НИИТФА»; ОАО «НИКИМТ-Атомстрой»; ФГУП СПО «Аналитприбор», ООО «АКРОС», ООО «НКМЗ»;

- **нефтегазодобыча:** Группа «Генерация»; Группа «ГМС»; Группа «Уралмаш-Ижора»; ЗАО «НПФ ЦКБА»; ОАО «Китайский насосный завод»; ПАО «Пролетарский завод»; ООО «Уралмаш НГО Холдинг»;

- **переработка нефти:** Группа «Уралмаш-Ижора»; ОАО

Введенные санкции стали основным внешнеполитическим инструментом защиты национальных интересов в кризисных ситуациях.

«Китайский насосный завод»; ОАО «НИИТФА»; ОАО «НИКИМТ-Атомстрой»; ПАО «Пролетарский завод»; ООО «Уралмаш НГО Холдинг»;

- **прочее (судовое и энергетическое оборудование):** НПО «Винт», ОАО «Новая эра»; ПАО «Пролетарский завод»; ОАО «Силовые машины»; ОАО «Технорос»; АО «Уралвагон-

завод»; ООО «Электротяжмаш-привод» [8].

В ходе анализа финансовых показателей отечественных компаний – производителей отечественного нефтегазового оборудования с 2015 по 2022 г. определен средний показатель рентабельности продаж – 10,31 %, что свидетельствует об активной деятельности и

преобладании отечественных участников рынка над зарубежными компаниями (рис. 2).

Техническое предложение

Необходимо отметить, что локализация технологий и инноваций при действующей политике импортозамещения в Российской Федерации определяет вектор в сторону экспансии российской продукции, доступной в условиях западных санкций, с ощутимым экономическим эффектом.

В рамках проекта импортозамещения предлагается постепенная (по мере износа и возможностей по ремонту

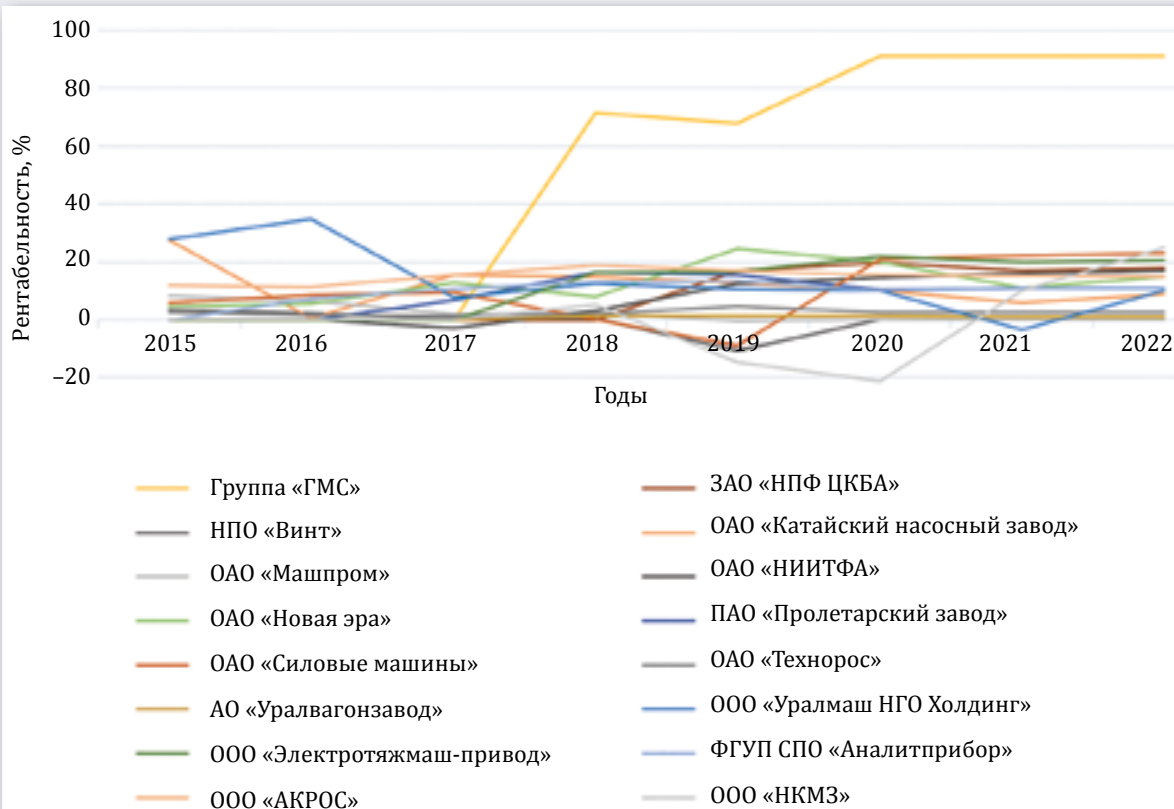


Рис. 2. Динамика рентабельности продаж крупнейших компаний – производителей нефтегазового оборудования в России

Таблица 1

Технические характеристики и размеры вибросит

Параметр	Показатели	
	Зарубежного оборудования	Отечественного оборудования
Площадь, м ²	5,15	5,00
Максимальная масса, кг	2436	1680
Общая рабочая площадь сеток, м ²	4,6	2,73
Размер ячеек на ярусах, меш	84-230	80-200
Мощность двигателя (2 ед.), кВт/ед.	3	1,72

и обслуживанию) подготовка и планирование замены зарубежного оборудования очистки буровых растворов. Замена подлежат шесть ситовых панелей BRAND VSM 300 от Schlumberger в условиях эксплуатации морской буровой установки проекта Moss Maritime CS 50 М [9] (табл. 1, рис. 3).

В качестве основной задачи плана мероприятий по импортозамещению вибросит BRAND VSM 300 от Schlumberger проведен анализ технологических характеристик вибросит отечественных поставщиков [9]. Принимая во внимание тот факт, что комплектация морской буровой установки ограничена габаритными параметрами, из модельного ряда отечественных производителей выделена компания, параметры нефтегазового оборудования которой наиболее коррелируют с параметрами вибросит зарубежного производства (см. табл. 1).

Отказ оборудования очистки буровых растворов неизбежно ведет к потерям при приготовлении дополнительного объема бурового раствора для разбавления, при остановке буровых работ в связи с ремонтом отказавшей цирку-

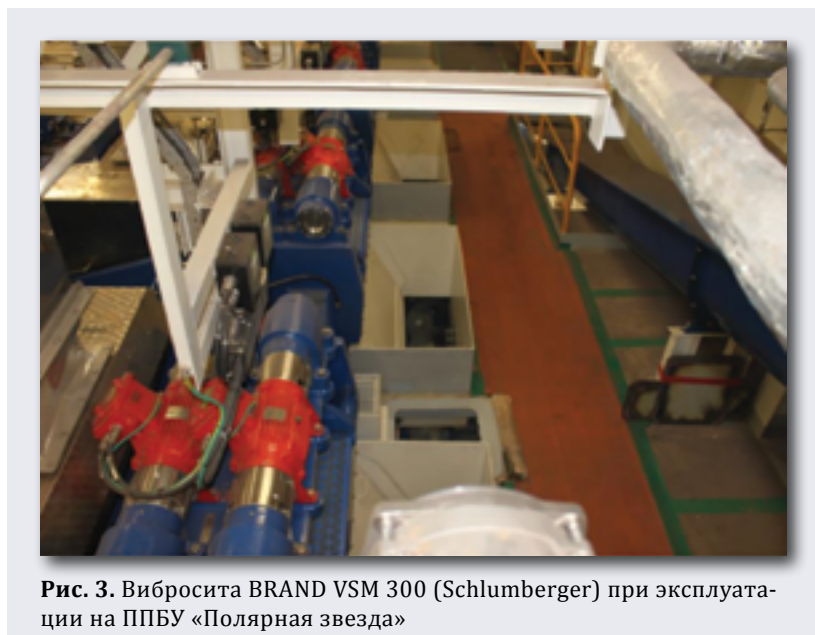


Рис. 3. Вибросита BRAND VSM 300 (Schlumberger) при эксплуатации на ППБУ «Полярная звезда»

ляционной системы, при ликвидации последствий аварии и т.д. Потери могут быть так велики, что обуславливают целесообразность эксплуатации техники исключительно высокой надежности.

Для определения степени надежности зарубежного и отечественного оборудования очистки буровых растворов при эксплуатации проведен расчет статистической оценки вероятности работы техники.

Согласно ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основ-

ные понятия. Термины и определения» [10] вероятностью безотказной работы является вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет. Вероятность безотказной работы рассчитана по следующей формуле:

$$P(t) = 1 - \frac{n(t)}{N}, \quad (1)$$

где: $n(t)$ – число отказов вибросит на данный момент времени t (720, 2160, 4320, 8760 ч); N – число работоспособных изделий на конец периода.

Так как безотказная работа и отказ – противоположные события, то оценка вероятности отказа определена по формуле

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N}. \quad (2)$$

Статистическая оценка плотности вероятности отказов рассчитана следующим образом

$$f(t) = \frac{n(t)}{N \Delta t}. \quad (3)$$

Интенсивность отказов составляет

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{(N - n(t)) \Delta t}. \quad (4)$$

Результаты расчетов оценки безотказной работы и отказа в процессе эксплуатации вибросита зарубежного и отечественного производства в течение буровых работ после 1, 3, 6, 12 мес приведены в табл. 2, рис. 4.

Расчеты позволяют судить о том, насколько надежна техника зарубежного и отечественного оборудования в конкретный момент времени (точечная характеристика). На основании данных по морским скважинам, предоставленных дочерней компанией АО «Газпром шельфпроект», оказывающей комплекс услуг при реализации шельфовых нефтегазовых проектов, а также данных по эксплуатации оборудования очистки буровых растворов от российской нефтесервисной компании (рис. 4, а, б) видно, что вероятность отказов вибросита отечественного производства при эксплуатации 720, 2160, 4320, 8760 ч выше, чем у зарубежного.

В период эксплуатации интенсивность отказов практически минимальна (рис. 4, в), при этом отказы носят случайный характер и появляются внезапно, прежде всего из-за случайных изменений нагрузки, несоблюдения условий экс-

плуатации, неблагоприятных внешних факторов и т.п. Так существуют риски преждевременного выхода из строя расходных материалов (пружины, резиновые уплотнители подситовые панели), замена которых проводится оперативно в кратчайшие сроки с минимальными временными потерями в рамках гарантийного обслуживания. Именно этот период соответствует основному времени эксплуатации объекта, на протяжении которого отечественные нефтесервисные компании предоставляют сопровождение оборудования. Стоит отметить, что при обслуживании оборудования зарубежного производства существуют риски простоя техники в ожидании расходных элементов и запчастей из-за рубежа и срока проведения технического обслуживания/ремонта. Таким образом, при использовании оборудования отечественного производства решается проблема зависимости от недружественных стран.

Таблица 2

Статистическая оценка вероятности работы зарубежного и отечественного оборудования

t, ч	BRAND VSM 300 от Schlumberger						Вибросита отечественного производителя					
	Число отказов за данный интервал n(t)	Число работоспособных изделий на конец периода N(t)	Вероятность безотказной работы P(t)	Вероятность отказа Q(t)	Плотность вероятности отказов f(t)	Интенсивность отказов λ(t)	Число отказов за данный интервал n(t)	Число работоспособных изделий на конец периода N(t)	Вероятность безотказной работы P(t)	Вероятность отказа Q(t)	Плотность вероятности отказов f(t)	Интенсивность отказов λ(t)
0	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000
720	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1	5	0,80000	0,20000	0,00028	0,00035
2 160	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4 320	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8 760	0	6	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1	5	0,80000	0,20000	0,00002	0,00003

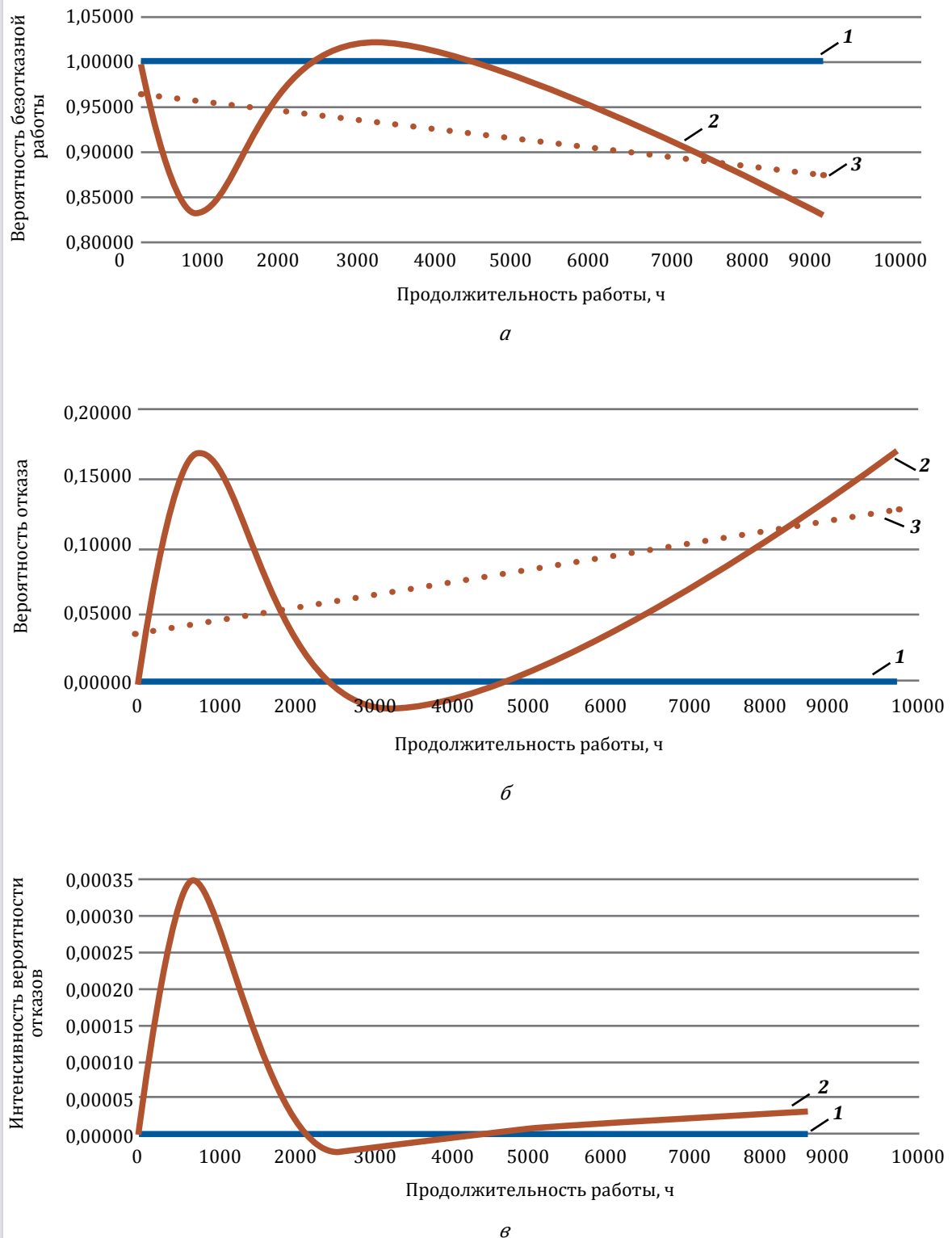


Рис. 4. Графики зависимости от времени: а – вероятности безопасной работы, б – вероятности отказов; в – вероятности интенсивности отказов; 1 – вибросита зарубежного производства; 2 – вибросита отечественных производителей; 3 – вибросита отечественных производителей (линия тренда)

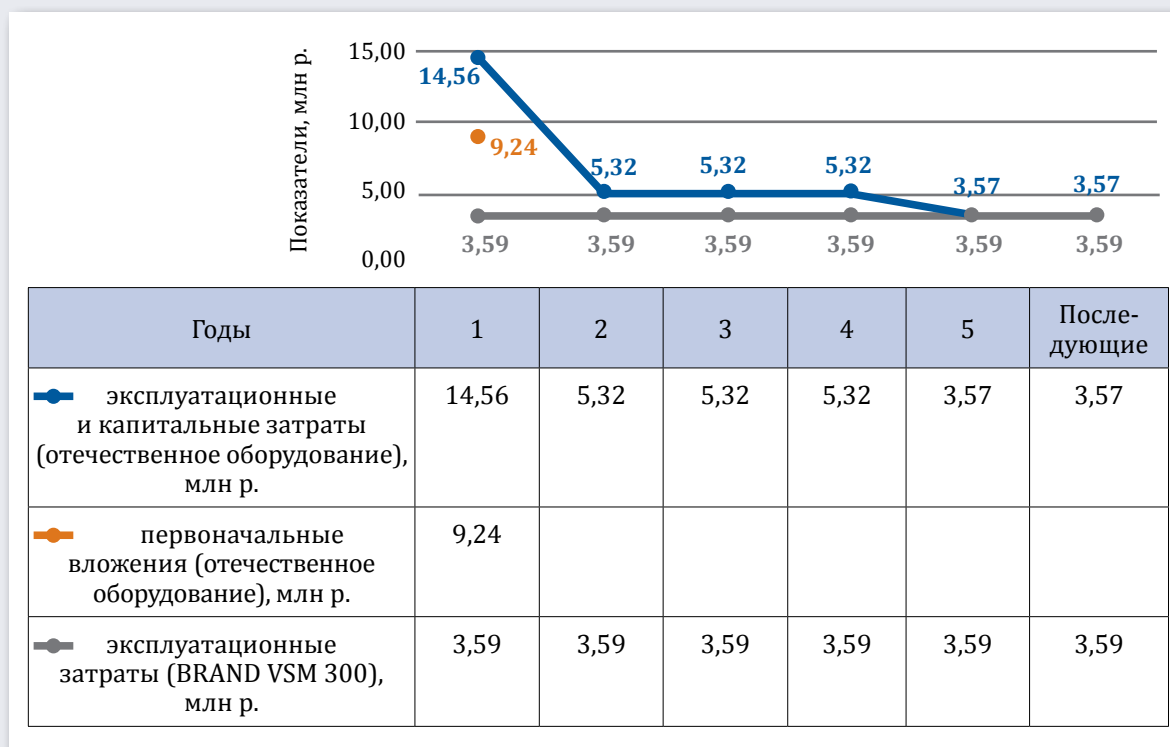


Рис. 5. Экономический эффект проекта импортозамещения

Возрастание интенсивности отказов возможно при увеличении периода эксплуатации как зарубежного, так и отечественного оборудования и вызвано увеличением числа отказов из-за износа, старения и других причин, связанных с длительной эксплуатацией.

Статистическая оценка вероятности безотказной работы отразила положительные эксплуатационные показатели отечественного производства относительно зарубежного. Однако для обеспечения максимально приближенных результатов необходимо развитие и совершенствование отечественной промышленности, учет научно-технического прогресса при формировании надлежащего интереса со стороны потенциальных потребителей и государственной поддержки.

В рамках проекта импортозамещения проведены расчеты экономического обоснования внедрения ситовых панелей отечественного производства в условиях эксплуатации морской буровой установки проекта Moss Maritime CS 50 Mk. Учет капитальных затрат (покупка нового оборудования, обучение сотрудников, монтажные работы), а также амортизации показал, что в первый год экономический эффект не ожидается (рис. 5). Однако за 5 лет, когда новое оборудование полностью перенесет свою стоимость на стоимость буровых работ, а капитальных вложений не предвидится, экономический эффект составит около 0,52 %. Предполагаемый эффект также обосновывается снижением рисков простоев эксплуатации бурового комплекса в ожидании запчастей из-за рубежа, рациональными

управленческими и логистическими решениями, снижением рисков срыва или переноса навигационного периода и, как следствие, снижением зависимости от недружественных стран.

Таким образом, можно констатировать возможность поэтапного импортозамещения, благодаря подбору отечественного оборудования, коррелирующего с функциональными показателями зарубежного производства для обеспечения аналогичных эксплуатационных параметров.

Выводы

Несмотря на многолетнюю историю освоения шельфа РФ, необходимость за короткий срок максимально эффективно за счет внутренних ресурсов осуществить скачок

в собственном развитии для решения прикладных задач посредством минимизации вовлечения зарубежных технологий в развитии экономики страны стала общим вызовом государству и отечественным отраслям.

Ключевой момент в дальнейшей стратегии развития шельфовых проектов – реализация политики импортозамещения. На протяжении последних лет российские компании активно работают над созданием, внедрением и использованием отечественных технологий и оборудования. Это включает разработку комплексов буровых установок, специализированных исследовательских судов, внутрискважинного оборудования и других необходимых систем, инструментов. Учитывая степень использовавшихся в нефтегазовой отрасли импортных технологий и оборудования, необходимо формирование системной работы для планомерного и устойчивого поступательного движения к обеспечению технологического суверенитета.

Импортозамещение для шельфовых проектов России в средне- и долгосрочной перспективе имеет своими целями не только достижение технологического суверенитета, но и обеспечение экономической эффективности и производственной безопасности. Развитие отечественных технологий и возможность их реализации на шельфе в своем стратегическом целеполагании призваны повысить национальную безопасность посредством устойчивого планирования и выполнения производственных программ в будущем. Синергетический эффект от вовлечения и развития научно-методических ресурсов, материально-технической и

производственной баз предопределяет приоритеты специализации и количества новых рабочих мест, способствует развитию и расширению отраслевых центров, связанных с освоением шельфа непосредственно в регионах реализации проектов, таких как геологоразведка, морская инженерия, транспорт и др.

