



ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
МОРСКИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

БОРЬБА ЗА
АРКТИЧЕСКИЙ
ШЕЛЬФ

ПОДВОДНОЕ
ОБУСТРОЙСТВО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

OFFSHORE

ISSN 2410-3837

7 [151] 2024

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ ШЕЛЬФА



Входит в перечень ВАК (К1)

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК



ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↗



СИЗ ↗



↗ РОБОТЫ И БЕЗОПАСНОСТЬ



БПЛА: УГРОЗА И ЗАЩИТА ↗



↗ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ↗



↗ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↗



ЗАЩИТА ДАННЫХ ↗



НОВОСТИ ↗



ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ ↗



ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ↗



Цифровые решения для шельфа



14

Анализ применимости различных способов электроснабжения технологических объектов морских месторождений



28

СОДЕРЖАНИЕ

Геологоразведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе как основа развития газодобывающего комплекса России



34

Тенденции борьбы за арктический шельф приарктических государств



38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

ТРИЗ, или Откуда берутся технологии 6

Новый план по изучению шельфа 8

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровые решения для шельфа 14

Нейросетевой анализ 22

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Анализ применимости различных способов электроснабжения технологических объектов морских месторождений 28

АРКТИКА

Геологоразведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе как основа развития газодобывающего комплекса России 34

Тенденции борьбы за арктический шельф приарктических государств 38

Риски освоения природных ресурсов российской Арктики 46

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Время для движения вперед: российские антикоррозионные покрытия и ЛКМ для продления жизни оборудования 50

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Тампонажные растворы в зоне многолетнемерзлых пород 52

О мерах государственной поддержки нефтегазовой отрасли



58

Современные исследования по проблеме геологии газовых гидратов



70

Совершенствование схемы подводного обустройства удаленных газоконденсатных месторождений



76

Обоснование применения методов ТГВ на Приобском месторождении при различных схемах налогообложения



90

Календарь событий 57

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

О мерах государственной поддержки нефтегазовой отрасли 58

Институциональный подход к государственному регулированию НГК 60

Хронограф 69

НЕФТЕСЕРВИС

Современные исследования по проблеме геологии газовых гидратов 70

Совершенствование схемы подводного обустройства удаленных газоконденсатных месторождений 76

Россия в заголовках 85

Технологии акустического воздействия на газонасыщенные среды 86

ЭКОНОМИКА

Обоснование применения методов ТГВ на Приобском месторождении при различных схемах налогообложения 90

Нефть Саудовской Аравии: международные и экономические аспекты 94

MODUS VIVENDI

Курорт Sheraton Maldives Full Moon Resort & Spa стал новым домом для кораллов 100

Новости науки 102

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

221 год назад

В 1803 году житель Баку Гаджи Касумбек Мансурбеков соорудил два колодца для добычи нефти со дна Каспийского моря в Биби-Эйбатской бухте на расстоянии 18 и 30 метров от берега, которые эксплуатировались до 1825 года.

169 лет назад

В 1855 году по заказу братьев Нобель для экспорта бакинской нефти по Черному морю построен первый нефтеналивной танкер «Свет».

158 лет назад

В 1866 году собрание нефтепромышленников Пенсильвании договорилось, что базовым значением в торговле нефтью станет баррель, бочка вместимостью 42 галлона – 159 литров.

138 лет назад

В 1886 году английский инженер Свон построил океанский нефтеналивной пароход Glückauf, способный перевозить более 3000 тонн нефти.

133 года назад

В 1891 году в калифорнийской части Тихого океана была пробурена наклонная скважина на расстоянии 250 метров от берега.

128 лет назад

В 1896 году горный инженер Л.К. Згленицкий подал прошение с целью отвести ему участок морского дна для поисков и добычи нефти. Бурение он намеревался производить с площадок, сооружаемых на сваях.

99 лет назад

В 1925 году из первой в мире скважины, пробуренной в море с деревянной платформы, была получена нефть.

75 лет назад

В 1949 году в 42 км от Апшеронского полуострова на эстакадах для добычи нефти со дна Каспийского моря был построен поселок Нефтяные Камни.

65 лет назад

В 1959 году на суше у побережья Нидерландов было открыто Гронингенское газовое месторождение.

47 лет назад

В 1977 году в испанской части Средиземного моря на месторождении Castellon компания Shell впервые применила плавучую установку.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данилян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Николай Александрович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Третьяк Александр Яковлевич
д.т.н., профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет, академик РАН



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко
account@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265

Переписка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

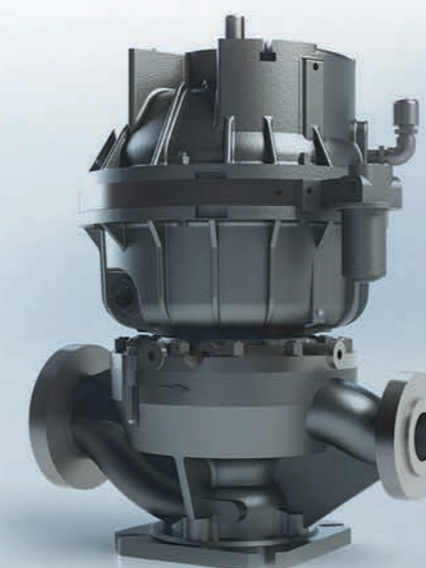
Заявленный тираж
8000 экземпляров



ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПК ОП Шымкентский НПЗ

РЕКЛАМА



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер
ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

Более **3 %**
бюджета составили
расходы России на науку
в 2023 году

47 место
занимает Россия
по степени инновационной
активности

5,4 %
составляет доля
расходов на НИОКР
в ВВП Израиля

6 место
занимает Россия
по количеству нобелевских
лауреатов

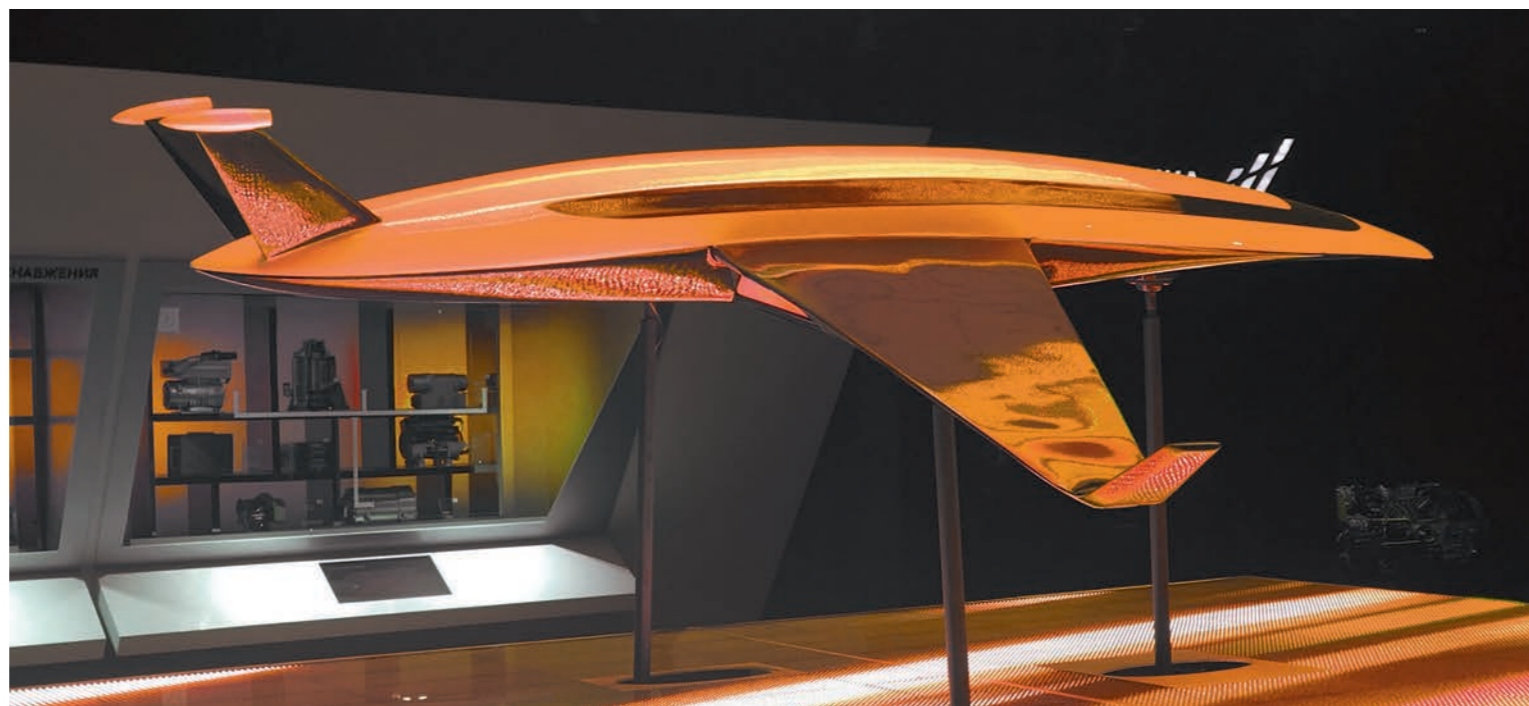
ТРИЗ, или Откуда берутся технологии

Анна Павлихина

ТРИЗ – теория решения изобретательских задач, помогающая появиться на свет новым технологиям, располагает четырьмя десятками методов. В запасе отраслевых министерств порядка двухсот инструментов поддержки, которые должны помогать создавать технологические инновации. В разных комбинациях или по отдельности эти методы поддержки применяются для появления российских разработок, но, несмотря на многолетние усилия, принципиально ситуация не меняется: энергетический сектор зависим от иностранных технологий сегодня и не обеспечен гарантией изменения ситуации в будущем. В качестве подтверждения можно привести недавнее предложение Минэнерго снизить уровень локализации энергооборудования из-за частых жалоб о нарушениях сроков поставки и в разы увеличившейся цене нового оборудования. При этом производители энергии признаются, что введенные ранее послабления по локализации нивелировали эти негативные моменты.

Ответственные за решение вопроса технологического развития министерства разработали законопроект о технологической политике в РФ, уже принятый в первом чтении. Цель документа – технологический суверенитет, достичь которого можно посредством проектов, направленных на обеспечение серийного производства высокотехнологичной продукции и «достижение в области критических технологий технологического паритета с иностранными государствами, являющимися лидерами в соответствующей области».

Разговоры о необходимости совершить технологические прорывы по ряду обозначенных правительством направлений ходят давно. В прошлом году в рамках обсуждения законопроекта «О технологической политике в РФ» Минэкономразвития заявило о необходимости создания системы управления полным циклом разработки собственных технологий, для чего