Однако развитие собственных технологий и обеспечение импортозамещения на шельфе России требуют значительных совместных усилий и инвестиций как со стороны государства, так и недропользователей, являющихся основными бенефициарами. Это включает совершенствование нормативно-технического регулирования, улучшение социальной сферы в регионах концентрации научно-производственных мощностей, поддержку отечественных производителей и научно-исследовательских учреждений, разработку/развитие базы профессиональной подготовки по инженерным специальностям, а также создание благоприятных условий для инвестирования и сотрудничества. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа: в 2-х т. т.1: Морской нефтегазовый комплекс: состояние, перспективы, факторы воздействия. – М.: Изд-во ВНИРО, 2017. – 326 с.
2. Influence of oil pollution on various types of soil / F. Tumanyan, N.V. Tyutyuma, A.N. Bondarenko, N.A. Shcherbakova // Chemistry and Technology of fuels and oils. – 2017. – Vol. 53. – № 3. – P. 369-376. – DOI: 10.1007/s10553-017-0813-7
3. Золотухин А.Б., Гудмestad О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых нефтегазовых место-

рождений и строительство морских сооружений в Арктике: учеб. пособие. – М.: Нефть и газ, 2000. – 770 с.

4. Кершенбаум В.Я., Белозерцева Л.Ю. Проблемы импортозамещения нефтегазового оборудования // Машины и оборудование, Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 5. – С 4–6.
5. Марюнина И.Н. Управление процессом импортозамещения в нефтегазовой отрасли России в условиях санкций // Государственное и муниципальное управление. Ученые записки. – 2020. – № 4. – С. 35–41. – DOI: 10.22394/2079-1690-2020-1-4-35-41
6. Обзор рынков добычи и нефтесервиса–2023. – URL: <https://kascons.ru/upstream23> (дата обращения: 10.10.2023).
7. «Газпром нефть», Минэнерго и Минпромторг подписали дорожную карту развития российского оборудования для бурения и добычи углеводородов – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-minenergo-i-minpromtorg-podpisali-dorozhnyuyu-kartu-razvitiya-rossiyskogo-oborudovaniya-/?ysclid=loscpi3tke439214675> (дата обращения: 10.10.2023).
8. Импортозамещение для "Полярного Сияния". Ч. II – URL: <https://goarctic.ru/news/importozameshcheniedlya-polyarnogo-siyaniya-chastii/?ysclid=lohdygjij2180260145> (дата обращения: 10.10.2023).
9. Технические решения очистки бурового раствора при эксплуатации полупогружных плавучих буровых установок на Ленинградском и Южно-Кирином месторождениях российского континентального шельфа в условиях импортозамещения / Е.А. Михайлова, В.В. Никитин, С.А. Обухов [и др.] // Бурение и нефть – 2023, – № 10. – С. 5–11.
10. Межгосударственный стандарт ГОСТ 27.002-89" Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 15. 10. 1989 г. № 3375).

УДК 553.982

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

А.Н. Иванов, первый заместитель генерального директора, канд. техн. наук,

А.Г. Рюмкин, заместитель заведующего отделом

НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»;

Г.С. Оганов, заместитель директора, д-р. техн. наук,

ООО «Газпром морские проекты»;

Д.А. Рюмкин

Северо-Кавказский федеральный университет

E-mail: Daniilrmk@mail.ru

Ключевые слова: геолого-разведочные работы (ГРП); геологическое строение; геолого-геофизическая характеристика; залежь углеводородов (УВ); продуктивный горизонт; пласт; нефтегазоносность; маргинальная залежь; разработка залежей; сейсмический горизонт.

Аннотация. По результатам работ СП «Вьетсовпетро» за период 1981–2022 гг. рассмотрено геологическое строение шельфовых нефтяных месторождений. Определены основные этапы геологического развития территории, выделены основные сейсмические горизонты, представлена промысловая номенклатура пластов и залежей действующих месторождений. Представлен краткий анализ проведенных геолого-разведочных и промысловых работ на изученных месторождениях. Дан прогноз проведения дальнейших работ на аналогичных участках и площадях шельфа акватории Вьетнама.

В 60-е гг. XX в. на шельфе Вьетнама начато изучение геологического строения. В период с 1968 по 1980 г. нефтегазовые компании Mobil, Shell, Bow Valley, Agip, Deminex и другие (более 11 компаний) проводили геолого-разведочные работы по поиску месторождений нефти и газа. Результаты работ оказались малоэффективными, и поисково-разведочные площади были возвращены вьетнамскому правительству. В 80-е гг., после создания в 1981 г. совместного Советско-Вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро», на территории Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) разработана и выполнена про-

грамма геолого-разведочных работ (ГРП), в результате которой коллективом ученых, геологов, геофизиков и буровиков совместного предприятия (СП) открыты и введены в разработку первые нефтяные месторождения, ставшие основой нефтяной промышленности Вьетнама. К середине 90-х гг. на площадях Кыулонгской и Южно-Коншонской впадин шельфа юга Вьетнама СП выполнило сейсморазведочные работы в объеме 63,4 тыс. км, в том числе 15 тыс. км пространственных (трехмерных). Пробурено 34 поисково-разведочных скважины, где в 28 получены притоки нефти и газа [1]. По результатам выполненных работ

открыто семь месторождений, три из которых – Белый Тигр, Дракон и Дайхунг – относятся к крупным.

В настоящее время в разработке СП «Вьетсовпетро» находится блок 09-1, расположенный в акватории шельфа СРВ. Согласно классификации Г.А. Габриэлянца, В.И. Пороскуна [2], на блоке 09-1 выполнены все стадии геолого-разведочных работ, а также изучены история развития осадочных бассейнов, принципы формирования ловушек, залежей нефти и газа, особенности геологического строения.

Материалы ГРП, разработки и доизучения геологического строения характеризуют весь

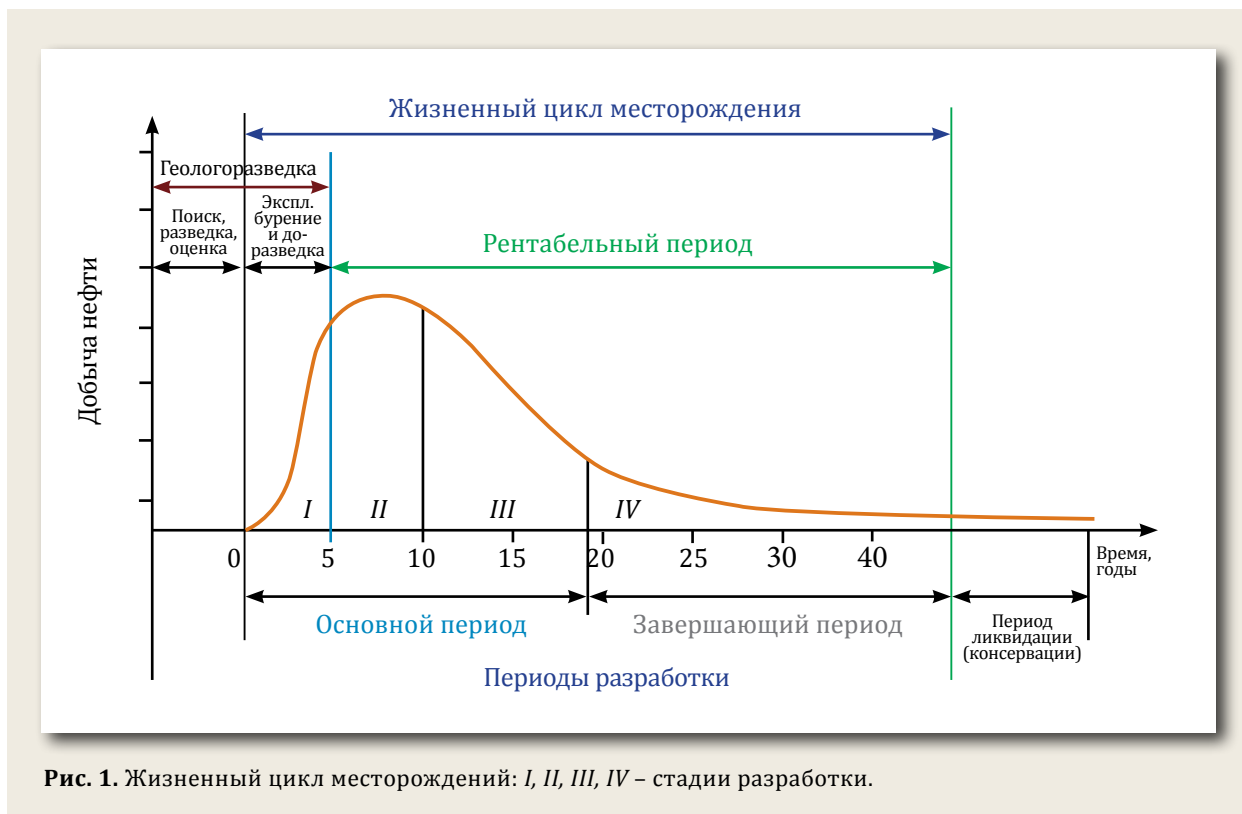


Рис. 1. Жизненный цикл месторождений: I, II, III, IV – стадии разработки.

жизненный цикл месторождений (рис. 1).

В результате выполненных работ с 1981 по 2022 г. на блоке 09-1 шельфа СРВ в Кыулонгском бассейне разведаны и оценены запасы залежей нефти и газа, обустроены и разрабатываются месторождения: Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь, Южный Дракон–Морская Черепаха и Белый Заяц (рис. 2).

Геологическое строение и условия осадконакопления действующих месторождений характеризуют условия формирования залежей всего нефтегазоносного бассейна Кыулонг.

Бассейн Кыулонг – это типичный внутриконтинентальный рифтовый бассейн, заполненный осадочными отложениями, в основании которых залегают магматические и метаморфиче-



Рис. 2. Расположение месторождений блока 09-1 в Кыулонгском бассейне

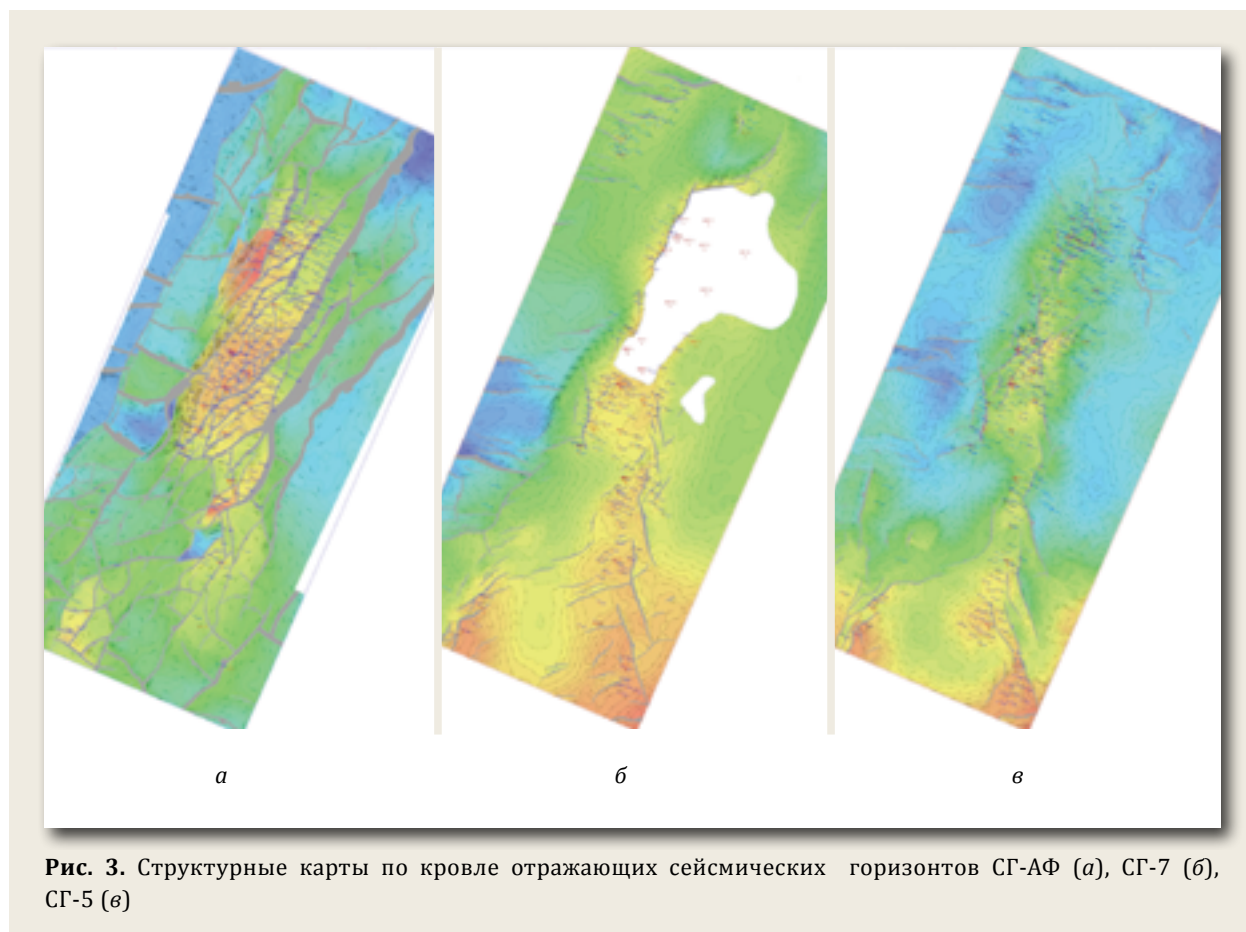


Рис. 3. Структурные карты по кровле отражающих сейсмических горизонтов СГ-АФ (а), СГ-7 (б), СГ-5 (в)

ские породы докайнозойского фундамента. Поверхность фундамента разделена на приподнятые купола и глубокие прогибы. Особенности тектонического строения данного района связаны с историей развития Кыулунгского бассейна. Выделяются три основных периода: мезозойский, палеоцен-эоценовый и период позднего олигоцена-раннего миоцена. Тектоническая активность, связанная с субдукцией Индо-Австралийской плиты под Евразийскую вдоль Гималайского хребта, а также со смещением Индосинийской платформы по юго-восточному направлению в разные временные промежутки, привела к формированию сложного строения поверхности фундамента и активному разви-

тию кайнозойских отложений на континентальной окраине Юго-Восточной Азии, осложненных разрывной тектоникой. Кыулунгский бассейн считается тектонической структурой 1-го порядка, а разрабатываемые месторождения приурочены к структурам 2-го порядка.

Выявленные особенности геологического строения бассейна позволили открывать и вводить в разработку новые залежи на блоке 09-1, а на базе полученной информации о строении блока – проводить поиск и разведку месторождений на соседних участках.

По результатам сейсмо-разведочных работ на блоке 09-1 Кыулунгского бассейна выделены следующие опор-

ные сейсмические горизонты (сверху вниз):

- в верхней части разреза: СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8;
- в нижней части разреза: СГ-10, СГ-11,
- поверхность фундамента выделяется как СГ-АФ (рис. 3).

В седиментационном бассейне Кыулунгской впадины блока 09-1 залежи углеводородов установлены в осадочных породах нижнего миоцена, олигоцена, а также в трещиноватых породах фундамента.

Для идентификации вскрытых отложений в скважинах выполнены анализ обстановок осадконакопления, корреляция разрезов, работы по вертикальному сейсмопрофилированию, отбор и изучение керны, определены свойства

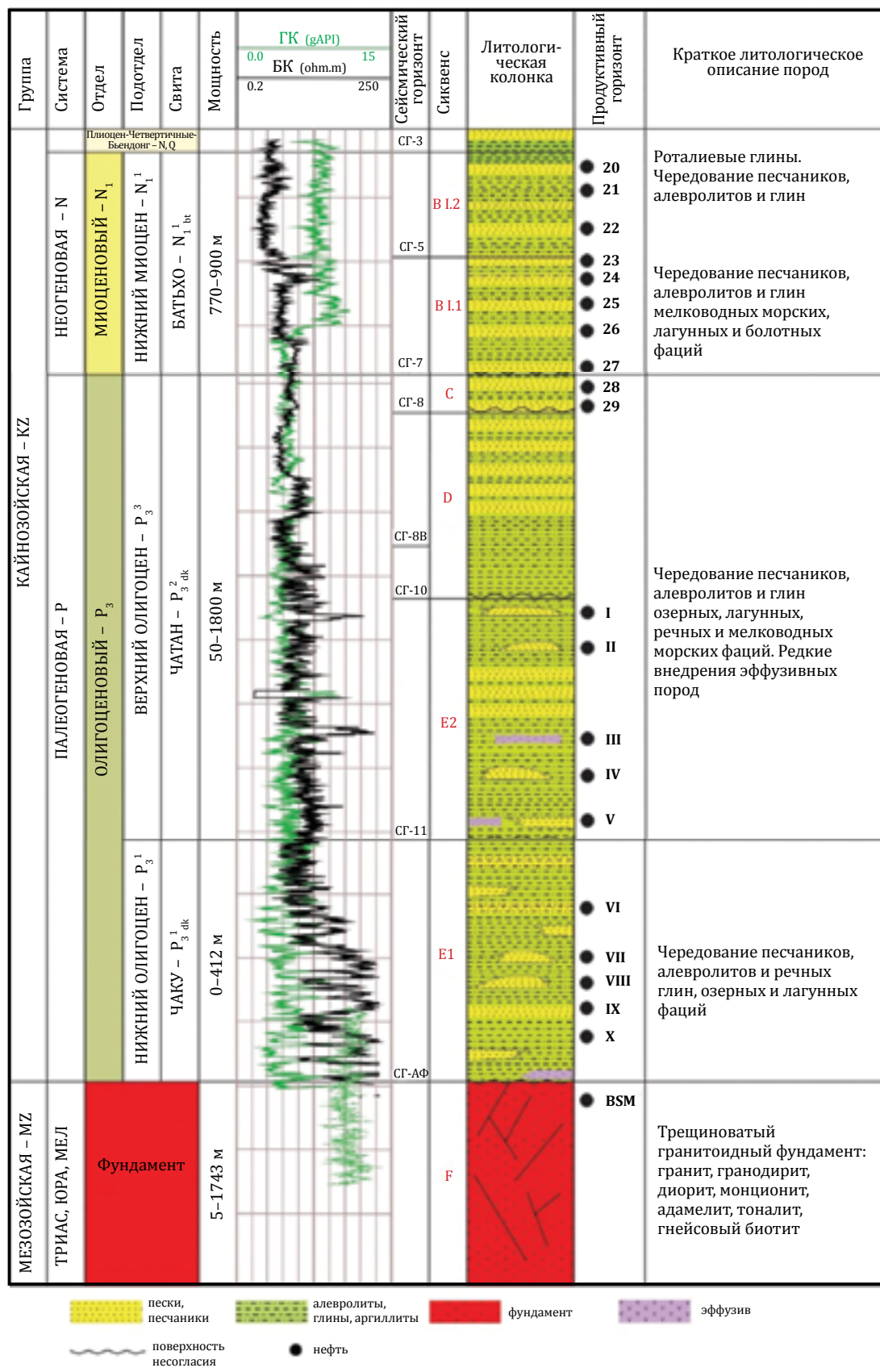


Рис. 4. Сводный геолого-геофизический разрез продуктивных отложений блока 09-1

пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

Схема выделения стратиграфических горизонтов в разрезе скважин, а также распределение и номенклатура сиквенсов для южной части

континентального шельфа СРВ рассмотрены на сводном геолого-геофизическом разрезе продуктивных отложений блока 09-1 (рис. 4).

На месторождениях Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь, Южный Дракон-Морская Чере-

паха и Белый Заяц при оценке геологического строения детально изучены 20 промышленных нефтегазоносных горизонтов/пластов/пачек, в которых установлены более 68 продуктивных залежей (таблица).

Распределение пластов/горизонтов/пачек на месторождениях блока 09-1 с указанием даты пересчета запасов

Стратиграфический комплекс	Южный Дракон-Морская Черепаха, на 01.05.2018 г.	Дракон, на 01.01.2014 г.	Белый Тигр, на 01.01.2017 г.	Белый Медведь, на 01.01.2014 г.	Белый Заяц, на 01.01.2018 г.
Нижний миоцен	20	-	-	-	-
	21	21А, 21В	-	-	-
	22	22А, В, С, D, E	-	-	-
	23	23	23-1-23-4	23-1, 23-2	-
	24	24	24	24-1, 24-2, 24-3	24-1-24-10
	-	25	25	25-1	25-1, 25-3
	-	26	26	-	26-1-26-8
	-	27	27	27-1, 27-2, 27-3	27-1А, 27-1В-27-4
Верхний олигоцен	-	-	28	-	28-1-28-7
	-	-	-	-	29-1-29-9
	-	I	I	Ia	-
	-	II	II	-	-
	IIIa, IIIb	III	III	-	-
	-	IV	IV	-	-
	-	V	V	-	-
Нижний олигоцен	-	-	VI	-	-
	-	-	VII	-	-
	-	VIII	VIII	-	-
	-	IX	IX	-	-
	-	-	X	-	-
Фундамент	+	+	+	-	-

Продуктивные горизонты нижнего миоцена и олигоцена имеют детальное расчленение на пачки и пласты, которое изменяется по площади блока 09-1 в разрезах месторождений, где выделено:

- Белый Тигр – 17 горизонтов (пачек);
- Дракон – 15 горизонтов (пачек);
- Южный Дракон–Морская Черепаха – 7 горизонтов (пачек);
- Белый Медведь – 5 горизонтов (пачек);
- Белый Заяц – 6 горизонтов (пачек).