законодательно формируется набор инструментов и полномочий. При этом речь шла о «достижении технологической независимости». Еще раньше в майских указах президента «О национальных целях развития РФ» говорится о «технологическом лидерстве». Разница очень существенная. «Технологическая независимость» предполагает создание российских оборудования и технологий, необходимых для функционирования предприятий на существующем уровне. Это может быть локализация, реинжиниринг, т.е. задача не предполагает прорывных научных достижений, а лишь импортозамещение по всем параметрам.

Технологическое лидерство – принципиально другая цель. Она обязывает задавать тон научного прогресса, представляя миру технологии, меняющие положение вещей. Ни о каком «паритете с иностранными государствами, являющимися лидерами в соответствующей области» речь уже не идет, ведь лидер потому и лидер, что он опережает страны, доминирующие в создании конкретных технологий для конкретной отрасли промышленности. И таким лидером, согласно выдвинутой задаче, надо стать

в отношении целого ряда направлений, причем самых инновационных, в освоении которых нынешние доминанты разделяют первенство между собой.

Сегодня лидерство в области научных разработок принадлежит США, в зависимости от критерия они делят ведущие позиции с другими странами. Так, по количеству ученых, получивших Нобелевские премии, страна – безусловный лидер, учитывая доли расходов на НИОКР США уступают Израилю и Швеции, по степени инновационной активности США находились на втором месте, уступая Швейцарии, Россия по этому параметру на 47 месте.

Перешагнуть эти 47 ступеней, т.е. преодолеть технологическую отсталость, добиться технологического суверенитета и выйти в технологические лидеры и должен помочь новый законопроект.

Для достижения поставленных целей предлагается сформировать перечни и классификаторы технологий, вести реестры участников, утвердить расчет показателей, характеризующих достижение технологического суверенитета, перечни критических

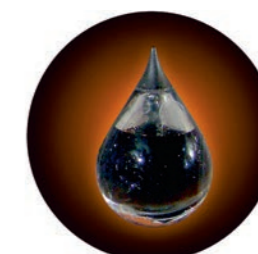
и сквозных технологий и видов технологической продукции. Паспорт нацпроекта должен содержать срок реализации, обязательства участников, меры государственного стимулирования и имущественной ответственности за неисполнение обязательств, особое место отводится вопросу интеллектуальной собственности. Т.о. законопроект создает организационную и правовую основу, но не решает вопроса появления самих технологий (что, вероятно, и невозможно, вопреки заявленной цели).

Правительство, само собой, интересуют прикладные технологии, которые будут повышать эффективность производства, но возможны ли они без теоретических исследований? Иными словами, для разработчиков законопроект технологическое лидерство и научное лидерство – это одно и то же?

Новые технологии, достойные технологического лидера, – это всегда научные разработки. Учитывая вызовы, стоящие перед современной промышленностью и наукой, речь идет об искусственном интеллекте, нанотехнологиях, робототехнике.

В 2023 году министр науки и высшего образования В. Фальков сообщил о самых значительных за последнее десятилетие расходах на научные исследования – более 3% бюджета. На фоне мировых инвестиций цифра выглядит значительной, особенно учитывая задачу выхода на уровень мирового лидера.

Списывая формулировки задач на вечный оптимизм, надо отметить ряд положительных моментов. Большим достижением видится ускоренная сертификация, механизмы, сокращающие путь от разработки до внедрения и расширение права на риск (в кулуарных обсуждениях неоднократно звучали опасения на предмет грантов, соглашаться на которые чревато в таком непредсказуемом вопросе, как открытия и изобретения, ведь месяцы лабораторной работы могут не дать никакого практического результата. ●



НОВЫЙ ПЛАН ПО ИЗУЧЕНИЮ ШЕЛЬФА

Анастасия Гончаренко

Минприроды РФ совместно с Роснедрами разработали федеральный проект «Континентальный шельф Российской Федерации», предусматривающий мероприятия, направленные на геологоразведочные работы на континентальном шельфе и работы по продолжению обоснования расширения его внешних границ.

В декабре 2023 г. в Чукотском море впервые за тридцать лет исследований ученые обнаружили выход газа из осадков на дне толщи воды. Это имеет важное академическое и практическое значение, так как указывает на наличие высокого давления газовых флюидов в этом районе. По данным министерства, выделение отдельного целевого финансирования проекта позволит обеспечить геополитические интересы и устойчивое присутствие России в Арктике, сохранит лидерскую позицию страны как морской научной державы.

В апреле 2024 г. Росгеология поделилась итогами работы инженерно-геологического флота на шельфе российского сектора Арктики: за 2023 г. было выполнено бурение 103 малоглубинных скважин различного назначения общей проходкой 4284 м, в целом с 2019 по 2023 гг. объем малоглубинного бурения с использованием судов инженерно-геологического флота составил 16,6 тыс. м, пробурено 567 скважин, включая 30 стратиграфических, 9 пилотных и 528 инженерно-геологических. Этого объема работ критически мало для развития фундаментальной науки и коммерческих исследований.

Важное значение проект изучения шельфа имеет и для компаний-владельцев сейсморазведочных судов ледового класса – Росгеологии и Морской арктической геологоразведочной экспедиции, поскольку его реализация позволит загрузить их флот работой.

В декабре 2021 г. Росгеология заявляла о планах по обновлению флота, утилизации устаревших судов и строительству новых стоимостью более 8 млрд руб., программа на тот момент находилась на стадии обсуждения с Минфином, Минпромторгом и судостроителями, но о конкретных решениях объявлено не было. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В 2023 году человечество побило рекорд выбросов углекислого газа. Согласно данным Energy Institute, объемы выбросов CO₂ в атмосферу превысили 40 млрд т. Глобальное сообщество активно обсуждает необходимость борьбы с изменением климата, а промышленность развитых стран переходит на ВИЭ. Почему, несмотря на это, выбросы в атмосферу увеличиваются?

Почему растет объем выбросов углекислого газа, несмотря на усилия по борьбе с изменениями климата?

15%
После ухода российских энергоносителей с европейского рынка страны ЕС начали возвращаться к использованию угля

57%
В то время как в Европе растет доля ВИЭ, в Азии увеличивается спрос на углеводородные ресурсы

8%
Причина не только в работе промышленных предприятий, но и в пожарах, которые возникают по всей планете

10%
С каждым годом увеличивается количество автотранспорта, что влияет на объем выбросов в атмосферу

При модернизации и строительстве объектов крупной генерации, инвестор обязан устанавливать только российское оборудование, при этом энергетики неоднократно заявляли о нарушениях сроков поставки, что приводит к задержкам ввода ТЭС. За 2021–2023 гг. цена нового оборудования для топливной промышленности и стоимость сервисного обслуживания в среднем выросли на 70%. Что необходимо предпринять для обеспечения бесперебойных поставок?

Какие меры необходимы для снижения стоимости и оптимизации поставок основного энергетического оборудования?

25%
Снижение требований к локализации такого оборудования, как турбины, котлы и трансформаторы

15%
Введение ответственности поставщиков за нарушение сроков поставки в виде штрафов

38%
Налаживание серийного выпуска российского оборудования

12%
Финансирование институтов, занимающихся конструкторскими разработками

10%
Снижение стоимости российского оборудования

Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
Размеры: 1"-18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196°С~+538°С



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В
Размеры: 1"D2"-20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196°С~+816°С



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ
Размеры: 1/2"-48"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196°С~+650°С



Клапан сброса давления при гидроударе серии НТСJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"-16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40°С~+320°С



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХD
Размеры: 1"×2"-10"×14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196°С~+538°С