Геологическое строение установленных залежей сложное. В разрезах месторождений отмечены многочисленные разрывные нарушения. Пласты-коллекторы выклиниваются и имеют литологические замещения, по площади часто выделяются локальные линзы, осложненные и экранированные тектоническими нарушениями.

Номенклатура продуктивных пластов и стратиграфический разрез блока имеют привязку к отражающим сейсмическим горизонтам, в толще которых выделяются региональные реперные пласты, а продуктивные характеристики выделенных горизонтов/пластов/пачек определены по данным исследований и разработки.

В разрезе блока кровля отложений нижнего миоцена, в котором выделен 20-й горизонт, сопоставляется с третьим сейсмически отражающим горизонтом (СГ-3), стратиграфически приурочена к свите Батьхо. В подошве нижнего миоцена несогласно залегает 27-й горизонт. Между СГ-3 и СГ-7 выделяется сиквенс В I. Сейсмогоризонт СГ-5 разделяет сиквенс В I на В I.2 и В I.1, формирующие кровлю и подошву свиты Батьхо.

В кровле отложений верхнего олигоцена выделен 28-й горизонт, который сопоставляется с СГ-7 и поверхностью размыва. Стратиграфически отложения приурочены к кровле свиты Чатан. В разрезе отложений верхнего олигоцена ниже 28-го горизонта на месторождении Белый Заяц выделяется 29-й горизонт, а на месторождениях Белый Тигр и Дракон выделены только пачки I-V. Кровля пачки I сопоставляется с СГ-10, также представляющим поверхность размыва. Подошва верхнего

кровле свиты Чаку, где продуктивных отложений не установлено. В отложениях нижнего олигоцена продуктивная пачка VI сопоставляется с СГ-12. В подошве свиты Чаку нижнего олигоцена залегает пачка X. В толще нижнего олигоцена по результатам описания керна также вскрыты магматические породы. Подошва свиты Чаку с разным угловым несогласием залегает на кристаллических породах фундамента. В отложениях нижнего олигоцена между СГ-11 и СГ-АФ выделен только сиквенс Е1.

На месторождениях Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь, Южный Дракон–Морская Черепаха и Белый Заяц при оценке геологического строения детально изучены 20 промышленных нефтегазоносных горизонтов/пластов/пачек, в которых установлены более 68 продуктивных залежей.

олигоцена свиты Чатан представлена в разрезе пачкой V, имеющей линзовидный характер и залегающей несогласно. В толще верхнего олигоцена отмечаются магматические породы, которые, вероятно, являются переотложенными из выступающих отложений фундамента. В отложениях верхнего олигоцена выделены сиквенсы С, D, E2, которые на разрезе выделены в толще сейсмических горизонтов: сиквенс С между СГ-7 и СГ-8, сиквенс D между СГ-8 и СГ-10, а сиквенс E2 между СГ-10 и СГ-11.

Кровля отложений нижнего олигоцена сопоставляется с СГ-11, который также является поверхностью размыва и стратиграфически приурочен к

Кровля фундамента, сопоставляемая с сейсмически отражающим горизонтом АФ (СГ-АФ), стратиграфически приурочена к отложениям мезозойской группы и представлена меловыми юрскими и триасовыми кристаллическими породами. Продуктивность пород фундамента связана с системами трещин в породах, образованными в результате сдвигово-надвиговых процессов в период формирования бассейна. По условиям осадконакопления в фундаменте ниже СГ-АФ выделяется только сиквенс F.

Учитывая сложность геологического строения, широкий стратиграфический этаж нефтегазоносности, латеральную литологическую изменчи-

Геологическое строение установленных залежей сложное. В разрезах месторождений отмечены многочисленные разрывные нарушения. Пласты-коллекторы выклиниваются и имеют литологические замещения, по площади часто выделяются локальные линзы, осложненные и экранированные тектоническими нарушениями.

вость, тектонические факторы, было сделано предположение, что потенциал выявления новых залежей УВ на блоке 09-1 в настоящее время еще не исчерпан.

В 2014–2022 гг. на блоке 09-1 выполнены дополнительные работы по детальному изучению геологического строения. Проведена сейсморазведка 3D/4C на площади в 847 км². Были реализованы широкоазимутальные сейсмические исследования повышенной кратности с применением донных кос, позволяющие регистрировать высокоразрешающий сигнал от продольных

и поперечных волн. Комплексная интерпретация сейсмических данных, включая анализ сейсмических атрибутов, с данными бурения скважин и результатами ГИС позволили актуализировать структурно-тектоническую модель.

В результате разведочного бурения в этот период установлена промышленная нефтегазоносность участков БК-19, 20, 21, 22 и 23 на месторождении Белый Тигр и участков RC-8, 10 и RC-RB на месторождении Дракон. Подтверждается наличие ассоциаций ловушек неструктурного типа и маргинальных залежей,

приуроченных к антиклинальным поднятиям и выступам фундамента, являющихся структурно-тектоническими элементами разрабатываемых месторождений.

Полученные результаты изучения геологического строения Кылулонгского бассейна указывают на перспективность продолжения дальнейших работ по доразведке, изучению блока 09-1 и смежных блоков континентального шельфа СРВ для поисков новых промышленных залежей углеводородов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» / Ты Тхань Нгиа, М.М. Велиев, Ле Вьет Хай, А.Н. Иванов – СПб: Недра, 2016. – 524 с.
2. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.



**МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ**

**ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



**ФЕВРАЛЬ
2024**

ИНВЕСТИЭНЕРГО
Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.
Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования.
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике.

Тел: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

УДК 504.53.062.4

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА БИОРЕМЕДИАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

С.В. Мещеряков, заведующий кафедрой, д-р техн. наук, профессор

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

И.С. Еремин, зам. начальника отдела, канд. техн. наук

ООО «Нижегородский институт прикладных технологий»

E-mail: eremin.ivan.s@mail.ru

Ключевые слова: загрязнение; нефть; нефтепродукт; разлив; локализация; ликвидация; рекультивация; переработка; утилизация; биоремедиация.

Аннотация. Рассмотрены основные особенности применения метода биоремедиации нефтяных загрязнений в арктической зоне. Представлен обзор факторов, оказывающих наибольшее влияние на биоремедиацию загрязненных нефтяными углеводородами почв в холодной среде. Приведены современные технологические решения, применяемые при биодеградации нефтезагрязнений в условиях Крайнего Севера.

Арктическая зона с ее уникальной экосистемой и чувствительностью к внешним воздействиям является критически важным регионом для сохранения биологического разнообразия нашей планеты. Основную опасность в данной зоне представляет нефтегазовая отрасль. Процессы добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов зачастую становятся источниками загрязнения окружающей среды, которые могут приобретать катастрофические масштабы [1]. Достаточно распространенной проблемой, особенно в арктической зоне нашей стра-

ны, являются разливы нефти и загрязнение земель и водных объектов.

Существующие методы по очистке территорий и водных объектов от нефтезагрязнений классифицируют на механические, химические, физико-химические, термические и биологические методы [2–4]. Каждый из них по-своему уникален и обладает как преимуществами, так и недостатками. Механический метод широко используется при срезке нефтезагрязненного грунта или откачке нефти с поверхности воды с помощью вакуумной техники. При использовании химического метода широко

применяются технологии солидификации и добавления специальных реагентов, например раскислителей. В физико-химическом методе широко используются растворы поверхностно-активных веществ или диспергенты. Термический же метод подразумевает сжигание нефтесодержащих отходов на специально организованных площадках. (табл. 1) [5–6].

Наиболее перспективным из указанных методов, на взгляд авторов, может стать биологический метод, так как он не требует доставки и размещения специальных установок и оборудования на территории

Таблица 1

Характеристики методов очистки нефтезагрязненных территорий

Метод	Описание	Преимущества	Недостатки
Механический	Срезка нефтезагрязненного грунта. Откачка жидкой нефти с помощью вакуумного оборудования	Эффективен в первые часы после возникновения нефтяного загрязнения. Позволяет вернуть часть потерянной нефти или нефтепродукта в технологический процесс	Может быть неэффективен при малой толщине нефтяного слоя на водной поверхности. Оборудование может не выдержать низких температур
Химический	Солидификация и применение различных химических добавок и реагентов	Простота технологии. Понижение класса опасности нефтесодержащего отхода	Необходимость доставки оборудования к месту его использования. Образование больших объемов переработанных отходов
Физико-химический	Применение различных растворов ПАВ и диспергентов	Использование при работе с тонкими нефтяными пленками, а также при низких температурах	Высокая стоимость реагентов. Токсичность компонентов, применяемых средств. Образование небиodeградируемых остатков
Термический	Открытое сжигание разливов нефти на поверхности воды. Сжигание нефтесодержащих отходов в печах или инсинераторах	Быстрое обезвреживание нефтезагрязнения	Образование продуктов горения при сжигании нефтесодержащего сырья. Запрет использования открытого контролируемого сжигания нефти на поверхности воды
Биологический	Использование бактериальных препаратов-нефтедеструкторов	Безопасное обезвреживание нефтезагрязнений. Восстановление нефтезагрязненной почвы до ее первоначальных характеристик	Необходимость специальных условий (влажность, аэрация, питательная среда и т.д.). Короткий промежуток времени проведения восстановительных работ

образования нефтяного загрязнения, а самое главное, может позволить восстановить нарушенную территорию практически до ее первоначального состояния. Если проводить ана-

логию с медициной, то большая часть методов по устранению нефтезагрязнений напоминает «хирургию», где требуется резкое вмешательство в загрязненную окружающую среду и

удаление поврежденных зон, а биологический метод, напротив, можно сравнить с медленной и кропотливой «терапией», которая позволяет запускать процессы самовосстановления

окружающей среды и мягко воздействовать на очаги загрязнений. Поэтому цели данной работы – аналитический поиск и оценка применимости метода биоремедиации в арктической зоне.

Биоремедиация по своей сути представляет собой биологическую рекультивацию или естественное очищение загрязненных участков [7]. Она считается экономически выгодным и эффективным методом удаления многих органических загрязнителей из почвенных систем. Главным достоинством данного метода является возможность восстановления нарушенной почвы до первоначального незагрязненного состояния.

Принцип метода биоремедиации заключается во внесении биопрепаратов, содержащих микроорганизмы, под действием которых углеводороды нефти и нефтепродуктов окисляются до экологически нейтральных соединений. Биопрепарат может представлять собой сухую или растворенную форму в зависимости от типа препарата [8].

Биологические методы основаны [9]:

- на стимулирующем действии аборигенных почвенных микроорганизмов за счет внесения в почву питательных, кислородсодержащих и/или других компонентов, которые обычно добавляют в почву распылением их водных растворов или путем заправки;

- на использовании биопрепаратов, содержащих ассоциацию специфических бактериальных культур, и интенсификации их жизнедеятельности.

Проведение экологических работ по восстановлению нефтезагрязненных объектов – достаточно сложная на сегодняшний день задача. Так, согласно работе [10], опыт проведения мероприятий по снижению

воздействия на окружающую среду показывает, что в арктической зоне удастся собрать и ликвидировать только 10–15 % нефти из-за суровых климатических условий, отсутствия развитой инфраструктуры и удаленности аварийно-спасательных формирований. В связи с этим освоение ресурсов арктической зоны должно сопровождаться углубленным изучением экологического состояния прибрежной шельфовой зоны, выявлением опасных мест с высоким уровнем нефтяного загрязнения и разра-

ми из которых являются бактерии [11].

Загрязненные углеводородами почвы в холодных условиях становятся источниками многочисленных проблем, связанных с физико-химическими свойствами почвы, доступностью углеводородов и других необходимых питательных веществ, содержанием воды в почве, температурой и другими присущими им параметрами, а также с ограничениями, обусловленными удаленностью участка и отсутствием развитой инфраструктуры [12].

Существующие методы по очистке территорий и водных объектов от нефтезагрязнений классифицируют на механические, химические, физико-химические, термические и биологические методы.

боткой эффективных и экологически безопасных способов восстановления нарушенных земель. Кроме того, из-за суровых климатических условий и низкой температуры остаточное нефтяное загрязнение может сохраняться в течение многих лет, а первоначально локальное загрязнение может распространиться на большие территории.

Нефть и нефтепродукты являются основным источником энергии в полярных регионах, поэтому их транспортировка, хранение и использование могут приводить к загрязнению почвы и воды. Углеводороды – природные, повсеместно распространенные органические соединения – могут служить источниками углерода и энергии для различных организмов, наиболее многочисленными и разнообразными

Основными механизмами окисления углеводородов разных классов в аэробной среде – внедрение кислорода в молекулу и замена связей с малой энергией разрыва (C–C, C–H) связями с большей энергией. В процессе трансформации углеводороды подвергаются химическим превращениям: гидратации, восстановлению, гидролизу, окислению, замещению, присоединению, конденсации [13]. Несмотря на обширную литературу по возможностям биодegradации углеводородов в холодной среде, информация о конкретных примерах крупномасштабных проектов по биоремедиации остается ограниченной.

Биоремедиация, как эффективный и экологически безопасный метод очистки, получила значительное внимание в последние десятилетия. Перед

началом обсуждения применения биоремедиации в арктической зоне важно ознакомиться с особенностями этого региона. Арктика характеризуется холодным климатом, низкими температурами, наличием многолетнемерзлых пород и ограниченным сезоном роста растительности. Эти факторы осложняют успешную биоремедиацию нефтяных загрязнений. При проведении данного вида работ необходимо выделить следующие особенности арктической зоны [14,15].

в арктической зоне ограничивает возможности для проведения биоремедиации. Необходимо разработать методы, которые бы работали в течение этого короткого сезона и минимизировали отрицательное влияние низких температур на процесс.

Воздействие на местные виды. Применение биоремедиации должно учитывать возможное воздействие на местные виды и их экосистему. Безопасность применения биоремедиативных организмов и

факторам, которые являются наиболее важными, относятся питательные вещества, температура и влажность. Поскольку углеводородоразлагающие микроорганизмы могут быть аэробными или анаэробными, обычно в процесс вовлечены обе группы и участие каждой из них диктуется местными условиями окружающей среды.

Рассмотрим поподробнее влияние факторов на биоремедиацию нефтезагрязнений в арктической зоне [17–19].

Влажность почвы. Живым клеткам для выживания и метаболизма необходима жидкая вода. Хотя самой низкой температуры для жизни до сих пор не найдено, очевидно, что бактерии способны функционировать при отрицательных температурах при наличии жидкой воды. В холодных средах, подверженных многократным циклам замораживания-оттаивания в течение короткого периода времени, изменяются свойства почвы, доступность питательных веществ, активность местной микробной популяции и физическое состояние углеводородных субстратов, что, в свою очередь, влияет на активность биодegradации. Существует тесная взаимосвязь между концентрацией питательных веществ и содержанием влаги в полярных почвенных системах.

Питательные вещества. Холодная среда, как правило, не поддерживает значительное количество растительной биомассы, поэтому почва ограничена в органическом веществе, что создает менее благоприятные условия для роста многих микроорганизмов. Питательные вещества имеют решающее значение, поскольку азот и фосфор являются необходимыми элементами в процессе микробного метаболизма углеродных соединений. Добавление высоких концентраций питатель-

Биоремедиация по своей сути представляет собой биологическую рекультивацию или естественное очищение загрязненных участков.

Адаптация микроорганизмов. Процессы биодegradации нефти медленны и неэффективны при низких температурах, наличии льда и снега. Однако некоторые виды микроорганизмов способны выживать и активно функционировать в арктической зоне, особенно в летний период. Интенсивные исследования этих микроорганизмов позволяют разрабатывать специфические методы и стратегии для биоремедиации.

Выбор биоремедиативных организмов. В зависимости от конкретных условий загрязнения необходимо выбрать подходящие биоремедиативные организмы. В арктической зоне эти организмы должны быть способны адаптироваться к низким температурам, активно разлагать нефтепродукты и не быть токсичными для местных видов.

Сезонные ограничения. Короткий период сезона работ

их потенциальный вклад в восстановление арктической зоны являются приоритетными вопросами.

Низкотемпературные регионы, как правило, являются удаленными, с ограниченной инфраструктурой и многочисленными экологическими ограничениями. Температура – один из наиболее важных факторов влияния, так как от нее зависят скорости химических и ферментативных реакций. Также важны и другие факторы, такие как содержание влаги в почве (жидкой воды), доступность питательных веществ, наличие и активность местных микробных популяций, разлагающих углеводороды [16].

Абиотические и биотические факторы способствуют выветриванию разлитых углеводородов в холодной среде и влияют на скорость биодegradации, а также на токсичность почвы. К абиотическим

ных веществ в почвы с низкой влажностью приведет к увеличению ионной силы жидкой воды, что будет препятствовать активности микроорганизмов. Кроме того, циклы замораживания-оттаивания, часто встречающиеся в почвах с холодным климатом, приводят к динамическому перераспределению добавленных питательных веществ, что влияет на их биодоступность. Поэтому добавление питательных веществ в качестве добавки для стимулирования активности разложения углеводов, а также влажность в почве должны тщательно контролироваться.

Температура. С точки зрения биохимии температура – один из основных факторов, влияющих на кинетику реакций и рост микроорганизмов. В

последние годы выявление бактерий, способных к метаболизму при температурах значительно ниже 0 °С, пролило свет на адаптацию, повышающую стабильность мембран, обеспечивающих наличие жидкой воды в цитоплазме, и модификацию ферментов, усиливающих низкотемпературную активность. Эти исследования показали, что бактерии способны выживать и процветать в средах, которые ранее считались очень ограниченными по биологической активности.

Метод биоремедиации возможно проводить способами in-situ и ex-situ. Способ in-situ подразумевает очистку нефтезагрязнений на месте их образования [20]. Если нефтезагрязнения или нефтесодержащие отходы ликвидируют после их

изъятия и транспортировки на специально подготовленную площадку, то данный способ относится к ex-situ. Существующие технологические решения возможно классифицировать следующим образом [21–27].

Биоремедиация ex-situ:

- гряды/бурты;
- биореакторы;
- компостирование.

Биоремедиация in-situ:

- естественное самовосстановление;
- биоventиляция;
- промывка;
- фиторемедиация;
- биостимулирование;
- биоаугментация;
- внесение биосурфактантов.

Сравнение применяемых технических решений по биоремедиации нефтезагрязнений приведено в табл. 2.

Таблица 2

Технические решения при биоремедиации нефтезагрязнений

Название	Суть	Преимущества	Недостатки
in-situ			
Гряды/бурты	Загрязненная почва складывается на специальной площадке, в зоне обработки, оборудованной устройствами для аэрации, контроля температуры и влажности, внесения питательных веществ	- Низкие затраты; - контроль распространения загрязняющих веществ; - простота обработки бактериальными препаратами	- Подвержены воздействию климатических факторов; - требует постоянного контроля для оценки эффективности биоремедиации
Биореакторы	Регулирование параметров работы среды протекания процесса	- Эффективен как в аэробных, так и в анаэробных условиях - возможность контроля процесса работы реактора; - возможно экспериментировать с генетически модифицированными микроорганизмами	- Высокая стоимость; - трудоемкий метод; - конструкционная сложность и необходимость контроля за оборудованием

Продолжение таблицы 2

Компостирование	Превращение органических веществ в гумус под действием микробной активности	- Высокая биологическая эффективность; - использование зрелого компоста для нужд сельского хозяйства	- Требуется больших площадей и частого перемешивания; - длительный срок компостирования
ex-situ			
Биовентиляция	Использование контролируемого потока воздуха для стимуляции биодеградации микроорганизмов	- Экономически выгодный; - усиливает микробную активность	- Процесс может быть долгим; - требует регулирования скорости воздушного потока
Естественное самовосстановление	Разнообразные физические, химические или биологические процессы, действующие без вмешательства человека	Недорогой и менее трудоемкий	- Продолжительный процесс; - вероятность отсутствия процесса самовосстановления загрязненной зоны; - требует постоянного контроля и наблюдения за участком
Промывка	Применение контролируемого потока жидкости для уравнивания концентрации загрязняющих веществ в среде	- Возможность отделения углеводородной фазы; - при промывке используется водный раствор с бактериальным препаратом, что одновременно позволяет и отмыть нефтезагрязненный грунт, и вносить в него нефтеструктуры	- Перед использованием необходимы геоэкологические изыскания; - требует контролируемого расхода воды, а при необходимости – технологий очистки промывной воды
Фиторемедиация	Использование растений для извлечения	- Менее дорогой; - экологически чистый; - применяется при крупномасштабных загрязнениях; - улучшает плодородные свойства почвы	- Продолжительный процесс; - вероятность распространения токсичных загрязнителей по пищевой цепи; - не подходит для сильно загрязненной почвы

Окончание таблицы 2

Биостимуляция	Преднамеренная стимуляция местных микроорганизмов добавлением акцепторов электронов и/или доноров, воды или питательных веществ в виде удобрений для ускорения процесса биодegradации	- Увеличивает содержание питательных веществ в почве и биодоступность загрязняющих веществ; - способствует развитию естественной микрофлоры	Высокое содержание питательных веществ (азот, фосфор) может негативно сказаться на процессе очистки
Биоаугментация	Добавление высококонцентрированных и специализированных популяций конкретных микроорганизмов на загрязненный участок для увеличения скорости биоразложения загрязнителя	- Протекают процессы кометаболизма; - высокая эффективность биоремедиации	- Параметры окружающей среды влияют на рост микробов; - возможность взаимного подавления жизнедеятельности микроорганизмов различных видов
Внесение биосурфактантов	Применение биоразлагаемых поверхностно-активных веществ	- Увеличение степени биодоступности загрязняющих веществ; - биоразлагаемость; - могут применяться в экстремальных температурных условиях	- Высокая стоимость и низкий выход веществ при синтезе; - обязательная предварительная оценка токсичности реагента

Выводы

Обобщив собранную информацию, можно заключить, что биоремедиация представляет собой многообещающий метод борьбы с нефтяными загрязнениями в арктической зоне. Он позволяет провести глубокую очистку от нефтезагрязнений и восстановить нарушенные зоны к первоначальному виду, что и является главной особенностью данного метода очистки. Несмотря на сложности, связанные с температурными условиями, сезонностью, адаптацией микроорганизмов, выбором подходящих биоремедиативных организмов, возможно

подобрать оптимальную технологию и адаптировать ее к конкретному нефтезагрязнению. Дальнейшие исследования и развитие этой технологии помогут улучшить состояние окружающей среды в этом уникальном регионе. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мещеряков С.В., Еремин И.С. Нефтедержательные отходы как полезный ресурс // Энергетическая политика. – 2020. – № 6(148). – С. 88–95. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_6148_88. – EDN MDEEWU.
2. Технологии восстановления почв, загрязненных нефтью и нефтепро-

дуктами. Справочник. – М.: РЭФИА, НИА-Природа. – 2003. – 258 с.