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБP (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"-78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196°С~+538°С



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology
and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Смещение капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Второй венка ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Юзевский поток
Цены на газ
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили

Новая лава на Распадской

На шахте Распадская ввели в работу новую лаву с промышленными запасами более 3 млн т угля. Протяженность нового выемочного участка составляет 1,5 км, длина лавы – 300 м. Был выполнен весь комплекс горно-капитальных, проходческих и монтажных работ. В рамках подготовки бригады проходческого участка № 19 прошли более 10 км горных выработок по пласту 6-6а. Отработка запасов угля ведется на глубине около 500 м. В лаве смонтированы цифровые системы машинного зрения, которые позволяют круглосуточно в режиме онлайн отслеживать все технологические процессы, установлены цифровые датчики работы очистного оборудования и аэрогазового контроля. Тепловизионные видеокамеры отслеживают возможное нагревание лавного привода и горного массива. Впервые в Распадской угольной компании по всей длине выемочного участка применили систему видеонаблюдения, включающую 18 видеокамер, обеспечивающих полный круговой обзор. К 2027 г. компания планирует построить угледобывающий комплекс, включающий в себя очистной забой с безлюдной технологией добычи угля.

НДПИ вместо экспортной пошлины

Комитет Госдумы по бюджету и налогам рекомендовал нижней палате парламента принять

TotalEnergies и NNPC инвестируют 550 млн долл. в строительство ГПЗ для Нигерии, производственная мощность составит 106,7 млн м³ природного газа и 10 тыс. барр. газового конденсата в сутки. Нигерия обладает крупнейшими в Африке запасами природного газа (более 5,7 трлн м³) и является крупнейшим африканским экспортером СПГ

в первом чтении законопроект, предусматривающий донастройку налоговой системы РФ, в частности, увеличение НДС для добычи железной руды, удобрений, угля, алмазов и золота. Для энергетического и коксующегося угля предлагается установить дополнительную надбавку к ставке НДС в размере 10% от превышения цен в морских портах Дальнего Востока, вводится НДС на золото, увеличивается адвалорная ставка налога при добыче драгоценных и полудрагоценных камней. Это приведет к дополнительным поступлениям в бюджеты порядка 23,1 млрд руб. в год. Увеличение размера рентного коэффициента КРЕНТА при добыче калийных солей до 8,8, а при добыче апатит-нефелиновых, апатитовых и фосфоритовых руд до 15,5 приведет к дополнительным доходам в размере 10,3 и 14,3 млрд руб. в год соответственно. Увеличение НДС, как заявляют разработчики законопроекта, с одновременным отказом от взимания с 1 января 2025 г. «курсовой» экспортной пошлины не приведет к снижению прибыли компаний

и, соответственно, к потерям бюджетов регионов по налогу на прибыль организаций.

Первый российский флот ГРП

Газпром нефть совместно с партнерами успешно завершила единые отраслевые испытания первого отечественного флота для гидравлического разрыва пласта. Первый российский флот ГРП получил сертификат ИНТИ о готовности к серийному производству и промышленному применению. Флот включает 12 агрегатов на собственных шасси. В состав в т.ч. входят гидратационная, насосная, смесительная установки, установка подогрева жидкости, машины перевозки емкостей, манифольдов, подачи сыпучих материалов, химдобавок, управления и полевая лаборатория. Комплекс позволяет обеспечить давление на устье скважины порядка 1000 атм и проводить ГРП на глубинах 3,5–4 км. В составе комплекса системы автоматического управления и контроля. Локализация испытанного флота ГРП превысит 80%, еще предстоит заместить на российские такие элементы, как трансмиссия, коробка переключения передач, ДВС и гидравлика. Для поддержания существующих объемов ГРП потребуется 7–9 комплектов в год, но с учетом ухудшения структуры запасов потребность в оборудовании ГРП может достичь 35 флотов в год к 2030 г.

Третья солнечная электростанция норвежской Equinor в Польше начала работу в тестовом режиме. СЭС расположена в Великопольском воеводстве в центральной части Польши. Станция, мощностью 53 МВт разработана и будет эксплуатироваться польской компанией Wento