3. Ежелев З. С. Свойства и режимы рекультивированных после разливов нефти почв Усинского района Республики Коми: дис. ... канд. биолог. наук : 06.01.03. – 2015. – 142 с. – EDN QHCBAS.

4. Халилова Д.И., Юнусова Д.М. Анализ методов очистки нефтезагрязненных почв при авариях на объектах нефтегазовой отрасли и транспорте // Бюллетень результатов научных исследований. – 2017. – С. 23–29.
5. Шувалов Ю.В., Синькова Е.А., Кузьмин Д.Н. Очистка грунтов от загрязнения нефтью и нефтепродуктами // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 12. – С. 107–117. EDN MUMDZH.

6. Долгополова О.Н. Рекомендуемые технологии ликвидации разливов нефти / О.Н. Долгополова // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 3–4 (22–23). – С. 60–76. – EDN ECVANL.
7. Силачи А.Ю., Сигналова М.А., Шлекова И.Ю. Биоремедиация почв в промышленных зонах города // Электронный научно-методический журнал Омского ГАУ. – 2018. – № 2(13). – С. 8. – EDN XROSAP.
8. Эркенова М.И. Экспериментальное моделирование разложения нефтепродуктов в торфяной олиготрофной почве с использованием извести, удобрений и палыгорскитовой глины (на примере торфяных почв Ямало-Ненецкого автономного округа) : специальность 03.02.13 "Почвоведение" : дис. ... канд. биолог. наук специальность 03.02.13 "Почвоведение". – 2016. – 142 с. – EDN GVSEHG.
9. Поварова Л.В. Определение оптимальных способов обезвреживания и утилизации буровых шламов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5. – С. 218–226. – EDN CKTPLZ.
10. Glyaznetsova Y.S., Zueva I.N., Chalaya O.N. Experience in the Remediation of Oil Polluted Soils of the Arctic Zone of Yakutia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : International Science and Technology Conference "EarthScience", Russky Island, 10–12 декабря 2019 г. – Russky Island: Institute of Physics Publishing, 2020. – Vol. 459, 5. – Chapter 4. – P. 052010. – DOI 10.1088/1755-1315/459/5/052010 – EDN OXLJSY.
11. Филина Н.Ю., Верховцева Н.В. Экологическая физиология микроорганизмов. Ч.1. Физиология микроорганизмов: учеб. пособие. – Ярославль: Яросл. гос. ун-т, 2001. – 92 с.
12. Методические указания по проведению комплексного мониторинга плодородия почв земель сельскохозяйственного назначения (утв. Министерством сельского хозяйства РФ и Российской академией сельскохозяйственных наук) – URL : (дата обращения 08.10.2023).
13. Каримов А.Г., Курангышев А.В., Кешишев А.С. Анализ влияния углеводородного сырья на верхний слой почвы и землю и переработка нефтешламов с применением растворителя // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 7, 6 (16). – С. 149–152. – EDN WWMGHF.
14. Кудинова А.Г., Петрова М.А. Повышенное образование покоящихся ультрамикрорформ бактерий как адаптация к экстремальным условиям антарктических почв // Механизмы адаптации микроорганизмов к различным условиям среды обитания : тезисы докладов Второй всерос. науч. конф. с междунар. участием, Иркутск, 28 февраля 2022 г. – Иркутск: Иркутский ГУ, 2022. – С. 64–66. – EDN QUEYRJ.
15. Биомониторинг состояния окружающей среды: учеб. пос. / Под. ред. проф. И.С. Белюченко, проф. Е.В. Федоненко, проф. А.В. Смагина. – Краснодар: КубГАУ, 2014. – 153 с.;
16. Устойчивость микробных комплексов почвы к антропогенным факторам среды [Электронный ресурс] / под ред. Л.И. Домрачевой, Т.Я. Ашихминой. – Сыктывкар: ИБ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – 254 с. – DOI: 10.31140/book-2018-05
17. Храменкова О.М. Физиология растений. Экология водного обмена: практ. рук-во по теме УСР. Минобразования РБ, Гом. гос. ун-т им. Ф. Скорины. – Чернигов: Десна Полиграф, 2016. – 40 с.
18. Лысак В.В., Желдакова Р.А. Микробиология: методические рекомендации к лабораторным занятиям и контроль самостоятельной работы студентов. – Минск: БГУ, 2002. – 100 с
19. Благодатская Е.В., Семенов М.В., Якушев А.В. Активность и биомасса почвенных микроорганизмов в изменяющихся условиях окружающей среды. – М.: Товарищество научных изданий КМК, 2016. – 243 с.
20. Руденко Е.Ю. Биологическая ремедиация нефтезагрязненных почв / Е.Ю. Руденко // Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – № 5–6 (109–110). – С. 208–220. – EDN PBAKRB
21. Помыткин Н.С., Ступко В.Ю., Бобровский А.В. Подходы к фиторемедиации при использовании фосфорорганически пестицидов // Земледелие. – 2023. – № 3. – С. 41–46. – DOI 10.24412/0044-3913-2023-3-41-46. – EDN MBEJMK.
22. Созина И.Д., Данилов А.С. Микробиологическая ремедиация нефтезагрязненных почв // Записки Горного института. – 2023. – Т. 260. – С. 297–312. – DOI 10.31897/PMI.2023.8. – EDN JGINFW.
23. Способ создания биохимических барьеров путем рекультивации земель, загрязненных продуктами нефтепереработки / Г.К. Лобачева, А.В. Карпов, О.А. Макаров [и др.] // Вест. Волгоградского ГУ. Сер. 10: Инновационная деятельность. – 2012. – № 6. – С. 119–133. – EDN PEUESD.
24. Мурзина Г.А., Успабаева А.А. Разработка способа утилизации нефтесодержащих отходов методом биокомпостирования // Вестник магистратуры. – 2012. – № 3. – С. 3–6. – EDN OWCMJZ.
25. Павлов В.И., Сивков Ю.Б. Биовентиляция как современная технология рекультивации нефтезагрязненных почв // Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе : Материалы Национальной науч.-практ. конф., Тюмень, 29 ноября 2021 г. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет. – 2022. – С. 266–269. – EDN ZNEGUT.
26. Моделирование процессов фильтрации растворов солей тяжелых металлов и биосурфактанта в почве / О.А. Коростина, М.С. Куюкина, И.Б. Ившина [и др.] // Российский журнал биомеханики. – 2009. – Т. 13, № 3. – С. 32–43. – EDN KWDTZZ.
27. Фиторемедиация нефтезагрязненной почвы с высоким содержанием тяжелых металлов / И.В. Пырина, А.В. Назаров, С.Д. Плюснин [и др.] // Вест. Пермского ГТУ. Химическая технология и биотехнология. – 2009. – Т.10. – С. 72–77. – EDN KXUBWN.

УДК 627.77

НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОИСКА И СПАСАНИЯ ЛЮДЕЙ НА МОРЕ ПРИ РАЗВЕДКЕ, ОБУСТРОЙСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Д. Васин, главный специалист,

О.А. Корниенко, заместитель начальника центра, канд. техн. наук,

А.В. Мельник, начальник лаборатории, канд. эконом. наук

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: морское месторождение; безопасность; аварийно-спасательное обеспечение; поиск и спасание; чрезвычайная ситуация; аварийно-спасательное формирование.

Аннотация. Задача поиска и спасания людей на море является приоритетной в рамках организации аварийно-спасательного обеспечения при разведке, обустройстве и эксплуатации морских месторождений. В статье рассмотрены основные нормативно-правовые документы Российской Федерации, регулирующие процессы поиска и спасания людей на море, которые необходимо учитывать при построении системы аварийно-спасательного обеспечения.

Одной из важнейших задач, возникающих при разведке, обустройстве и эксплуатации морских месторождений, является сохранение жизни и здоровья персонала платформ, экипажей морских и воздушных судов, участвующих в указанной деятельности.

В Группе Газпром решениями данной задачи являются построение и функционирование системы аварийно-спасательного обеспечения на море (АСО) – комплекса мероприятий, выполняемых органами управления и силами АСО, направленных на организацию

спасания людей с терпящих бедствие судов и нефтегазовых сооружений, оказание помощи аварийным объектам, а также ликвидацию разливов углеводородов. При этом мероприятия по поиску и спасанию людей на море считаются приоритетными.

При построении системы АСО соблюдаются требования, закрепленные в нормативно-правовых документах Российской Федерации различного уровня: от международных конвенций, стороной которых является государство, до ведомственных актов.

Нормы международного права

В качестве основного международного документа в области поиска и спасания на море следует рассматривать Международную конвенцию по поиску и спасанию на море 1979 г. [1], которая была ратифицирована СССР в 1988 г. и продолжает в настоящее время соблюдаться Российской Федерацией. Целью этого документа является создание системы поиска и спасания на уровне государств-участников, интегрированных в единую международную си-

стему. Его положения распространяются на организацию спасания людей, терпящих бедствие на море, вне зависимости от объектов, потерпевших бедствие (морские суда, воздушные суда, платформы и т.д.), при этом не затрагивают вопросов спасания имущества.

(Главный морской спасательно-координационный центр ФГБУ «Морспасслужба»), а также морские спасательно-координационные центры (МСКЦ) и морские спасательные подцентры (МСПЦ) на каждом бассейне; функционирует национальная служба, ответственная за проведение поис-

направления сотрудничества в области поиска и спасания.

Вопросы практического применения требований конвенции [1] в части организации поиска и спасания изложены в Международном руководстве по аэронавигационному и морскому поиску и спасанию [3]. Руководство [3] публикуется совместно двумя учреждениями ООН: Международной организацией гражданской авиации (ИКАО), Международной морской организацией (ИМО) – и состоит из трех томов, в которых рассматривают вопросы поиска и спасания на разных уровнях:

- том I «Организация и управление» – на уровне государств-участников;
- том II «Задачи координации» – на уровне спасательно-координационных центров;
- том III «Подвижные средства» – на уровне спасательной единицы.

Том III руководства должен находиться на борту каждого морского торгового судна, так как оно потенциально может стать участником поисково-спасательной операции.

Также в качестве международного документа, затрагивающего вопросы спасания людей на море, можно отметить Международную конвенцию о спасании 1989 г. [4], ратифицированную Российской Федерацией в 1998 г. Положения документа распространяются на организацию спасательных операций в отношении судов. Отдельно в ст. 3 [4] указано, что она не применяется к стационарным или плавучим платформам, морским подвижным буровым установкам, когда такие платформы или установки осуществляют в местах их расположения разведку, разработку или добычу минеральных ресурсов морского дна. Важная задача конвенции [4] – стимулирование прове-

В качестве основного международного документа в области поиска и спасания на море следует рассматривать Международную конвенцию по поиску и спасанию на море 1979 г., которая была ратифицирована СССР в 1988 г. и продолжает в настоящее время соблюдаться Российской Федерацией.

Для выполнения требований конвенции [1] государства-участники создают специализированные спасательно-координационные центры, осуществляющие координацию поиска и спасания в закрепленных за ними поисково-спасательных районах, а также определяют службу, ответственную за непосредственное проведение поиска и спасания. Разграничение поисково-спасательных районов происходит на основе соглашений, заключаемых между государствами-участниками. При этом делимитация поисково-спасательных районов не влияет на делимитацию каких-либо иных границ между государствами. Отдельно рассматривается вопрос координации между морскими и авиационными службами при поиске и спасании для обеспечения наибольшей эффективности.

Российской Федерацией во исполнение требований конвенции [1] созданы национальный орган для общей координации поиска и спасания

ково-спасательных операций на море (ФГБУ «Морспасслужба»). МСКЦ (МСПЦ) в силу требований конвенции [1] имеют право привлечь любое проходящее судно для целей поиска и спасания людей, терпящих бедствие на море.

В рамках выполнения положений конвенции [1] в части взаимодействия государства-участники могут заключать двух- или многосторонние соглашения в области поиска и спасания. Как пример такого соглашения можно привести Соглашение о сотрудничестве в авиационном и морском поиске и спасании в Арктике (Нуук, 2011) [2], которое ратифицировано Российской Федерацией, Данией, Канадой, Норвегией, Исландией, Швецией, Финляндией и Соединенными Штатами Америки. В соответствии с положениями этого соглашения разграничены поисково-спасательные районы в Арктике, определены общий порядок взаимодействия сторон при поиске и спасании, компетентные органы в области поиска и спасания от каждой стороны,

дения спасательных операций путем установления вознаграждения за спасенное имущество. При этом конвенция [4] содержит важные с точки зрения спасения людей требования, а именно:

- каждый капитан обязан, если он может это сделать, не подвергая серьезной опасности свое судно и находящиеся на нем лица, оказывать помощь любому лицу, которому угрожает гибель в море;

- не полагается никакого вознаграждения (платы) от спасенных людей.

Положения этой конвенции имплементированы в российское законодательство – Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации [5] (гл. XX. «Спасание судов и другого имущества»).

Стоит отметить, что в Российской Федерации установлена уголовная ответственность за неоказание капитаном судна помощи терпящим бедствие людям (ст. 270 Уголовного кодекса Российской Федерации [6]).

Национальное законодательство

Комплекс документов национального законодательства, отражающего вопросы поиска и спасения людей на море, представлен значительным числом нормативно-правовых актов.

Учитывая принцип иерархии законодательных актов в Российской Федерации, возможно рассмотреть следующие документы уровней федеральный закон – постановление Правительства Российской Федерации – ведомственный нормативный акт.

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций при-

родного и техногенного характера» [7] определяет общие организационно-правовые нормы в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций (ЧС), в том числе:

- дает основные понятия, применяемые при ликвидации ЧС;

- регламентирует создание Единой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС);

- устанавливает обязанности органов власти и организаций в области защиты населения и территорий от ЧС.

Законом [7] также установлены принципы проведения мероприятий по защите от ЧС, такие как принцип необходимой достаточности и максимального возможного использования имеющихся сил и средств, принцип заблаговременного проведения мероприятий по защите от ЧС, необходимость учета экономических, природных и иных характеристик, особенностей территорий и степени реальной опасности возникновения ЧС.

шению устойчивости функционирования организаций и обеспечению жизнедеятельности работников организаций в ЧС;

- обеспечивать создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств предупреждения и ликвидации ЧС, осуществлять подготовку работников организаций в области защиты от ЧС;

- обеспечивать организацию и проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС.

В развитие закона [7] издано постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» [8], раскрывающее вопросы

В рамках выполнения положений конвенции в части взаимодействия государства-участники могут заключать двух- или многосторонние соглашения в области поиска и спасания.

В отношении организаций закон [7] определяет следующие обязанности:

- планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от ЧС;

- планировать и проводить мероприятия по повы-

организации и функционирования РСЧС.

РСЧС объединяет органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите

населения и территорий от ЧС. РСЧС, состоящая из функциональных и территориальных подсистем, действует на федеральном, межрегиональном, региональном, муниципальном и объектовом уровнях.

Перечень создаваемых федеральными органами исполнительной власти и государственными корпорациями функциональных подсистем

дачи функциональной подсистемы включают:

- организацию и проведение операций по поиску и спасанию людей и судов, терпящих бедствие на море, включая проведение мероприятий, вытекающих из международных обязательств Российской Федерации в этой области;
- координацию действий спасательных служб федераль-

деятельности находящихся в готовности сил и средств при проведении поисково-спасательных операций осуществляют МСКЦ и МСПЦ на морских бассейнах.

В рамках функциональной подсистемы на морских бассейнах Российской Федерации силами и средствами ФГБУ «Морспасслужба» организовано несение аварийно-спасательной готовности, представляющее собой дежурство спасательных судов в заданных районах.

В состав дежурных сил и средств аварийно-спасательной готовности в общем случае включаются:

- многоцелевые спасательные суда типа «Светломор» и проекта В-92;
- спасательные и спасательно-буксирные суда проекта 1415;
- катера всепогодные спасательные;
- водолазные боты;
- аварийные партии.

Для информационного обеспечения функциональной подсистемы организована система передачи-приема аварийных сообщений с моря, оповещения об аварии и связи при проведении поисково-спасательных операций и работ.

Следует отметить, что в настоящее время положение [9], действующее более 16 лет без внесения корректуры, во многом утратило актуальность в связи с изменениями законодательства и реорганизацией многих органов власти и организаций, указанных в нем, строительством новых спасательных судов для ФГБУ «Морспасслужба», созданием новых МСКЦ и МСПЦ, в связи с чем требуется либо его значительная корректура, либо разработка нового положения.

Важными с точки зрения организации поиска и спа-

Комплекс документов национального законодательства, отражающего вопросы поиска и спасания людей на море, представлен значительным числом нормативно-правовых актов.

РСЧС приведен в приложении к постановлению [8]. Одной из создаваемых в рамках РСЧС функциональных подсистем является функциональная подсистема организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб (как российских, так и иностранных) при поиске и спасании людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах Российской Федерации. Положение о функциональной подсистеме организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб (как российских, так и иностранных) при поиске и спасании людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах Российской Федерации единой государственной системы предупреждения к ликвидации чрезвычайных ситуаций утверждено приказом Минтранса России от 26.11.2007 г. № 169 [9].

На основании требований этого положения, основные за-

ных органов исполнительной власти Российской Федерации и соответствующих служб иностранных государств при поиске и спасании людей, терпящих бедствие на море;

- организацию и проведение на морских бассейнах аварийно-спасательных, судоподъемных, водолазных и экспедиционных буксировочных работ.

На морских бассейнах силы и средства постоянной готовности функциональной подсистемы формируются из судового состава бассейновых аварийно-спасательных управлений (БАСУ) управления аварийно-спасательных подводно-технических работ (УАСПТР) (в настоящее время филиалы ФГБУ «Морспасслужба»), федеральных государственных учреждений администраций морских портов, филиалов ФГУП «Росморпорт» и взаимодействующих поисково-спасательных формирований федеральных органов исполнительной власти. Организацию и координацию

сания на море в Российской Федерации являются также Правила осуществления взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 25.11.2020 г. № 1928 [10]. Правилами определено, что организация поисковых и спасательных операций на море осуществляется Федеральным агентством морского и речного транспорта. К участникам взаимодействия отнесен ряд федеральных органов исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также организации, имеющие силы, средства и ресурсы для участия в проведении поисковых и спасательных операций на море.

В соответствии с Правилами [10] для подготовки к проведению поисковых и спасательных операций на море МСКЦ и МСПЦ разрабатывают планы поисковых и спасательных операций на море в соответствующих поисково-спасательных районах Российской Федерации. Такие планы согласовываются участниками взаимодействия, утверждаются начальником Главного морского спасательно-координационного центра ФГБУ «Морспасслужба» сроком на 5 лет и размещаются на официальном сайте этого учреждения в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Планы поисковых и спасательных операций на море включают:

- порядок организации управления и координации действий участников взаимодействия при проведении по-

исковых и спасательных операций на море;

- актуальные сведения о составе сил, средств и ресурсов участников взаимодействия и уровне их готовности;

- систему (схему) донесений, оповещений, связи и обмена информацией между участниками взаимодействия;

- первоначальные действия дежурной службы при получении сигнала или сообщения о бедствии;

- порядок организации медицинских консультаций, организации предоставления медицинской помощи, эвакуации и госпитализации людей.

Вопросы поиска и спасения на море следует также

сение людей, материальных и культурных ценностей, подавление или доведение до минимально возможного уровня воздействия последствий чрезвычайных ситуаций на территориях, в акваториях и на транспорте».