14-й пакет санкций

Страны Евросоюза утвердили новый пакет санкций против России. Вводится запрет на услуги по перевалке российского СПГ на территории ЕС с целью его отправки в третьи страны. Еврокомиссия будет следить за выполнением этого решения и при необходимости может смягчить меры. ЕС запретит новые инвестиции и поставку товаров и услуг для завершения строящихся СПГ-проектов. Вводятся ограничения на импорт российского СПГ через терминалы ЕС, не подключенные к системе газопроводов. Также введены санкции против 27 судов из «теневых флотов», используемых для обхода потолка цен. Вводится запрет на посадку, взлет или полет над территорией ЕС самолетов, которые выполняют частные перелеты по заказу физических и юридических лиц из России, Расширен запрет на перевозку грузовым автотранспортом по территории ЕС. Ограничения коснулись также Системы передачи финансовых сообщений, европейским организациям, работающим за пределами РФ, запрещено подключаться к СПФС или эквивалентным службам. Дополнительные ограничения введены на экспорт товаров, которые способствуют укреплению промышленного потенциала РФ, в том числе марганцевых руд, пластмассы, электрооборудования, гелия из России. 14-й пакет санкций наложит ограничения на прием заявок на регистрацию в ЕС

Финляндия первой в ЕС начала добычу урана. Выход на полную мощность ожидается в 2026 году, к этому моменту объем производства составит 200 т в год. Добыча ведется на промплощадке Soikamo и ожидается, что она продлится следующие 30 лет. Уран будут перерабатывать за границей, после чего использовать в производстве ядерной энергии

Финский технологический концерн Wärtsilä представил первую в мире электростанцию, полностью работающую на водороде. Платформа водородного двигателя основана на уже существующей силовой установке Wärtsilä. Ожидается, что двигатель будет доступен для заказов в 2025 г.

некоторых прав интеллектуальной собственности от российских граждан и компаний.

Газпром начал строительство Южно-Якутской ТЭС

Газпром энергохолдинг начал строительство Южно-Якутской ТЭС мощностью 330 МВт. По словам регуляторов, станция нужна для покрытия энергодефицита в энергосистеме Востока, объем которого в 2026 г. превысит 2,8 млрд кВт·ч, возникающего из-за затяжного строительства двух блоков Нерюнгринской ГРЭС РусГидро, а также растущего экспорта энергии в Китай. ТЭС поможет решить задачу электрификации железнодорожной инфраструктуры Восточного полигона Российских железных дорог. После строительства и подключения газопровода-отвода протяженностью 8,5 км станция будет крупным потребителем природного газа из МГП Сила Сибири-1 (потребление – 0,5 млрд м³ газа в год). Предполагается, что ТЭС будет введена в эксплуатацию в два этапа: сначала будут введены

две ГТУ общей мощностью 220 МВт, на втором этапе будет построена паровая турбина мощностью 110 МВт. На ТЭС будут использованы китайские турбины AGT-110 – аналог российской ГТД-110М. Паросиловое оборудование поставят российские компании. Стоимость газовой ТЭС превысит 500 млн долл.

Полигон интенсивного типа

Федеральный научный центр биоразнообразия наземной биоты Восточной Азии ДВО РАН начинает работу по созданию Верхнеуссурийского полигона – первого углеродного полигона интенсивного типа. Полигон будет заложен на территории, где 60% площади занимают леса, относящиеся к малонарушенным лесным экосистемам, остальная часть подвергалась выборочным рубкам более 50 лет назад. Предстоит выполнить экспресс-оценку растительной и почвенной части на 346 точках, полученные результаты станут основой для закладки 30 постоянных пробных площадей и проведения более детальных исследований. Полигоны интенсивного типа необходимы для оценки взаимосвязей между основными компонентами экосистем в процессах накопления углерода и связанных с ним показателей. Научный консорциум РИТМ углерода стал одним из 6 научно-образовательных центров, созданных в России для исследования изменения климата. ●

На **5,2%**

увеличилась добыча природного газа в Китае в январе – мае 2024 г., добыча нефти – на **1,8%**



На **18%**

Россия нарастила поставки нефти в КНР в январе – мае



На **0,9%**

увеличился объем промышленного производства в США в мае по сравнению с апрелем



302,2

млн руб. планируют вложить в модернизацию астраханских верфей в 2024 г.



11,2 млрд долл.

привлекла Саудовская Аравия от продажи акций Saudi Aramco



На **4%**

вырос экспорт СПГ из России в январе – мае 2024 г.



На **15,4**

ГВт Индия увеличит производство электроэнергии к концу 2024 – 2025 финансового года



На **74%**

заполнены ПХГ в ЕС



На **3,4%**

сократился грузооборот российских морских портов за 5 месяцев 2024 г.



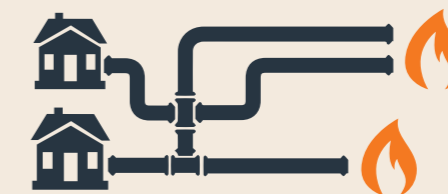
5,3 млрд м³

природного газа поставил Азербайджан в Европу в январе – мае



К **978** тыс.

домовладений подведен газ в рамках догазификации



50 млн

углеродных единиц зарегистрировал в нацреестре Газпром в 2023 г.



На **40,5%**

Япония сократила объемы импорта СПГ из РФ в мае



На **16,7%**

Норвегия нарастила добычу природного газа в мае 2024 г.



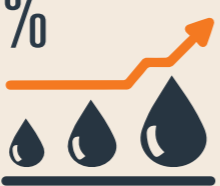
30 млн т

нефти отгрузил КТК на экспорт с морского терминала под Новороссийском с начала года



До **41%**

Индия нарастила долю поставок российской нефти в апреле



400 тыс.

углеродных единиц выпустил СИБУР в российском реестре



На **13%**, до **359** млрд м³,

сократилась добыча природного и попутного газа Газпрома в 2023 г.



1 млрд долл.

составляют инвестиции в строительство ЛУКОЙЛом завода по производству смазок



На **9,7%**

выросло промышленное производство в Якутии с начала года



ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ШЕЛЬФА

Калениченко Владислав Олегович

начальник отдела инновационных технологий
природопользования
Центра морских исследований МГУ
имени М.В. Ломоносова

Илюшина Полина Геннадьевна

руководитель Управления геоинформационных
технологий
Центра морских исследований МГУ
имени М.В. Ломоносова

Успенская Елизавета Игоревна

специалист отдела исследований и разработок,
ООО «Моринтех»

Сергеева Екатерина Сергеевна

специалист отдела исследований и разработок,
ООО «Моринтех»

Садовничий Роман Васильевич

начальник отдела исследований и разработок,
ООО «Моринтех»

Семенова Марина Ивановна

директор по цифровым технологиям,
ООО «Моринтех»

Шабалин Николай Вячеславович

генеральный директор Центра морских
исследований МГУ имени М.В. Ломоносова,
директор по развитию

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ СЕРВИСЫ, А ТАКЖЕ СЕРВИС МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРАЕКТОРИИ ДРЕЙФА ПЛЕНОЧНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ХОЗЯЙСТВЕННОМ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ АКВАТОРИЙ SLOYKA. ОПИСАНЫ СЕРВИСЫ, ЗАДЕЙСТВУЮЩИЕ АЛГОРИТМЫ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИНАМИКИ ОКЕАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ И СЕГМЕНТАЦИИ ЛЕДОВОГО ПОКРОВА. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УКАЗАННЫХ СЕРВИСОВ СПЕЦИАЛИСТАМИ ЦЕНТРА МОРСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МГУ ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА ПРИ РЕШЕНИИ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ

THE ARTICLE DEALS WITH HYDROMETEOROLOGICAL, ENVIRONMENTAL SERVICES, THE SERVICE FOR MODELING/FORECASTING THE DRIFT TRAJECTORY OF FILM POLLUTION OF A DIGITAL PLATFORM FOR DECISION-MAKING SUPPORT IN THE ECONOMIC DEVELOPMENT OF MARINE AREAS SLOYKA. THE SERVICES AND OPERATING ALGORITHMS OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN SOLVING PROBLEMS OF FORECASTING OCEAN DYNAMICS AND ICE CONDITIONS AND SEGMENTATION OF THE ICE COVER ARE DESCRIBED. EXAMPLES OF THE USE OF THESE SERVICES BY SPECIALISTS OF THE MARINE RESEARCH CENTER OF LOMONOSOV MOSCOW STATE UNIVERSITY IN SOLVING APPLIED PROBLEMS ARE GIVEN

Ключевые слова: хозяйственное освоение Арктики, цифровые платформы, прогнозные модели, нейросети, углеродный след, особо охраняемые природные территории, спутниковый мониторинг, пленочные загрязнения.

Северный морской путь (СМП) проходит по акваториям Арктической зоны РФ, включая Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря. Он имеет стратегическое значение, соединяя порты европейской части России, Сибири и Дальнего Востока и являясь важной судовой магистралью. С каждым годом суда все активнее используют Северный морской путь как относительно короткий и экономически выгодный маршрут для транспортировки грузов. Согласно плану развития СМП на период до 2035 года, утвержденному Правительством РФ в августе 2022 года, прогнозируемый объем грузопотока по данной магистрали должен составить 80 млн т в 2024 году, 150 млн т в 2025 году и 220 млн т в 2030 году [1].