Таким образом, в соответствии с законом [11] поиск и спасение людей на море могут проводить только аттестованные аварийно-спасательные службы (формирования), что входит в противоречие с требованиями конвенций [1], [4] и кодекса [5], в рамках требований которых помощь терпящим бедствие людям может и должен оказывать капитан любого судна.

Для информационного обеспечения функциональной подсистемы организована система передачи-приема аварийных сообщений с моря, оповещения об аварии и связи при проведении поисково-спасательных операций и работ.

рассмотреть с позиции требований Федерального закона от 22.08.1995 г. № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» [11], определяющего общие организационно-правовые основы создания и деятельности аварийно-спасательных служб и формирований. Согласно ст. 5 закона [11] установлен перечень видов аварийно-спасательных работ, которые могут выполнять только аварийно-спасательные службы (формирования), прошедшие аттестацию установленным порядком. В частности, к таким работам отнесены поисково-спасательные работы, определяемые как «действия, направленные на поиск и спа-

В аспекте организации поиска и спасения людей при освоении морских месторождений следует обратить внимание на положения Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534 [12]. Согласно правилам [12] определено, что если эвакуация для морского нефтегазового сооружения организована с применением аварийно-спасательного судна, то оно должно располагаться на таком расстоянии от объектов (но не далее 5 морских миль), чтобы можно было при любых гидрометеорологиче-

ских условиях подойти к морской платформе или буровой установке в заданное время и оказать помощь находящимся на его борту людям. Также в документе приведены требования к аварийно-спасательному судну, согласно которым такое судно оборудуется системой динамического позиционирования и оснащается приспособлениями для подъема людей из воды, средствами для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а также оказания помощи аварийным объектам в борьбе с пожарами и поступлением воды.

ности по формированию и содержанию служб поиска и спасания. Поиск и спасание в таком случае осуществляются в рамках Единой системы авиационно-космического поиска и спасания, положение о которой утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 23.08.2007 г. № 538 «О Единой системе авиационно-космического поиска и спасания в Российской Федерации» [14]. В состав указанной системы входят органы, службы, авиационные силы и средства поиска и спасания, находящиеся в ведении федеральных органов исполнитель-

поисково-спасательных работ, подчиняются региональному оперативному органу единой системы. Управление единой системой осуществляется с использованием систем связи и оповещения, обеспечивающих доведение информации и сигналов оповещения до органов и служб единой системы.

Поиск и спасание воздушных судов осуществляются в соответствии с Федеральными авиационными правилами поиска и спасания в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 15.07.2008 г. № 530 [15].

Назначение, цели, основные задачи, организация, состав сил и средств функциональной подсистемы поискового и аварийно-спасательного обеспечения полетов определяются Положением о функциональной подсистеме поискового и аварийно-спасательного обеспечения полетов гражданской авиации единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утверждено приказом Минтранса России от 04.10.2012 г. № 368) [16]. Функциональная подсистема предназначена в том числе для аварийно-спасательного обеспечения полетов гражданской авиации на всей территории Российской Федерации в целях поиска и спасания терпящих или потерпевших бедствие воздушных судов, их пассажиров и экипажей.

Задачами функциональной подсистемы являются:

- разработка и реализация комплекса мер, направленных на создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств, осуществляющих аварийно-спасательное обеспечение полетов гражданской авиации;
- организация и осуществление поиска и спасания,

Важными с точки зрения организации поиска и спасания на море в Российской Федерации являются также Правила осуществления взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 25.11.2020 г. № 1928.

Особого рассмотрения заслуживают вопросы проведения поиска и спасания экипажей воздушных судов, так как они регламентированы отдельными нормативными актами.

В соответствии со ст. 88 Кодекса воздушного транспорта Российской Федерации [13] поиск и спасание терпящих или потерпевших бедствие пилотируемых воздушных судов, их пассажиров и экипажей организует и осуществляет уполномоченный орган в области использования воздушного пространства во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, на которые в установленном порядке возложены обязан-

ной власти. Поиск и спасание организуются по зонам авиационно-космического поиска и спасания, границы которых совпадают с границами зон Единой системы организации воздушного движения Российской Федерации.

Руководящими органами единой системы являются:

- на федеральном уровне: Федеральное агентство воздушного транспорта (Росавиация);
- на региональном уровне: территориальные органы Росавиации (региональный руководящий орган).

Все авиационные силы и средства независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности, задействованные в проведении

включая аварийное оповещение, организацию и проведение поисково-спасательных работ, управление силами и средствами единой системы авиационно-космического поиска и спасания.

При необходимости поиска и спасания экипажей воздушных судов на морских акваториях организуется взаимодействие между соответствующими органами Росавиации и МСКЦ (МСПЦ).

Несмотря на значительный объем норм и требований, содержащихся в указанных выше нормативных документах, ряд вопросов в области поиска и спасания людей на море требует дополнительного уточнения. Так, например, до настоящего времени национальные нормативные документы не содержат детальных требований по оснащению спасательного судна оборудованием для поиска и спасания людей при дежурстве в районе расположения морских нефтегазовых объектов. Для решения этого и ряда других вопросов, учитывая важность вопроса поиска и спасания людей на море, в ПАО «Газпром» в рамках направления стандартизации проводится работа по дополнению уже существующих требований более детальными положениями.

Выводы

В качестве выводов следует отметить важность организации направления поиска и спасания людей на море при разведке, обустройстве и эксплуатации морских месторождений, требующей от эксплуатирующей организации выполнения положений значительного количества нормативных документов, в том числе привлечения сил и средств морского поиска и спасания, а также осу-

Поиск и спасание воздушных судов осуществляется в соответствии с Федеральными авиационными правилами поиска и спасания в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 15.07.2008 г. № 530 [15].

ществления взаимодействия с органами управления спасательными операциями.

Проблемным вопросом нормативного регулирования в рассматриваемой области остается сопряжение морской и авиационной составляющих при поиске и спасании людей на море, решение которого повысит эффективность проведения поисково-спасательных операций. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Международная конвенция по поиску и спасанию на море 1979 г.
2. Соглашение о сотрудничестве в авиационном и морском поиске и спасании в Арктике (Нуук, 2011).
3. Международное руководство по аэронавигационному и морскому поиску и спасанию.
4. Международная конвенция о спасании 1989 года.
5. Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации.
6. Уголовный кодекс Российской Федерации.
7. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».
9. Положение о функциональной подсистеме организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб (как российских, так и иностранных) при поиске и спасании людей и судов,

терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах Российской Федерации единой государственной системы предупреждения к ликвидации чрезвычайных ситуаций (утверждено приказом Минтранса России от 26.11.2007 № 169).

10. Правила осуществления взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25.11.2020 № 1928).

11. Федеральный закон от 22.08.1995 № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей».

12. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

13. Кодекс воздушного транспорта Российской Федерации.

14. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.08.2007 № 538 «О Единой системе авиационно-космического поиска и спасания в Российской Федерации».

15. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.07.2008 № 530 «Об утверждении Федеральных авиационных правил поиска и спасания в Российской Федерации».

16. Положение о функциональной подсистеме поискового и аварийно-спасательного обеспечения полетов гражданской авиации единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (утверждено приказом Минтранса России от 04.10.2012 № 368).

УДК 658.382.3.622.276:622.279

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПО ЭКСПЕРТИЗЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РФ И ПУТИ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ

И.В. Староконь, заведующий кафедрой АПС, канд. техн. наук, доцент,

П.К. Калашников, проректор по научной работе, доцент кафедры АПС, канд. техн. наук, доцент,

А.А. Мазер, ассистент кафедры АПС

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина;

М.И. Ильин, ведущий инженер Управления технологического транспорта и специальной техники

ООО «Газпром трансгаз Москва»;

Д.Н. Екимов, магистрант

Российский университет дружбы народов

E-mail: starokon79@mail.ru

Ключевые слова: опасные производственные объекты; нефтегазовый комплекс; экспертиза промышленной безопасности; техническая диагностика; аварийные ситуации.

Аннотация. В статье рассмотрены ключевые проблемы проведения экспертизы промышленной безопасности на рубеже 2023 г. Отмечается, что, несмотря на высокий уровень безопасности опасных производственных объектов, возможность аварии на них нельзя полностью исключать. Такие объекты в соответствии с законодательством проходят обязательную экспертизу промышленной безопасности, однако ее фактическое проведение сталкивается с рядом трудностей. В статье рассмотрены эти проблемы и намечены пути их решения.

В Российской Федерации эксплуатируется большое число опасных производственных объектов (ОПО). К 2023 г. структуру ОПО РФ можно описать следующим образом: объекты средней опасности (класс III) – 34 % (более 59 тыс. объектов), ОПО низкой опасности (класс IV) – 27 % (более 75 тыс. объектов), ОПО

высокой опасности (класс II) – 3 % (менее 6 тыс. объектов), опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности (класс I) – 1 % (менее 2 тыс. объектов).

Если же говорить о нефтегазовой отрасли, то, по данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростех-

надзор), на 01.01.2021 г. в РФ было зарегистрировано около 12,5 тыс. ОПО в нефтегазовой отрасли. Несмотря на высокий уровень предъявляемых к ОПО нефтегазовой отрасли требований промышленной безопасности, только за период 2017–2021 гг. произошло более 260 аварий (рисунок) [1]. Поэтому, несмотря на высокий

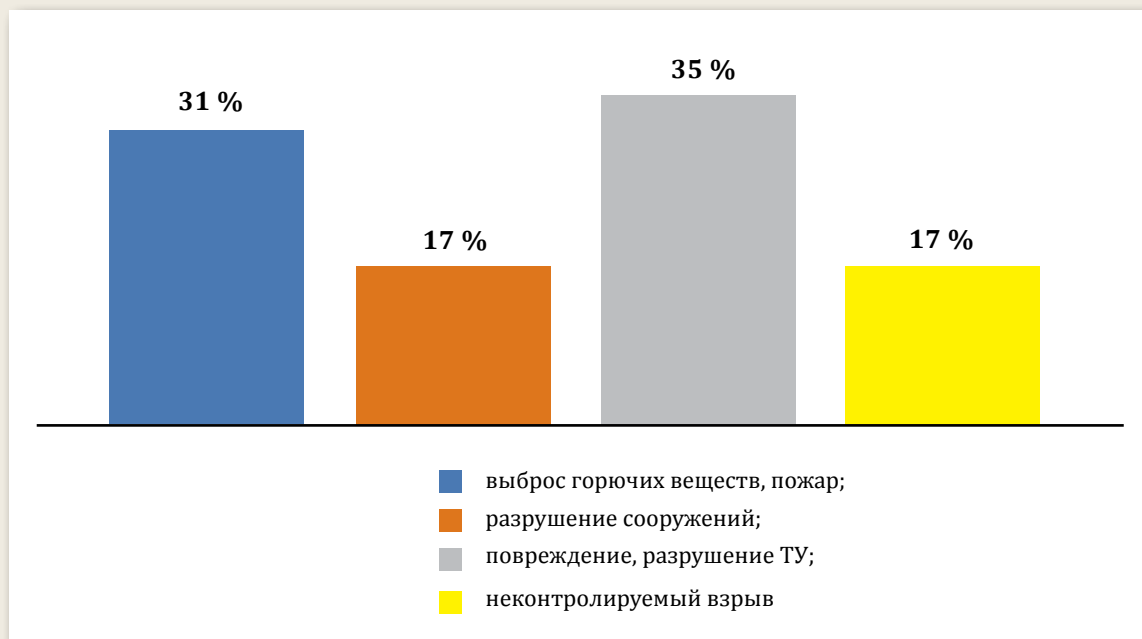


Диаграмма общей статистики аварий на объектах нефтегазовой отрасли за 2017–2021 гг.

уровень предпринимаемых мер безопасности на ОПО, эффективности различных методов оценки ресурса и иных мер, аварии по-прежнему нельзя исключать [2–6].

Следует отметить, что аварии на ОПО нефтегазовой отрасли, часто сопровождающиеся взрывами, пожарами и выбросом опасных веществ в окружающую среду, приводят к значительному экологическому и материальному ущербу, а также угрозе жизни и здоровью населения в зоне аварии. В этой связи вопросы промышленной безопасности этих объектов приобретают особую важность. Деятельность в области промышленной безопасности регулируется обширной нормативной и законодательной базами, среди которых особую важность, по мнению авторов, имеют документы [7–10].

В настоящее время в области промышленной безопасно-

сти существует ряд проблем. Одна из них – качество выполняемых экспертиз промышленной безопасности (ЭПБ). В последнее время наблюдается тенденция, когда эксперты по промышленной безопасности идут на поводу у эксплуатирующих организаций. В первую очередь это касается качества технического задания на выполнение работ по ЭПБ. Эксплуатирующая организация, экономя финансовые средства либо слабо ориентируясь в проблемах ЭПБ эксплуатируемых объектов, разрабатывает техническое задание, которое в ряде случаев противоречит требованиям нормативной документации, особенно в объеме и количестве необходимых диагностических работ. Эксперты по промышленной безопасности часто эту ситуацию замалчивают и вместо того, чтобы требовать от эксплуатирующей организации коррекции объема про-

водимых работ, подписывают положительные заключения ЭПБ, проводя ее фактически в неполном объеме и вступая в конфликт с требованиями нормативной документации.

Ярким примером такого подхода является авария на резервуаре 5 ТЭЦ-3 в г. Норильске, в результате которой произошла утечка 21 163 т дизельного топлива из резервуара. Как показало расследование технических причин аварии, к ней привело цепное обрушение свай и целый комплекс иных причин. Построенный с грубыми нарушениями резервуар долгие годы находился в эксплуатации и использовался на неправильно установленную максимальную мощность (было установлено ограничение уровня налива 12,7 м), что подтверждалось постоянно проводимой положительной экспертизой промышленной безопасности. Последняя экспертиза ЭПБ, проведенная в

2018 г., и вовсе разрешила эксплуатацию резервуара на значительно большую мощность (уровень налива 16,5 м).

Грубое нарушение строительства резервуара выразилось в том, что только около 60 % свай были доведены до скального основания. Оставшиеся сваи имели непроектное положение и слабую несущую способность. В результате произошло перераспределение действующих нагрузок и значительное перенапряжение свай, а последняя ЭПБ, разрешившая значительное увеличение уровня налива, многократно ухудшила ситуацию.

были осуждены в соответствии с нормами УК РФ.

В ходе рассмотрения собранных следствием материалов установлено, что техзадание содержало обтекаемые формулировки в виде: «провести экспертизу промышленной безопасности техустройств, зданий и сооружений согласно их перечню в приложении». Специфика или объем работ в техзадании были отражены слабо, оставляя эту часть работы на усмотрение экспертной организации. Эксперты сделали основную часть работы для металлической ёмкости без учета состояния свайного

заданий ЭПБ на ОПО с включением всех необходимых проводимых экспертом исследований и обязать эксплуатирующие организации при разработке тендерных процедур использовать эту базу типовых технических заданий. В развитие этого вопроса хочется сказать и несколько слов относительно неудовлетворительного качества работы экспертных организаций, в которых не разработана система контроля качества работы экспертов по промышленной безопасности. Зачастую заключения ЭПБ утверждаются руководителем организации без изучения содержательной части экспертизы. В этой связи снова встает вопрос о повышении качества работы экспертных организаций и создании программного комплекса по разработке заключений экспертиз промышленной безопасности, который, действуя на верифицированных со стороны Ростехнадзора алгоритмах, позволял бы создать такое заключение ЭПБ, которое учитывало бы все тонкости эксплуатации конкретного ОПО.

АО «Газпром диагностика» в 2023 г. разработало типовые формы отчетов и заключений ЭПБ для каждого типа оборудования, эксплуатирующегося на ОПО. В этих документах указаны объем и виды необходимых работ по диагностическому обследованию, порядок их проведения и т.д. Данное нововведение позволило, по сути, стандартизировать и систематизировать выполнение работ в этой области, устранив ситуацию, при которой специалисты на одно и то же оборудование оформляли разную отчетную документацию, основанную на собственном понимании особенностей эксплуатирующегося оборудования, которая имела существенные разночтения.

Деятельность в области промышленной безопасности регулируется обширной нормативной и законодательной базами, среди которых особую важность, по мнению авторов, имеют документы.

Возникновение аварии стало лишь вопросом времени. Через некоторое время начался процесс так называемого цепного обрушения свай, в ходе которого возник эпицентр разрушения в районе свай 106, 107, 108, а затем разрушилось и значительное число остальных свай, получивших недопустимую нагрузку. Конструкция резервуара обрушилась с высоты приблизительно 1,5 м, что привело к образованию трещины длиной около 12 м и вытеканию хранимого продукта в течение 30 мин. В результате этой аварии штраф для эксплуатирующей организации составил 147,5 млрд р., а должностные лица, ответственные за эксплуатацию резервуара,

основания и фундамента, хотя законодательно могли, например, обязать эксплуатирующую организацию провести такое обследование. Данная ЭПБ была зарегистрирована в Ростехнадзоре и позволяла полностью эксплуатировать конструкцию резервуара, включая основание и фундамент. Какие-либо ограничения в этой части в экспертном заключении отсутствовали. Отметим еще раз, что данная авария произошла на объекте, успешно прошедшем техническое диагностирование и экспертизу промышленной безопасности.

Для предотвращения подобных ситуаций, по мнению авторов, необходимо создать типовые формы технических

К настоящему моменту среди ОПО нефтегазовой отрасли существует большая группа опасных производственных объектов, отнесенных к классу I опасности. Класс опасности присваивают на этапе регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации и в соответствии с приложением 2 ФЗ 116 [7]. Сам класс опасности определяют по различным критериям, в том числе и по количеству опасного вещества, находящемуся одновременно на объекте. В результате такого подхода к классу I опасности отнесены газораспределительные станции (ГРС), крупные газоперерабатывающие заводы, например Амурский газоперерабатывающий завод. Эти объекты отнесены к этому классу по ряду признаков, в том числе и из-за того, что количество опасных веществ, одновременно находящихся на них, превышает 2000 т. Однако в реальности количество опасного вещества на Амурском ГПЗ значительно больше, чем на любой ГРС. Поэтому последствия аварий и инцидентов на таком объекте повлекут за собой более существенный ущерб, чем при аварии на газораспределительной станции. В этой связи предлагается подразделить класс опасности I на подкатегории. И для объектов, подобных Амурскому ГПЗ, установить свои особые требования к обеспечению требований промышленной безопасности, а экспертизу промышленной безопасности таких объектов разрешить проводить только государственным организациям, имеющим опыт в проектировании, строительстве и эксплуатации подобных объектов. Отдельные требования также следует установить и для экспертов, осуществляющих ЭПБ для данных объектов. Для та-

ких экспертов нужен новый механизм подготовки, аттестации и допуска, а также принятие на законодательном уровне новых, более жестких мер ответственности. Также необходимо установить обязательным условием для таких объектов 100%-й контроль оборудования, исключив любые условия проведения диагностики в объеме менее 100 %.

В РФ существуют отдельные классы объектов, имеющих стратегическое значение и критическую инфраструктуру. Подобные объекты необходимо вывести за рамки типовой классификации ОПО. Решение

шить только государственным организациям (профильным государственным университетам, научно-исследовательским институтам и т.д.), имеющим опыт в проектировании, строительстве и эксплуатации подобных объектов.

Другая актуальная проблема – многократное продление ресурса ОПО. Дело в том, что ряд ОПО давно уже выработал свой проектный ресурс и его продление на таких объектах осуществлялось три, четыре и более раз. Совершенно очевидно, что общая изношенность оборудования на подобных объектах не позволяет считать

АО «Газпром диагностика» в 2023 г. разработало типовые формы отчетов и заключений ЭПБ для каждого типа оборудования, эксплуатирующегося на ОПО. В этих документах указаны объем и виды необходимых работ по диагностическому обследованию, порядок их проведения и т.д.

о их безопасности эксплуатации необходимо принимать на уровне Совета Безопасности РФ, а экспертное сообщество, готовящее решение по этим объектам, должно быть представлено наиболее опытными специалистами страны. Значимые исследования в этой области проведены академиком Н.А. Махутовым [11–15].

В этой связи немаловажным является вопрос об ограничении числа организаций, которые могли бы проводить экспертизу на объектах класса I опасности, и в особенности на объектах, имеющих стратегическое значение. По мнению авторов, экспертизу промышленной безопасности таких объектов необходимо разре-

их надежными. В этой связи надо либо ужесточать требования к проведению ЭПБ на таких объектах, либо законодательно ограничивать число продлений ресурса.

Со временем совершенствовалась нормативно-техническая база по обеспечению промышленной безопасности. Некоторые ОПО были построены давно и к настоящему времени не соответствуют современным требованиям промышленной безопасности. Необходимо обязать собственников, занимающихся эксплуатацией подобных ОПО, привести их в соответствие современным требованиям.

Важной задачей на сегодняшний день является разра-

ботка научных основ обоснования безопасности ОПО. К этой работе необходимо привлечь Академию наук, которая вместе с Обществом научно-технической поддержки Ростехнадзора способна разработать стандарт по научным основам обоснования безопасности ОПО, а в дальнейшем на его основе разрабатывать методики обоснования безопасности для конкретных опасных производственных объектов с учетом специфики их работы.

них расчеты вызывают сомнения.

Отдельно следует сказать о сложившейся ситуации с фондом скважин. В ряде случаев возникает необходимость повторного запуска в работу ликвидированных ранее скважин. Несмотря на то, что работы по ликвидации этих скважин фактически соответствуют признакам опасности, предъявляемым к производству буровых работ, они не находятся на учете в качестве ОПО, и в

но эксплуатируются опасные производственные объекты, построенные иностранными организациями. За последний год многие из них прекратили сервисное обслуживание, и перед эксплуатирующими организациями встал вопрос о порядке обслуживания технических устройств и сооружений ОПО, построенных на основе иностранных технологий. В этой связи нужно сделать упор на разработку отечественной нормативно-технической документации, позволяющей упорядочить эксплуатацию подобных ОПО. При этом нужно отметить, что для РФ появилась отличная возможность пересмотреть ранее принятые на основе иностранной нормативно-технической документации решения, так как они не соответствуют российским реалиям. Особенно актуальна эта проблема для морских нефтегазовых сооружений и технологий СПГ.

В РФ существуют отдельные классы объектов, имеющих стратегическое значение и критическую инфраструктуру. Подобные объекты необходимо вывести за рамки типовой классификации ОПО.

Существует также проблема оформления обоснований безопасности. К сожалению, эксплуатирующие организации зачастую используют этот механизм для уклонения от соблюдения требований промышленной безопасности. Не желая вкладывать финансы в проведение работ по капитальному ремонту или реконструкции, эксплуатирующие организации получают от экспертных организаций заключения, в которых содержится необходимый расчет, доказывающий, что в случае взрыва, например магистрального газопровода, поражающие факторы (осколки, взрывная волна и т.д.) не достигнут буквально нескольких метров до зданий, которые незаконно построены в охранной зоне газопровода. Естественно, качество таких экспертиз и содержащиеся в

настоящее время отсутствует механизм их повторной регистрации. В этой связи необходимо предусмотреть и разработать подобный механизм регистрации.

Похожая ситуация сложилась с регистрацией и лицензированием уже построенных, но еще не введенных в эксплуатацию ОПО. Эти объекты после подачи опасного вещества уже обладают всеми признаками опасности согласно ФЗ 116 [7], однако механизм регистрации в промежутке от завершения строительства до ввода в эксплуатацию не реализован. Смогут ли компании застраховать объекты незавершенного строительства до ввода объекта в эксплуатацию? Это вызывает вопросы.

Значительной проблемой стало импортозамещение. В настоящее время в РФ актив-

И в заключение следует остановиться на проблеме страхования ОПО в России. Сложившаяся в настоящее время система страхования ОПО в РФ не в полной мере удовлетворяет современным требованиям. Необходима разработка новых страховых программ, покрывающих более широкий спектр ущерба, возникшего в результате аварий, включая компенсацию экологического ущерба, потерь от простоя оборудования и т. д. Не в полной мере учитываются степень износа и продление сроков эксплуатации оборудования. Страховые премии должны быть дифференцированы и значительно превышать страховые премии для нового оборудования. Разработка подобных расширенных программ страхования, а также участие инженерно-технических специалистов страховых компаний на этапах проектирования и эксплуата-

ции ОПО (том числе в форме проведения диагностического обследования) в оценке рисков и эффективности принятых мер безопасности позволят в перспективе включить естественный экономический механизм обновления основных фондов и отказаться от существующей в РФ системы экспертизы промышленной безопасности, которая в некоторых случаях показала себя недостаточно эффективной и призванной максимально выжать все ресурсы из эксплуатируемого оборудования. При этом важно разработать критерии для страховых компаний, которые гарантируют компенсацию возникшего в результате аварии ущерба. Например, объекты класса I опасности могут страховать только крупные государственные страховые компании или размер уставного капитала компании гарантирует покрытие возможного ущерба.

Таким образом, в настоящей статье были проанализированы наиболее важные проблемы, возникающие при проведении экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса, и намечены пути их решения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Полякова С.А., Ильичёв С.С. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России // Молодой ученый. – 2022. – № 16 (411). – С. 115–117. – URL: <https://moluch.ru/archive/411/90471/> (дата обращения 25.03.2023).
2. Староконь И.В. Предел выносливости конструктивных элементов морских стационарных платформ с учетом накопленных повреждений // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 9. – С. 7–12.
3. Староконь И.В. Теоретические основы и практические результаты исследования напряженного состояния опорных блоков морских стационарных платформ // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12–5. – С. 941–946.
4. Староконь И.В. Анализ отечественной нормативной документации по безопасности эксплуатации морских нефтегазовых сооружений (МНГС) // Естественные и технические науки. – 2009. – № 6 (44). – С. 346–347.
5. Староконь И.В. Анализ зарубежных норм оценки рисков морских нефтегазовых сооружений на основе изучения нормативной документации // Естественные и технические науки. – 2009. – № 6 (44). – С. 343–345.
6. Староконь И.В. Исследование вибронпряженного состояния морских стационарных платформ при действии переменных гидродинамических сил, вызванных переменным вихреобразованием // Инженерный журнал. – 2015. – № 11 (224). – С. 50–59.
7. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения 27.03.2023).
8. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности»: приказ от 20.10.2020 г. № 420. – URL: <http://mos.gosnadzor.ru/about/documents/Приказ%20ПТН%20№%20420%20от%2020.10.2020.pdf> (дата обращения 27.03.2023).
9. Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте: федеральный закон от 27.07.2010 г. № 225-ФЗ. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_103102/ (дата обращения 27.03.2023).
10. Положение о лицензировании деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности: постановление Правительства РФ от 16.09.2020 г. №1477. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=432874/> (дата обращения 20.08.2022).
11. Кадровое обеспечение и развитие профессиональных квалификаций / Махутов Н.А., Балановский В.Л., Первухин Н.В. [и др.] // Качество и жизнь. – 2023. – № 2 (38). – С. 19–25.
12. Махутов Н.А., Лепихин А.М., Лещенко В.В. Проблемы и возможности развития концепции риска технических систем // Вычислительные технологии. – 2023. – Т. 28, № 4. – С. 22–34.
13. Махутов Н.А., Гаденин М.М. Научные основы и прикладные разработки проблем безопасности и защищенности морских трубопроводов и сооружений // Морская наука и техника. – 2023. – № 7. – С. 18–27.
14. Махутов Н.А., Гаденин М.М. Анализ и управление параметрами прочности, ресурса и рисками безопасной эксплуатации энергоустановок с различными видами энергоресурсов // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2022. – № 1. – С. 47–56.
15. Критериальные основы анализа национальной безопасности и гражданской обороны / Н.А. Махутов, М.М. Гаденин, С.Г. Кареева, О.Н. Юдина // Гражданская оборона на страже мира и безопасности: Материалы VI Междунар. науч.-практ. конфер., посвященной Всемирному дню гражданской обороны. В 4-х ч. – М., 2022. – С. 24–31.

УДК 620.197.3

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ СРЕД И ПОДБОР ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ ДЛЯ МОРСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Р.К. Вагапов, начальник лаборатории, д-р техн. наук, канд. хим. наук,
Д.Н. Запелов, начальник научно-технического центра, канд. техн. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: скорость коррозии; рациональное проектирование; морские месторождения; локальная коррозия; коррозионный мониторинг; ранжирование участков газопровода.

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы внутренней коррозии и пути их решения на трубопроводах морских газовых месторождений. Для рационального проектирования и безопасной эксплуатации газопроводов, транспортирующих коррозионно-активную продукцию с газовых скважин морского расположения, предложен комплексный подход при определении агрессивности сред по отношению к внутренней поверхности стальных объектов и подборе ингибиторов коррозии для защиты углеродистой/низколегированной сталей. Приведены примеры и рекомендации по анализу исходных эксплуатационных параметров и выбору методов испытаний для объектов с рисками внутренней коррозии. Рассмотрено нормативное обеспечение противокоррозионных мероприятий применительно к морским объектам добычи и транспортировке неподготовленного газа. По результатам исследования предложен подход к ранжированию участков газопровода по степени коррозионной агрессивности эксплуатационных сред, который позволяет учитывать изменения всего комплекса технологических и коррозионных факторов на протяжении жизненного цикла морского газового объекта, оптимально подбирать способ защиты от внутренней коррозии и вырабатывать рекомендации по коррозионному мониторингу.

Проблема защиты от внутренней коррозии морских газовых месторождений

Морские (офшорные) месторождения газа играют важную роль в увеличении углеводородных ресурсов РФ. Действую-

ющие и перспективные отечественные объекты по добыче газа расположены на шельфе Арктики и Дальнего Востока [1, 2]. При эксплуатации таких объектов в морских условиях предъявляются особые требования к их безопасной работе [3–5]. Многие морские газовые месторождения отличаются повышенным содержа-

нием в добываемых флюидах агрессивного диоксида углерода (CO₂), что обуславливает существенные коррозионные риски при работе стальных сооружений объектов добычи газа. Газопроводы подводного расположения, изготовленные из углеродистой/низколегированной сталей, в присутствии сопутствующих конденсацион-

ных или пластовых вод будут подвергаться воздействию внутренней углекислотной коррозии (УКК) [6]. Надежная работа и обеспечение проектного срока службы трубопроводных систем и оборудования в таких условиях являются наиболее важными задачами, возникающими в процессе эксплуатации морских газовых месторождений, особенно с учетом сложности диагностирования их технического состояния и ремонта [7, 8].

УКК характеризуется высокой степенью локализации коррозионного процесса с образованием питтингов, язв и других форм коррозионных дефектов [9]. При этом остальная часть внутренней поверхности стального газопровода, за исключением участков с локальной УКК, в существенно меньшей степени подвергается локальным коррозионным рискам. В общем случае невозможно предварительно определить место и время возникновения УКК, поскольку она обуславливается большим количеством трудно учитываемых факторов (парциальное давление газа, термобарические условия, состав среды и т.д.). Одним из консервативных способов защиты от коррозии является коррозионный припуск, который бы учитывал риски протекания коррозии [10]. Однако следует отметить, что при проектировании коррозионный припуск преимущественно относится к компенсации общей (равномерной) коррозии. Например, рекомендуемый коррозионный припуск в 3 мм включает ежегодное утонение в 0,1 мм (скорость коррозии 0,1 мм/год) при планируемом сроке службы объекта 30 лет. При этом опасность развития на трубе локальных дефектов не учитывается [10].

Как показывает опыт эксплуатации ряда газовых объ-

Многие морские газовые месторождения отличаются повышенным содержанием в добываемых флюидах агрессивного диоксида углерода (CO₂), что обуславливает существенные коррозионные риски при работе стальных сооружений объектов добычи газа.

ектов с проблемами УКК, недостаточный учет коррозионной опасности или их игнорирование на этапе проектирования нередко приводят к необходимости принятия срочных мер уже в процессе эксплуатации, обеспечению оперативных решений по безопасной работе газопроводов и купированию агрессивного влияния рабочих сред. Разработка и внедрение экстренных мер защиты – особенно сложные задачи в условиях инфраструктурных ограничений, существующих на уже построенном офшорном объекте.

В статье представлены разработанные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» научно-технический и методический подходы по определению коррозионной агрессивности эксплуатационных сред, подбору эффективных средств защиты от УКК, являющейся наиболее актуальной проблемой для газовых месторождений, и мониторингу за ними на всех этапах жизненного цикла газового объекта (от проектирования до эксплуатации).

Анализ исходных данных и проведение имитационных испытаний

При определении степени опасности УКК или другого вида коррозии для получения до-

стоверных результатов важен корректный выбор эксплуатационных факторов (температура среды, минерализация и анионный состав водной фазы, парциальное давление CO₂ ($p(\text{CO}_2)$) и др.), которые влияют на степень коррозионной агрессивности среды. Эти данные используются как для предварительной оценки потенциальной коррозионной агрессивности среды, так и при проведении имитационных испытаний (для определения фактической коррозионности эксплуатационных условий и стойкости конструкционных сталей, а также подбора средств защиты от УКК, например ингибиторов коррозии). Применительно к морским объектам, где исходные данные носят точечный (локальный) характер, недостаточный для определения степени опасности эксплуатационных сред, имитационные испытания – единственный способ получения достоверной оценки коррозионной ситуации, служащий обоснованием для подбора средств защиты, от которой в значительной степени зависит выбор материального исполнения и противокоррозионных мероприятий.

Для повышения достоверности оценки степени агрессивного воздействия промышленных сред на оборудование и газопроводы целесообразно опытное определение скорости коррозии по результатам имитационных испытаний. При определении коррозионной

Разработка и внедрение экстренных мер защиты – особенно сложные задачи в условиях инфраструктурных ограничений, существующих на уже построенном офшорном объекте.

агрессивности среды исходят из того, что превышение значения скорости коррозии 0,1 мм/год требует применения противокоррозионной защиты (при использовании углеродистой/низколегированной сталей таким средством защиты от внутренней коррозии выступают ингибиторы коррозии). Это же значение скорости коррозии является пороговым и для оценки эффективности ингибиторной защиты: при применении ингибитора она не должна превышать 0,1 мм/год.

Необходимо отметить, что эксплуатационные условия, а соответственно, и коррозионные на нефтяных и газовых месторождениях будут отличаться, в первую очередь по составу и агрегатному состоянию перекачиваемого продукта – жидкость и газ. В связи с этим для условий эксплуатации газопро-

водов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и успешно применяется методический комплексный подход. На объектах добычи газа можно выделить несколько основных зон образования коррозии [6]:

- нижняя часть трубы (при скоплении влаги), или bottom-of-line corrosion (BOL);
- верхняя часть трубы (при конденсации влаги), или top-of-line corrosion (TOL);
- места скопления влаги (щели, зазоры, застойные зоны, перепад высот и т. д.).

Если рассматривать системы подводной добычи газа, то обычно продукция со скважин вначале транспортируется по трубопроводам-шлейфам (ТШ), по которым флюиды поступают, а затем смешиваются на сборном пункте (манифольде) [1, 2]. Далее они направляются по газосборному коллектору

(ГСК) до берегового комплекса. Трубопроводные участки, преимущественно ГСК, имеют частично подводное, а частично подземное (после выхода на берег) расположение. Все эти факторы, вместе с влияющими на внутреннюю коррозию параметрами эксплуатационных сред, учитываются при планировании комплекса коррозионных испытаний. В табл. 1 приведен пример исходных эксплуатационных данных для моделирования условий комплекса испытаний. Анализ проводится на весь проектный период работы морского месторождения с учетом:

- изменения температуры (T) по длине трубопровода и ее отличия на разных скважинах;
- изменения (падения) давления (p) со временем эксплуатации и его отличия на разных скважинах;
- возможного диапазона содержания CO_2 в газе на разных скважинах, эксплуатирующих разные пласты месторождения;
- перспектив поэтапного подключения (введения в работу) новых (смежных) объектов, которые будут интегрироваться в существующую трубопроводную систему.

Исходя из оценки ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в предложенном подходе скважинное

Таблица 1

Эксплуатационные параметры, влияющие на коррозионные процессы

Участок газопровода	p , МПа		$p(CO_2)^*$, МПа		T , °C	
	max	min	max	min	max	min
Устье скважин	20	4**	0,2	0,04**	90	65
ТШ – манифольд	15***	14***	0,15	0,14	75	40
ГСК	14,6	14,5	0,146	0,145	70	5

* Расчет проведен, исходя из мольной доли 1% CO_2 в газе;

** Значение на завершающем этапе эксплуатации;

*** Значения на входе в манифольд

Таблица 2

Условия внутренней коррозии в газопроводе морского месторождения и соответствующие им агрессивные параметры

Условия коррозии	Тип испытаний	Участок газопровода	Имитируемые параметры
TOL	Лабораторный	Устье скважин, ТШ – манифольд (первая часть)	$T, p(\text{CO}_2)$, конденсация влаги, МЭГ.
ВОЛ	Лабораторный (динамический); стендовый (динамический)	ГСК, ТШ – манифольд (вторая часть)	T , МЭГ, продувка CO_2 T , МЭГ, продувка CO_2
Места скопления влаги	Лабораторный (статический); автоклавный (статический); стендовый (динамический)	ГСК	T , МЭГ, продувка CO_2 $T, p(\text{CO}_2)$, МЭГ $T, p(\text{CO}_2)$, МЭГ, переменное смачивание

оборудование (насосно-компрессорные трубы для морских месторождений) преимущественно изготавливается в коррозионно-стойком исполнении и не требует мер защиты от внутренней коррозии.

Каждому участку газопровода могут соответствовать разные виды коррозионных воздействий и испытаний, которые наиболее оптимально имитируют агрессивные факторы и условия УКК (табл. 2).

На морских газовых месторождениях нередко в качестве ингибитора гидратообразования используется моноэтиленгликоль (МЭГ) [11], присутствие и влияние которого на коррозионные процессы также следует учитывать. В зависимости от концентрации МЭГ в водно-гликолевой среде [6], он может снижать скорость протекания ВОЛ- и TOL-коррозий. Однако при принятом объемном содержании МЭГ (50–60 % [11]) в транспортируемой по газопроводам жидкости эксплуатационные условия

Эксплуатационные условия, а соответственно, и коррозионные на нефтяных и газовых месторождениях будут отличаться, в первую очередь по составу и агрегатному состоянию перекачиваемого продукта – жидкость и газ.

морских газопроводов продолжают оставаться коррозионно-агрессивными. В условиях УКК наблюдается развитие локальных дефектов в водно-гликолевых растворах [6]. При моделировании условий испытаний применяются основные диапазоны изменения эксплуатационных параметров (см. табл. 1). По результатам исследований рассчитываются скорости общей ($K_{\text{общ}}$) и локальной ($K_{\text{лок}}$) коррозий.

Одно из основных коррозионных проявлений, возникающих только в верхней части газопровода (TOL-коррозия) при создании необходимых для

конденсации влаги термобарических условий, было смоделировано и достаточно подробно изучено в работе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [6]. Влияние потока жидкости при внутренней коррозии по нижней составляющей газопровода в разные периоды времени и на разных участках может носить динамический, прерывистый (непостоянный) или статический характеры, для имитации которых авторами предложено использовать несколько методов испытаний (см. табл. 2) и учитывать следующие условия:

- при продолжительном смачивании (динамические усло-



Рис. 1. Внешний вид коррозионных стендов, имитирующих условия: *а* – переменного смачивания [13]; *б* – циркуляции жидкости [14].

Каждому участку газопровода могут соответствовать разные виды коррозионных воздействий и испытаний, которые наиболее оптимально имитируют агрессивные факторы и условия УКК.

вия), когда происходят выделение воды в отдельную фазу и ее смешение с газовым конденсатом в потоке жидкости;

- при продолжительном смачивании (статические условия), возникающем при изменении рельефа, наличие тупиковых

зон, зазоров и другие условия могут приводить к образованию скоплений водной фазы на пониженных участках;

- при переменном смачивании жидкой средой стальной поверхности газопровода, возникающем при невысоком де-

бите конденсационной воды, неравномерном поступлении пластовых вод или в местах подъема газопровода, например при выходе на берег трубопровода на офшорных объектах [1, 12].

Эти виды испытаний моделируются авторами при лабораторных или автоклавных испытаниях. В развитие методов моделирования и исследования коррозионных процессов в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за последние годы созданы несколько коррозионных стендов, которые позволяют существенно повысить степень имитации реальных эксплуа-

тационных условий движения потока добываемых флюидов внутри газопровода. Одним из них является стенд, который моделирует прерывистое движение среды с периодическим смачиванием внутренней стенки трубы (рис. 1, а) [13]. Во втором коррозионном стенде происходят циркуляция с высокой скоростью и постоянный контакт жидкости с внутренней стенкой трубы (рис. 1, б) [14]. Такие условия внутри газопровода могут создаваться при неравномерном выходе пластовых вод или высоком дебите жидкости, например на поздних этапах эксплуатации газового месторождения объекта.

Применение разработанного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплекса испытаний позволяет уже на стадии проектирования оценивать степень коррозионной агрессивности сред как на разных участках газопроводной системы, так и ее возможное изменение во времени. Идентичный комплекс исследований проводится при проектных работах по подбору ингибиторов коррозии как одного из основных средств защиты газопроводов из углеродистой/низколегированной сталей в присутствии коррозионно-агрессивных газов на морском месторождении.

Нормативное обеспечение противокоррозионных мероприятий

При планировании и организации противокоррозионной защиты важным элементом становится ее нормативное обеспечение. Нормативным обоснованием выбора решений по защите от внутренней коррозии являются разработанные при участии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» стандарты ПАО

«Газпром», регламентирующие данные аспекты обеспечения безопасной эксплуатации газовых сухопутных и морских месторождений (табл. 3). Положения нормативных документов охватывают все основные сегменты противокоррозионных мероприятий для защиты от внутренней коррозии, которые учтены при разработке ГОСТ Р 58284-2018, который регламентирует требования к защите от коррозии морских промысловых объектов и трубопроводов. По опыту авторов, при необходимости учета особенностей и условий эксплуатации добычных объектов могут быть созданы стандарты предприятия. Например, в дополнение к СТО Газпром 9.3-007-2010 ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработало СТО 31323949-062-2022 (см. табл. 3).

учет механизмов коррозионного разрушения позволяют оптимизировать решения по обеспечению уровня работоспособности газопроводов в процессе их последующей эксплуатации.

С этой целью на этапе проектирования участки газопроводов должны быть ранжированы (на основе результатов имитационных испытаний) по степени коррозионной агрессивности транспортируемой среды (рис. 2). Такое ранжирование может быть выполнено по типу коррозии (ТОЛ или БОЛ), с учетом изменения коррозионно-опасных факторов (минерализация водной среды, содержание МЭГ, T , $p(\text{CO}_2)$ и др.) и применяемых решений по защите от коррозии. На первых участках газопровода при наибольшем падении T происходит

В развитие методов моделирования и исследования коррозионных процессов в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за последние годы созданы несколько коррозионных стендов, которые позволяют существенно повысить степень имитации реальных эксплуатационных условий движения потока добываемых флюидов внутри газопровода.

Ранжирование участков газопровода по коррозионной агрессивности

Одним из способов системного обеспечения надежной эксплуатации газопроводов является рациональное проектирование, которое должно предусматривать учет изменения всего комплекса технологических и коррозионных факторов при планировании обустройства газовых объектов и подборе средств их защиты. Знание и

конденсация влаги, приводящая к локальным коррозионным поражениям (ТОЛ-коррозия). На дальнейших участках газопровода транспортируется уже поток отделившейся жидкости, условия его эксплуатации характеризуются БОЛ-коррозией и условиями скопления водной среды на нижней образующей трубы. Следует учитывать все возможные факторы, влияющие на потенциальные значения $K_{\text{общ}}$ и/или $K_{\text{лок}}$ на различных участках трубопровода.

С учетом всех этих разработанных ООО «Газпром ВНИИ-

Таблица 3

Список стандартов и их основное содержание

Стандарт	Основное содержание
СТО Газпром 9.3-011-2011 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов»	Критерии оценки агрессивности (по основным параметрам и скоростям коррозии), вопросы применения ингибиторов коррозии (ИК) (технологии ингибиторной защиты и др.) и организации системы мониторинга (методы, применение и др.)
СТО Газпром 9.3-028-2014 «Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»	Технические требования (защитные и технологические) к ИК, процедура (комплекс испытаний – лабораторных, автоклавных, эксплуатационных; оценка производителя) и правила их допуска для применения на объектах ПАО «Газпром»
СТО Газпром 9.3-007-2010 «Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа»	Методики лабораторных испытаний при оценке коррозионной агрессивности и эффективности ингибиторов коррозии
СТО Газпром 9.3-004-2009 «Защита от коррозии. Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов коррозии в жидких углеводородах, пластовой воде и водометанольных растворах»	Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ИК в рамках мониторинга их эффективности в различных растворах
СТО 31323949-062-2022 «Методика лабораторных испытаний гравиметрическим методом в испытательных средах с продувкой коррозионно-агрессивным газом»	Дополнительная методика лабораторных испытаний при оценке коррозионной агрессивности и эффективности ингибиторов коррозии в статических условиях при барботировании агрессивным газом
ГОСТ Р 58284-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Морские промышленные объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии»	Критерии оценки агрессивности по скорости коррозии; эксплуатационные свойства и факторы, которые следует учитывать при проведении имитационных испытаний; вопросы применения ингибиторов (технологии ингибиторной защиты и др.) и организации системы мониторинга (методы, применение и др.)

ГАЗ» факторов и системы ранжирования трубопроводной системы в дальнейшем осуществляются подбор оптимальных средств защиты и организация системы мониторинга. При обустройстве системы ингибиторной защиты (технологии,

типа и дозировки) также следует учитывать отличия в степени агрессивности среды на разных участках газопровода (см. рис. 2). Следует отметить, что для газопроводов морских месторождений (в отличие от сухопутных) использование

средств коррозионного мониторинга крайне ограничено их подводным расположением. Нередко даже наземная часть газопровода морских газовых месторождений не имеет достаточного оснащения средствами коррозионного мониторинга:

интрузивными датчиками и весовыми для контроля $K_{\text{общ}}$ и/или $K_{\text{лок}}$ и пробоотборниками для отбора и анализа жидких сред. По сути, единственным доступным способом контроля технического состояния такого газопровода является дорогостоящая внутритрубная диагностика, в ряде случаев технически нереализуемая. В таких условиях одним из рациональных вариантов предиктивного оперативного анализа становятся имитационные испытания (см. табл. 2) с учетом моделирования условий и их изменений во времени. Следует отметить, что данные имитационных испытаний относятся к элементам коррозионного мониторинга для различных участков морского газопровода

Для газопроводов морских месторождений (в отличие от сухопутных) использование средств коррозионного мониторинга крайне ограничено их подводным расположением.

с целью оценки как агрессивности эксплуатационных сред, так и эффективности применяемого ингибитора коррозии.

Заключение

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был предложен и применяется для широкого круга задач ком-

плексный подход по определению коррозионной агрессивности и подбору защиты от внутренней коррозии для объектов морских месторождений в условиях присутствия коррозионно-агрессивных газов, позволяющий проводить их рациональное проектирование и дальнейшую их безопасную эксплуатацию на всех этапах



Данные имитационных испытаний относятся к элементам коррозионного мониторинга для различных участков морского газопровода с целью оценки как агрессивности эксплуатационных сред, так и эффективности применяемого ингибитора коррозии.

жизненного цикла. Предложенный цикл имитационных коррозионных испытаний позволяет смоделировать основные виды воздействия агрессивных сред на различные участки газопроводной системы. Грамотный и рациональный подход к предварительному выбору и обработке исходных коррозионных параметров эксплуатации газопровода дает возможность получить достоверную (экспериментально подтвержденную) оценку как степени коррозионной опасности среды по отношению к материалу труб, так и эффективности выбранных средств защиты, например ингибиторов коррозии.

Ошибочный выбор исходных коррозионных факторов может привести к занижению опасности коррозии и отсутствию мер защиты от нее на этапе проектирования, а некорректная оценка и занижение опасности УКК – к неучтенным коррозионным рискам (вплоть до остановки газового объекта) либо к существенным затратам на устранение коррозионных последствий (ремонт и др.) и необходимости принятия срочных корректирующих мероприятий (подбора ингибитора).

Предложенный подход при выборе решений по противокоррозионной защите морских месторождений газа подкреплен разработанными корпоративными (СТО Газпром) и государственными (ГОСТ) стандартами, регламен-

тирующими основные аспекты внутренней коррозии, защиты от нее и коррозионного мониторинга. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом / В.Е. Петренко, М.Ф. Нуриев, М.Б. Шевелев [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – Т. 777, № 11. – С. 8–13.
2. Новиков А.И., Курилец С.С., Савинова М.С. Эксплуатация оборудования подводного добычного комплекса в замерзающих морях на примере освоения Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. – 2022. – Т. 833, Спецвып. № 2. – С. 30–35.
3. Bai Y., Bai Q. Subsea pipeline integrity and risk management. // Gulf Professional Publishing. – 2014. – 428 p.
4. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина, Е.А. Самуева // Oil and gas journal Russia. – 2010. – Т. 39, № 5. – С. 48–53.
5. Харионовский В.В. Безопасность морских газопроводов // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 5. – С. 7–14. – DOI: 10.24000/0409-2961-2022-5-7-14
6. Vagapov R.K., Kanyukov R.R., Zapevalov D.N. Internal corrosion and anticorrosion protection of offshore facilities in the presence of increased amounts of carbon dioxide // International Journal of Corrosion and Scale Inhibition.

– 2021. – Т. 10., № 3. – P. 1128–1140. – DOI: 10.17675/2305-6894-2021-10-3-17

7. Corrosion risk-based subsea pipeline design / S. Hasana, L. Sweet, J. Hultsa [et. al] // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2018. – Vol. 159. – P. 1–14. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.10.003> (дата обращения 12.06.2023).

8. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – Т. 121, № 1. – С. 42–49.

9. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Оценка локальных дефектов на внутренней поверхности газопроводов, транспортирующих CO₂-содержащую продукцию // Дефектоскопия. – 2022. – № 10. – С. 49–56. – DOI: 10.31857/S0130308222100050

10. Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К. Анализ нормативных требований при оценке углекислотной коррозии на объектах добычи газа // Проблемы анализа риска. – 2021. – Т. 18, № 2. – С. 60–71. – URL: <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2021-18-2-60-71> (дата обращения 12.06.2023).

11. Клыжко Д.В., Кутовой Д.В., Погосов М.А. Особенности эксплуатации Киринского ГКМ с применением моноэтиленгликоля в качестве ингибитора гидратообразования // Газовая промышленность. – 2019. – Т. 782. – С. 22–28.

12. ORMEN LANGE-1: Extreme subsea conditions drive concept development / A. Wilhelmsen, Hil. Meisingset, S. Moxnes, Hans O. Knagenhjelm // Oil & gas journal. – 2005. – Vol. 103, № 45. – P. 62–67.

13. Патент № 2772614 РФ. Способ коррозионных испытаний и установка для его осуществления / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин.

14. Патент № 2772612 РФ. Способ коррозионных испытаний и высокоскоростная циркуляционная установка для его осуществления / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин.



27-28
МАРТА

г. Новый Уренгой



**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

SV *Expo* **SERVICE**

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkxes@yandex.ru, www.ses.net.ru

2024

ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»

В ЧАСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ЗАКЛЮЧЕНИЙ ГЛАВНОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ И НЕГОСУДАРСТВЕННЫХ ЭКСПЕРТИЗ И ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

ООО «Газпром морские проекты» выполняет комплекс работ по проектированию обустройства нефтегазовых месторождений и строительства скважин. Успешно завершены работы для ПАО «Газпром», ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Перечень объектов, получивших положительные заключения Главной государственной экологической экспертизы и негосударственных экспертиз с января по ноябрь 2023 г.

№ п/п	Наименование и адрес (местоположение) объекта капитального строительства, применительно к которому подготовлена проектная документация	Номер и дата заключения экспертизы
1	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Объекты внешнего электроснабжения. Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Уренгойское месторождение'	89-2-1-3-070503-2023 22.11.2023
2	"Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ". Этап 3. Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-5 и УКПГ-6. Объединение УКПГ-5 и УКПГ-6. Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский и Тазовский районы, Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение'	89-1-1-2-057679-2023 27.09.2023

№ п/п	Наименование и адрес (местоположение) объекта капитального строительства, применительно к которому подготовлена проектная документация	Номер и дата заключения экспертизы
3	Объекты внешнего электроснабжения (2 очередь). Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район'	89-2-1-3-052302-2023 04.09.2023
4	"Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин №1-95, №1-96, №2- 326". Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Район Пуровский'	89-1-1-3-050941-2023 29.08.2023
5	"Узел замера и редуцирования газа (УЗРГ) на промплощадке Отрадненского ЛПУМГ". Почтовый адрес: 'Самарская область, Район Кинель-Черкасский'	63-1-1-3-030021-2023 02.06.2023
6	Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин №16А-1. Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Надымский район, Песцовое месторождение, Песцовый лицензионный участок' (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	89-1-1-3-015256-2023 29.03.2023
7	"Обустройство газового месторождения Каменномысское-море". Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Почтовый адрес: 'Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, газовое месторождение Каменномысское-море в акватории Обской губы и восточная часть Тазовского полуострова' (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	72-1-1-3-013158-2023 20.03.2023

№ п/п	Наименование и адрес (местоположение) объекта капитального строительства, применительно к которому подготовлена проектная документация	Номер и дата заключения экспертизы
8	“Обустройство газового месторождения Каменномысское-море”. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Почтовый адрес: ‘Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, газовое месторождение Каменномысское-море в акватории Обской губы и восточная часть Тазовского полуострова’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	72-1-1-3-009847-2023 01.03.2023
9	“Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Трубопроводы внешнего транспорта”. Почтовый адрес: ‘Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, муниципальный округ Пуровский район и муниципальное образование город Новый Уренгой’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	89-1-1-3-003564-2023 30.01.2023
10	“Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 1-94, № 2-327, № 2-341”. Почтовый адрес: ‘Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Уренгойское месторождение’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	72-1-1-3-002955-2023 26.01.2023
11	“Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод “УППГ - “УКПГ-1АВ”. Конденсатопровод “УКПГ-1АВ” - УСК”. Почтовый адрес: ‘Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Пуровский; Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Пуровский’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	89-1-1-3-001705-2023 19.01.2023

**Перечень объектов, получивших положительные заключения
Государственной экологической экспертизы (ГЭЭ)
за 2023 г.**

№ п/п	Наименование объекта	Номер и дата заключения (приказа об утверждении) ГЭЭ
1	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Трубопроводы внешнего транспорта	Приказ РПН от 17.01.2023 № 94/ГЭЭ
2	Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 1-94, № 2-327, № 2-341	Приказ РПН от 07.02.2023 № 14-Э
3	Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин № 16А-1	Приказ РПН от 27.02.2023 № 433/ГЭЭ
4	Строительство разведочной скважины № 3 Ледового месторождения	Приказ РПН от 22.03.2023 № 646/ГЭЭ
5	Программа на выполнение инженерных изысканий для разработки проектной документации на строительство объекта: «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море». Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномысское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС	Приказ РПН от 07.04.2023 № 336
6	Программа морских комплексных инженерных изысканий для ликвидации объекта незавершенного строительства: «Эксплуатационная скважина № Р4 Киринского ГКМ», входящего в состав инвестиционного проекта «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Киринского ГКМ» (код стройки 046-3001292)	Приказ РПН от 28.04.2023 № 1083/ГЭЭ

№ п/п	Наименование объекта	Номер и дата заключения (приказа об утверждении) ГЭЭ
7	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СКЗ, № СК9, № СК10 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	Приказ РПН от 12.05.2023 № 1201/ГЭЭ
8	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК8, № СК19, № СК20 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	Приказ РПН от 12.05.2023 №1200/ГЭЭ
9	Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномысское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС	Приказ РПН от 13.06.2023 №1537/ГЭЭ
10	Строительство поисково-оценочной скважины № 5 Русановского лицензионного участка	Приказ РПН от 16.06.2023 № 1604/ГЭЭ
11	Ликвидация объекта незавершенного строительства: «Эксплуатационная скважина № Р4 Киринского ГКМ», входящего в состав инвестиционного проекта «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Киринского ГКМ» (код стройки 046-3001292)	Приказ ЧАМУ РПН от 20.11.2023 № 474-О
12	Обустройство участка ЗА Ачимовских залежей Уренгойского НГКМ. Установка предварительной подготовки газа. (I очередь)	Приказ ЧАМУ РПН от 27.11.2023 № 490-О

ОБЩЕСТВЕННЫЕ ОБСУЖДЕНИЯ: ИТОГИ 2023 Г.

Е.Г. Шеханова, специалист отдела,
А.А. Бушуева, техник
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: e.shehanova@gazprom-seaprojects.ru

В течение 2023 г. ООО «Газпром морские проекты» организовало и провело более 15 общественных обсуждений проектной и иной документации, в том числе с выездом специалистов в регионы намечаемой деятельности.

Совместно с ООО «Газпром недр» и администрацией Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) проведены общественные обсуждения предварительных материалов по оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) в проектной документации на строительство поисково-оценочной скважины Сеяхинской площади, а также на строительство четырех разведочных скважин Малыгинского месторождения. В связи с прекращением действия п. 2

Приложения 16 к постановлению Правительства Российской Федерации от 3.04.2020 г. № 440 «О продлении действия разрешений и иных особенностях в отношении разрешительной деятельности в 2020–2022 годах» администрации некоторых районов, в том числе Ямальского, перешли к очному проведению общественных слушаний. Таким образом, на слушания в очном формате в с. Сеяха представители ООО «Газпром морские проекты» и ООО «Газпром недр» добирались на вертолете.

На обсуждении документации по строительству Сеяхинской скважины присутствовало 13 человек, включая официальных представителей Ямальского района. Встреча для обсуждения скважин Малыгинского месторождения состоялась в Сеяхинском Доме культуры, где был зарегистрирован 21 участник, в том числе 18 представителей местного населения. Активное участие в обсуждении проектов показало заинтересованность и местных жителей, и администрации в бережном от-



Вертолетная площадка, с. Сеяха



Сеяхинский Дом культуры, с. Сеяха



Общественные слушания 06.06.2023 г. в с. Сеяха

ношении к природе и сохранению окружающей среды. Были заданы многочисленные вопросы как по технической части проекта, так и по его социально-экономическому разделу. Представители ООО «Газпром недра» и ООО «Газпром морские проекты» дали подробные развернутые ответы по всем интересующим проблемам.

Несмотря на возможность вернуться к проведению очных общественных слушаний, многие районы предпочитают использовать так полюбившийся своим удобством формат видео-конференц-связи. В феврале в рамках обустрой-

ства участка Валанжинских залежей Уренгойского месторождения на общественные обсуждения, проводимые дистанционно с участием ООО «Газпромнефть-Заполярье» и администрации Пуровского района, была представлена проектная документация на строительство трех кустов газоконденсатных скважин. Проектируемые объекты предназначены для сбора продукции скважин и дальнейшей транспортировки на площадку установки комплексной подготовки газа. Всего к конференции подключилось 19 человек. Самым активным

участником конференции стал общественный инспектор по охране окружающей среды, интересующийся соблюдением законодательства в рамках проектирования и реализации обсуждаемого объекта.

В конце августа в Пуровском районе была рассмотрена проектная документация на строительство кустов нефтяных скв. 1017 и скв. 2095 Уренгойского месторождения для добычи и сбора нефти, заказчиком которой является ООО «Газпромнефть-Заполярье». В ходе общественных обсуждений были получены и учтены рекомендации Департамента природных ресурсов и экологии ЯНАО, Департамента агропромышленного комплекса ЯНАО и Департамента по делам коренных малочисленных народов Севера ЯНАО для дальнейшей работы над объектом в период проведения всех необходимых экспертиз.

В рамках выполнения работ для нужд ООО «Газпром недра» по объектам геолого-разведочного бурения, не подлежащим проведению государственной

экологической экспертизы, общественные обсуждения были проведены в форме простого информирования.

В Эвенкийском районе Красноярского края местные жители имели возможность изучить материалы ОВОС по проектной документации на строительство скважин Собинского месторождения, предназначенных для разведки нефтяных и газоконденсатных залежей. Население Жигаловского района Иркутской области ознакомилось с документацией на строительство поисково-оценочных скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Предварительные материалы ОВОС проектной документации на восстановление ранее ликвидированных поисковых скважин Аюбинского ГКМ были представлены на общественные обсуждения в Акбулакском районе Оренбургской области.

Также в форме простого информирования проведены общественные обсуждения в Ленском районе Республики Саха (Якутия) по документации на строительство разведочных

скважин Чайдинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и в Пуровском районе ЯНАО по документации на строительство разведочной скважины Западно-Таркосалинского месторождения.

В рамках проектно-изыскательских работ для нужд ООО «Меретояханефтегаз» инициированы общественные обсуждения одновременно по двум проектам на территории Тазовского района:

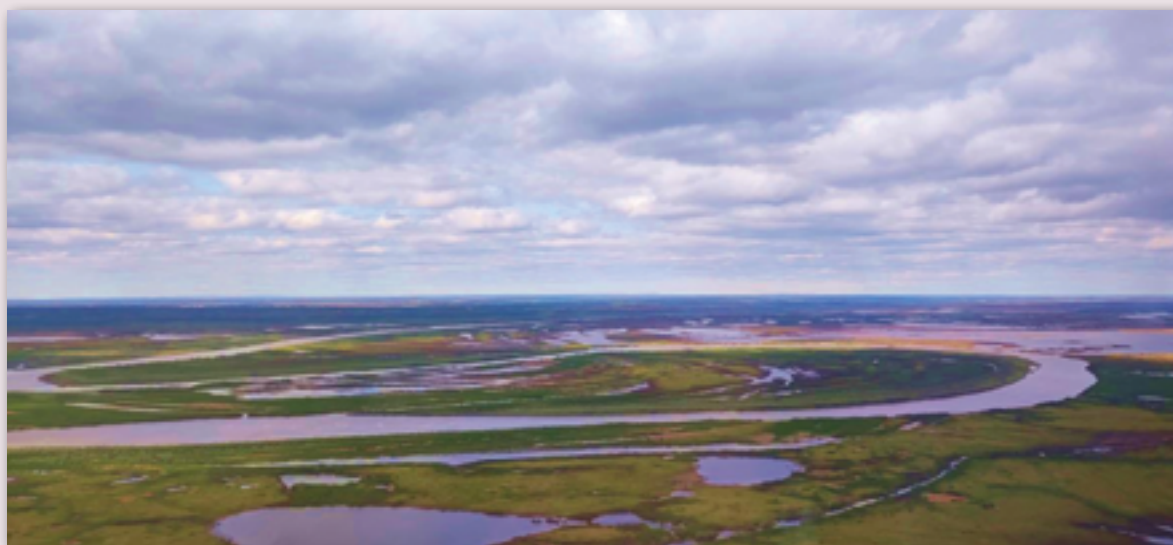
- газоснабжение поселков Газ-Сале и Тазовский. Лупинг на участке газопровода с КГС-1 на УКПГ для транспорта газа;
- обустройство Тазовского месторождения. Куст скв. 7, скв. 701 и скв. 702 для добычи нефти и газа.

Наиболее интересным для общественности является предполагаемое газоснабжение поселков Газ-Сале и Тазовский, что несомненно повлияет на положительное взаимодействие местного населения и ООО «Меретояханефтегаз», участвующего в работе на данных объектах.

Завершают работы по организации и проведению обще-

ственных обсуждений в 2023 г. обсуждения объектов ООО «Газпром недра», расположенных на территории Верхневилючанского НГКМ и Падинского ГКМ, а также реконструкции установки получения моторных топлив Ямбургского НГКМ, агентом по реализации которой является филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой».

Подводя итог проведенным общественным обсуждениям в 2023 г., можно заключить, что нефтегазовые компании, работающие в различных регионах нашей страны, остаются открытыми к диалогу с общественностью, готовыми взаимодействовать по любым вопросам, непосредственно касающимся реализации проектных решений и социально-экономических взаимоотношений. ООО «Газпром морские проекты», в свою очередь, учитывает все изменения нормативно-правовой базы, в том числе локальных документов органов местного самоуправления, и нацелено на привлечение к активному участию населения в общественных обсуждениях при реализации проектируемых объектов. ■



Ямальский район ЯНАО, вид с вертолета

ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ЗАПУСТИЛО КУРС ЛЕКЦИЙ ДЛЯ СТУДЕНТОВ НИУ «ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ»

9 октября 2023 г. на базе карьерного центра международной программы «Международные отношения и глобальные исследования» НИУ «Высшая школа экономики» состоялся запуск лекций «Особенности организации бизнес-процессов на предприятиях нефтегазового комплекса России», организованный ООО «Газпром морские проекты».

Курс состоял из трёх модулей и охватывал ключевые этапы реализации шельфовых проектов: проектирование, строительство и эксплуатация, а также затрагивал темы экологической и промышленной безопасности, стратегического планирования и коммуникации в нефтегазовых компаниях.

Лекции читали главный инженер – заместитель генерального директора **Г.С. Оганов**, заместитель генерального директора **Б.А. Сердитов** и другие представители компании. В качестве спикеров также выступили приглашенные эксперты – доцент кафедры химмотологии РГУ нефти и газа (НИУ) И.М. Губкина **Л.Н. Багдасаров**, дирек-

тор по перспективному развитию и управлению портфелем ООО «Газпром нефть шельф» **С.В. Лихачев** и начальник управления корпоративных коммуникаций ООО «Газпром нефть шельф» **Д.А. Кабардинцева**.

Курс лекций вызвал большой интерес не только у студентов, но и у профессорско-преподавательского состава факультета.





Курс лекций
«Особенности организации бизнес-процессов
на предприятиях нефтегазового комплекса России»

№	Тема	Содержание	Лектор
МОДУЛЬ 1 «Отрасль сегодня»			
1	Газпром морские проекты: море возможностей	Главные шельфовые проекты отрасли, роль и перспективы развития компании	Сердитов Б.А.
2	Бизнес в сфере экономики: от разведки до добычи		Сердитов Б.А.
3	Развитие нефтегазовой отрасли в России на примере Группы «Газпром»	Ключевые события и география деятельности отрасли	Багдасаров Л.Н.
МОДУЛЬ 2 «Как все устроено»			
4	Нефтегазодобыча на шельфе: проектирование и геологоразведка	Основные этапы и задачи геологоразведки, разработка проектной документации, особенности шельфовых месторождений	Оганов Г.С.

№	Тема	Содержание	Лектор
5	Нефтегазодобыча на шельфе: строительство и обустройство	Организация строительства МЛСП методом распределенной верфи	Лиханин А.В.
6	Экология в нефтегазовой отрасли	Принципы планирования экологической деятельности компании. Реализация ESG-принципов, повышение экологической культуры	Каштанова И.Е.
МОДУЛЬ 3 «Основы бизнеса»			
7	Организация проектной деятельности в нефтегазовых компаниях	Управление проектами на всем жизненном цикле: от концепции до реализации СМР – подходы, примеры и опыт российских нефтегазовых компаний	Сердитов Б.А.
8	Корпоративные коммуникации в нефтяной компании. Кейс «Приразломная»		Кабардинцева Д.А.
9	Стратегическое планирование и коммуникации в нефтегазовых компаниях		Микулич А.А.





По завершении курса слушатели представили свои проектные работы, посвященные альтернативным способам реализации углеводородов в Российской Федерации. Основываясь на полученных знаниях, ребята смогли не просто найти новые пути и рынки сбыта, но и разработать совершенно уникальные продукты. Оценивала работы экспертная комиссия, в которую вошли генеральный директор ООО «Газпром морские проекты» **С.Г. Зенин**, заместитель генерального директора по перспективному развитию **Б.А. Сердитов**, заместитель генерального директора по информационным технологиям и общим вопросам **К.А. Козаченко** и руководитель международной программы «Международные и глобальные исследования» **А.С. Скриба**.

По мнению комиссии, лучшим признан проект: «Альтернативные способы реализации углеводородов РФ: технологии биосинтеза».

Слушателям были вручены сертификаты, подтверждающие прохождение курса, а проектной команде, чья работа заняла первое место, были



вручены памятные подарки от ООО «Газпром морские проекты».

8 ноября 2023 г. состоялось торжественное закрытие курса лекций «Особенности организации бизнес-процессов на предприятиях нефтегазового комплекса России», организованного ООО «Газпром морские

проекты» на базе карьерного центра международной программы «Международные и глобальные исследования» НИУ «Высшая школа экономики».

В мероприятии приняли участие генеральный директор ООО «Газпром морские проекты» **С.Г. Зенин**, руководитель программы **А.С. Скриба**. ■

RAO/CIS OFFSHORE 2023

26–29 сентября в Санкт-Петербурге работал 16-й Международный форум по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023».

В последние годы Северная столица закрепила за собой статус ведущей площадки для обсуждения и продвижения отечественных и международных инициатив по развитию арктической зоны. В немалой степени этому содействуют выставка и конференция «RAO/CIS Offshore», – уникальные площадки для

обмена опытом, презентации новых технологий и налаживания деловых контактов в сфере освоения богатств континентального шельфа. По своему статусу, тематической полноте и значимости форум имеет репутацию авторитетной мировой площадки для обсуждения ключевых аспектов освоения природных ресурсов арктиче-

ского шельфа. Программа форума традиционно включает весь спектр актуальных вопросов устойчивого развития российской Арктики и шельфа.

В работе «RAO/CIS Offshore 2023» – конгрессной и выставочной программ, технических семинарах и молодёжной сессии – приняли участие руководители и специалисты более



Открытие 16-го Международного форума по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore 2023»



В конгрессной и выставочных программах «RAO/CIS Offshore 2023» приняло участие ООО «Газпром морские проекты»

чем из 250 компаний, ведущих научных отраслевых институтов, в том числе крупнейших игроков ТЭК, включая ПАО «Газпром», ГК «Росатом», АО «ОСК», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Транснефть» и многих других.

В работе форума приняли участие руководители и специалисты ООО «Газпром морские проекты». Была проведена презентация книги В.С. Вовка, Ю.В. Евдошенко «Энергия высоких широт».

В рамках конференции делегаты от ООО «Газпром морские проекты» представили свои доклады:

– Г.С. Оганов, А.В. Маричев «Выбор технических средств для строительства эксплуата-

ционных скважин в Обской и Тазовской губах»;

– И.Е. Каштанова, С.В. Дубовцева «Обеспечение экологической безопасности при промышленном освоении акваторий»;

– В.Л. Шелест «Ликвидация объектов обустройства морских месторождений. Методы, источники финансирования, проблемы реализации».

Также с докладом на тему «Опыт разработки и согласования плана предупреждения и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации» выступили молодые специалисты компании А.Д. Румянцев и Н.И. Трофимов.

Доклады вызвали отклик у всех участников научной конференции.

Ключевая тема «RAO/CIS Offshore 2023» – развитие потенциала России при освоении Арктики и континентального шельфа – была рассмотрена на пленарном заседании. О роли государственного регулирования при освоении морского шельфа и организации арктических и антарктических исследований для развития региональной инфраструктуры и строительного комплекса России, перспективах развития технико-технологического потенциала ПАО «Газпром» при освоении месторождений углеводородов в Арктике, текущих задачах и перспективах

развития СМП, а также о состоянии и перспективах правового регулирования в недропользовании и развитии атомной энергетики в преддверии шельфовых проектов рассказали делегатам **Максим КУЛИНКО**, заместитель директора Дирекции Северного морского пути Государствен-

ной корпорации по атомной энергии «Росатом», **Андрей ЧЕКАНСКИЙ**, начальник департамента ПАО «Газпром», **Василий УСТИНОВ**, руководитель Курчатовского комплекса ядерных транспортных энергетических технологий НИЦ «Курчатовский институт», **Денис НИКИШИН**, замести-

тель генерального директора ФГКУ «Росгеоэлэкспертиза» и **Роман САМСОНОВ**, профессор Московского государственного строительного университета, доцент Высшей школы государственного администрирования МГУ.

Обмен мнениями в формате 13 тематических круглых столов позволил подробно обсудить актуальные технологические, законодательные, нормативные и экономические аспекты освоения ресурсов континентального шельфа и арктической зоны. Делегатами форума стали свыше 650 специалистов. В ходе конференционной программы было заслушано 235 докладов.

Вопросы, обсуждаемые на конференции, проиллюстрировала выставочная экспозиция, где были представлены инновационные разработки 35 отечественных компаний, занимающихся геолого-разведочными работами, добычей



Презентация книги В.С. Вовка и Ю.В. Евдошенко «Энергия высоких широт»



Обмен мнениями позволил обсудить различные аспекты освоения ресурсов континентального шельфа и арктической зоны

и транспортировкой углеводородных ресурсов в арктических широтах, среди которых ПО «Севмаш», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», АО «Арктикморнефтегазразведка», НИЦ «Курчатовский институт», АО «НПП ПТ «Океанос», АО ЦНИИАГ, НПФ «Северо-Западное Морское Агентство» и др.

В рамках форума были подведены итоги Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, проводимого при поддержке Правительства Российской Федерации. В 2023 г. на конкурс было представлено 43 работы от 32 организаций, охватывающих широчайший спектр научно-технических и производственных задач; лауреатами стали семь работ. По резуль-

татам конкурса было предложено рекомендовать проекты, имеющие потенциальное промышленно-производственное значение и находящиеся на ранней стадии разработки, для включения в федеральные программы и проекты.

Форум «RAO/CIS Offshore» проводится с 1993 г. За прошедшие тридцать лет он занял важную позицию в решении технологических и научных вызовов в области освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа, в первую очередь, морей Северного Ледовитого океана и Дальнего Востока.

Организаторами форума выступили: Правительство Российской Федерации, Министерство энергетики Российской Федерации, ПАО «Газпром», НИЦ «Курчатовский институт», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Научный

совет РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля и Выставочное объединение «РЕСТЭК».

Поддержку мероприятию оказали: официальный спонсор – ПАО «НОВАТЭК», партнер круглого стола – ПАО «Транснефть», спонсор Молодежной сессии – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

По итогам работы форума на основе концептуальных предложений делегатов по развитию отрасли будет подготовлено итоговое решение, которое будет направлено в Правительство Российской Федерации, профильные министерства и ведомства и крупнейшие компании ТЭК. ■

СПЕЦИАЛИСТЫ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ВЫСТУПИЛИ ЭКСПЕРТАМИ НА МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

С 11 по 15 сентября в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина состоялся Международный форум «Нефть и газ – 2023».

В рамках форума на площадке университета прошла Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ», где сотрудники ООО «Газпром морские проекты» выступили экспертами в нескольких секциях: бурение скважин, освоение морских нефтегазовых месторождений, современные проблемы экологии, экономика нефтегазовых компаний.

Ключевыми целями конференции стали анализ достижений в нефтегазовой науке и технике, определение основных направлений научных исследований, направленных на развитие нефтегазовой отрасли, реализация программы разработки конкурентоспособных отечественных технологий и оборудования. Также было необходимо выявить и в дальнейшем поддержать перспективные научно-исследовательские работы.

В ходе мероприятия участники конференции рассмотрели вопросы, связанные с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, проблематикой транспортировки, хранения и переработки нефти и газа, соблюдением мер производственной и экологической безопасности на предприятиях ТЭК.

По результатам молодежной конференции эксперты определили лучшие выступления. ■



МОЛОДЕЖНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ «ШЕЛЬФОВЫЙ РУБЕЖ»

К.В. Лазько, специалист,

А.А. Бушуева, техник

ООО «Газпром морские проекты»

E-mail: k.lazko@gazprom-seaprojects.ru

В городе Южно-Сахалинске с 9 по 13 октября состоялся Дальневосточный молодежный технический форум «Шельфовый рубеж». Участие в нем приняли более 60 представителей 24 компаний Группы «Газпром», среди которых и специалисты ООО «Газпром морские проекты»: **А.А. Микулич** (управление

перспективного развития), **А.А. Бушуева**, **К.В. Лазько** (отдел экологического проектирования) и **А.В. Долгова** (группа инжиниринга строительства «Буровой комплекс»), а также студенты профильных специальностей РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Северо-Восточного федерального университета и Сахалин-

ского госуниверситета. Организатором мероприятия уже второй раз выступила компания «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» – дочерняя организация ПАО «Газпром».

Компания ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» воплощает в жизнь уникальные проекты по освоению запасов углеводородов на шельфе



Представители ООО «Газпром морские проекты» на техническом форуме (слева направо: А.А. Бушуева, А.А. Микулич, А.В. Долгова, К.В. Лазько)



Участники форума «Шельфовый рубеж»

Баренцева и Охотского морей. Одним из важных проектов является добыча углеводородного сырья на Киринском газоконденсатном месторождении с помощью подводного комплекса. Оборудование – скважины, трубопровод моноэтиленгликоля, манифольд и т.д. – располагается на дне Охотского моря, а управление осуществляется с сухопутной территории из операторской. Совершенно новый в отечественной нефтегазовой отрасли подход к добыче углеводородного сырья позволяет добывать газ под льдом в сложных климатических условиях, исключить влияние природных явлений и избежать многих рисков, присущих работам в неблагоприятных природных и климатических условиях, характерных для большинства разрабатываемых отечественных шельфовых месторожде-

ний. Примечателен проект по регулированию парниковых газов на территории Сахалинской области, в состав рабочей группы которого входит и компания ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», где располагается и Киринское месторождение. Согласно данным регионального кадастра парниковых газов, технологии добычи и подготовки природного газа применительно к проекту «Сахалин-3» обеспечивают предельно низкий уровень выбросов парниковых газов.

ООО «Газпром морские проекты» принимает непосредственное участие в разработке Киринского и Южно-Киринского месторождений в части подготовки проектной документации на строительство добывающих скважин.

Дальневосточный молодежный технический форум «Шельфовый рубеж» направлен на

повышение профессиональной компетентности молодых работников и выстраивание коммуникаций между молодыми специалистами предприятий Группы «Газпром», непосредственно связанных с реализацией шельфовых проектов в регионах Российской Федерации.

Программа форума была насыщена различными тренингами, направленными на развитие командных навыков собравшихся специалистов, интеллектуальными играми для развития логического мышления и творческими заданиями. Основным заданием программы являлось решение нефтегазового кейса, в ходе которого участникам требовалось представить и защитить проект разработки и обустройства месторождения по минимальным исходным данным. Как утверждает глава экспертной комиссии – начальник



Работа команд над решением нефтегазового кейса



Приглашенные гости панельной дискуссии



Озвучивание вопросов участников форума

Управления Департамента ПАО «Газпром» **Вадим Петренко**, все презентованные проекты по решению кейса с учетом сжатого времени получились достаточно оригинальными и качественными.

«Наша команда предложила проект разработки и обустройства газоконденсатного месторождения для производства сжиженного природного газа и дальнейшей его реализации. В связи с удаленностью от берега бурение скважин предполагается вести с полупогружной плавучей буровой установки. Добыча будет осуществляться с помощью подводного добычного комплекса. Для промысловой подготовки газа и конденсата принято решение строительства установки комплексной подготовки газа на береговой линии. Для сжижения природного газа, хранения и отгрузки предусмотрено использование технологии плавучего завода, который будет

построен в судостроительном порту. Завод будет специализироваться на технологии сжижения «Арктический каскад». В качестве способа доставки товарной продукции потребителям были выбраны СПГ-танкеры», – рассказала участница форума, специалист отдела экологического проектирования.

Не менее интересное и продуктивное мероприятие было организовано в формате панельной дискуссии, где молодые специалисты имели возможность задать вопросы приглашенным гостям: генеральному директору ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» **Валерию Гурьянову**, министру экологии и устойчивого развития Сахалинской области **Андрею Саматову** и представителю Агентства по развитию человеческого капитала Сахалинской области **Анастасии Кожепенько**.

Представители ООО «Газпром морские проекты»

продемонстрировали свой профессионализм и умение выстраивать коммуникацию при работе в команде в связи с тем, что вся интерактивная программа предусматривала преимущественно командообразующие и соревновательные мероприятия. По итогам форума команда, в составе которой находился один из представителей компании ООО «Газпром морские проекты» (начальник управления перспективного развития Алексей Микулич), набрала наибольшее число баллов в общем зачете. Кроме того, работники были награждены медалями в таких номинациях, как «креативность», «энергичность» и «педантичность».

Подобные мероприятия имеют большое значение в развитии молодых специалистов, в качестве обмена опытом и информацией, формирования горизонтальных связей между работниками дочерних обществ ПАО «Газпром». ■

ДЕЛЕГАЦИЯ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ПРИНЯЛА УЧАСТИЕ В РАБОТЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА–2023

С 31 октября по 3 ноября 2023 года в Санкт-Петербурге прошел XII Петербургский международный газовый форум.



В этом году ПМГФ собрал более 20 тыс. участников из 53 стран, деловая программа состояла из 90 мероприятий различных тематик – от международного сотрудничества и импортозамещения до безопасности труда и привлечения молодых кадров в отрасль. Спикерами тематических сессий, конференций и круглых столов выступили 750 профессионалов отрасли. Выставки, организованные в рамках ПМГФ, заняли все пространство Экспофорума: на площади 48 000 м² более 600 компаний продемонстрировали свои научно-технические разработки для газовой отрасли. Работу Форума освещали представители 200 СМИ.

География участников мероприятия в этом году сместилась в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона, Африки и арабского мира.

Среди тем, которые обсуждались в этом году на площадке Петербургского международного газового форума, – устойчивое развитие отрасли, цифровая трансформация, проектирование и строительство, инновации, импортозамещение в газовой сфере, экология.

Результаты XII Петербургского международного газового форума превзошли все ожидания. Мероприятие по ключевым показателям стало рекордным за все время проведения! Форум в очередной раз подтвердил ста-

тус главного события отрасли России и мира. Во многом это стало возможным благодаря генеральному партнеру форума – ПАО «Газпром».

Участие в форуме приняла делегация ООО «Газпром морские проекты» во главе с генеральным директором С.Г. Зениным. Также в состав делегации вошли заместитель генерального директора по экономике и финансам А.В. Гармаш, начальник отдела кадров, трудовых отношений и социального развития В.А. Ломс, заместитель начальника отдела кадров, трудовых отношений и социального развития В.А. Кайль и главный специалист отдела организации труда и заработной платы М.Н. Шувалова. ■

КОНФЕРЕНЦИЯ, ПОСВЯЩЕННАЯ 25-ЛЕТИЮ КАФЕДРЫ «ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»



В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 17 ноября 2023 г. состоялась конференция, посвященная 25-летию кафедры «Освоение морских нефтегазовых месторождений».

Заведующая кафедрой **Е.В. Богатырева** в своем пленарном докладе отметила, что кафедра, созданная 14 июля 1998 г., уже четверть века готовит высококвалифицированных специалистов международного уровня, способных решать широкий круг задач, связанных с поиском, разведкой, разработкой, обустройством и эксплуатацией морских нефтегазовых месторождений,

оптимально сочетая образовательную и профессиональную подготовку.

Почетные гости конференции: **В.Е. Петренко** (ПАО «Газпром»), **В.С. Вовк** (ООО «Газпром нефть шельф»), **Г.С. Оганов** (ООО «Газпром морские проекты»), **С.И. Голубин** (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), **С.А. Бокарев** (ООО «Газпром флот»), **Э.С. Закиров**, **В.И. Богоявленский** (ИПНГ РАН) – поздравили кафедру с юбилеем и отметили, что выпускники кафедры очень востребованы как в научно-исследовательских организациях, так и на производстве. С поздравлениями и докладами также высту-

пили представители компаний, занимающихся освоением шельфа: ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром инвест» «Сахалин», ООО «Газпром морские проекты», ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок» ПАО «НК «Роснефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», АО «МАГЭ» и др. Многие выступавшие из этих компаний являются выпускниками кафедры. ■

ООО «Газпром морские проекты»

инжиниринговый центр Группы Газпром
по реализации проектов газодобычи на шельфе



Приоритетная цель компании – проектирование и инжиниринг морских объектов нефтегазового комплекса, отвечающих принципам промышленной и экологической безопасности, эксплуатационной надежности, рациональности и эффективности проектных решений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией развития государства.

Направления деятельности:

- Проектирование обустройства морских месторождений и береговой инфраструктуры объектов нефтегазового комплекса
- Сопровождение строительства и эксплуатации морских объектов нефтегазового комплекса
- Проектирование строительства скважин различного назначения
- Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин



- Обеспечение выбора технических решений и оборудования
- Фоновый и производственный экологический мониторинг и контроль
- Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- Предпроектные работы в рамках морских проектов
- Инженерные изыскания на море
- Авторский и технический надзор





Россия, 660075
г. Красноярск,
ул. Маерчака, д. 10
Тел.: +7-391-256-80-30

www.seaprojects.gazprom.ru