Экстремальные природно-климатические условия Арктической зоны, в частности сложная ледовая обстановка, в значительной степени обуславливают сложность навигации в арктических акваториях. Это повышает ценность получения точных прогнозов гидрометеорологической и ледовой обстановки. Общее увеличение интенсивности освоения Арктической зоны, связанное в том числе с разработкой нефтегазовых месторождений, строительством и эксплуатацией хозяйственных объектов, требует регулярной оценки степени судовой нагрузки, мониторинга экологической ситуации в регионе, позволяющих своевременно прогнозировать опасные природные явления, а также фиксировать и предупреждать случаи негативного техногенного воздействия на экосистемы. Эффективным способом получения актуальной комплексной информации о ситуации в арктических акваториях может являться использование комплекса из измерительного оборудования, специализированного программного обеспечения (далее – ПО) и решений, основанных на применении передовых технологий искусственного интеллекта (ИИ), для анализа данных. ООО «Моринтех» (ИТ стартап, участник «Сколково») разработал цифровую платформу, представляющую собой единую точку доступа к различным морским данным, необходимым при хозяйственном освоении морских акваторий. Платформа также предоставляет доступ к различным средствам и инструментам обработки и анализа данных, возможность подключения измерительного оборудования и сторонних сервисов.

ФАКТЫ

До **220**
МЛН Т

увеличится объем
грузопотока по СМП
к 2030 году

ПО «Цифровая платформа для поддержки принятия решений при хозяйственном освоении морских акваторий» (торговое название – SLOYKA) предназначено для решения задач по поддержке принятия решений в рамках производственной деятельности компаний, осуществляющих экологическое сопровождение морских проектов, инженерные изыскания, гидрометеорологические и ледовые исследования, научные исследования и разработки, за счет внедрения методов и алгоритмов ИИ и увеличения скорости обработки и анализа информации через автоматизацию рутинных процессов (внедрение системы сбора данных в режиме реального времени с измерительного оборудования, формирование отчетов и т.п.). Предлагаемое решение является комплексным и учитывает основные факторы, являющиеся критичными для морской логистики в Арктике. Работа продукта основана на исследовании предыдущего опыта и накопленных знаний компании-партнера – Центра морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова (далее – ЦМИ МГУ), оперативном анализе и моделировании гидрометеорологической, ледовой и экологической обстановки с использованием непрерывной обработки большого объема данных, алгоритмов ИИ, имитирующих функции восстановления зависимостей.

В статье приведено описание ряда сервисов платформы SLOYKA и опыт их применения в ЦМИ МГУ для получения информации по гидрометеорологической и ледовой обстановке, расчета

величины выброса парниковых газов, отслеживания случаев пересечения зон запрета плавания и нарушения скоростного режима, моделирования и прогнозирования дрейфа пленочных загрязнений.

Гидрометеорологический сервис

Гидрометеорологический сервис на платформе SLOYKA обладает широким функционалом и большим объемом доступных данных. На платформе осуществляется сбор и обработка фактической информации с гидрометеорологических станций и автоматического измерительного оборудования (автоматические метеорологические станции, автоматические донные станции – АМС и АДС). Также пользователям доступна прогностическая информация на срок до 10 дней по всему миру.

Для работы сервиса используются данные из различных источников. В платформу интегрирована глобальная прогностическая модель GFS (Global Forecast System). Это самая известная модель, разработанная Национальным центром прогнозов США (National Centers for Environmental Prediction). Ее достоинством является то, что она покрывает всю земную поверхность и охватывает все слои атмосферы и океана, что позволяет получать данные из любой точки мира. GFS состоит из четырех отдельных моделей: атмосферы, океана, земной поверхности/грунта и морского льда. Благодаря их совместной работе можно получить полную картину о прогнозируемых погодных условиях.

Также реализована загрузка данных с портала Copernicus. Copernicus является частью глобальной международной программы по созданию систем мониторинга Земли, которые собирают и обрабатывают данные из множества источников: космических снимков, данных глобальных и региональных прогностических моделей, фактических наблюдений и других. Программа координируется Европейской комиссией в сотрудничестве с Европейским космическим агентством (ЕКА). Отличительной особенностью портала является открытая база данных, включающая в себя информацию, получаемую из следующих сервисов: сервис мониторинга атмосферы, океана, земной поверхности, изменений климата, безопасности и управления чрезвычайными ситуациями. В будущем планируется интеграция прогностических моделей ЦМИ МГУ.

Отдельно следует сказать о сервисе MariNet, разработанном специалистами по машинному обучению ООО «Моринтех». Сервис MariNet использует современные технологии ИИ (нейронные сети) для решения задач обработки данных (скорость и направление течений, уровень моря, скорость и направление дрейфа льда, концентрация и толщина льда) и эффективного прогнозирования динамики океанических процессов и ледовой обстановки. Архитектура нейронной сети MariNet позволяет ей устанавливать временные зависимости в поступающих на вход данных, что дает возможность более точно оценивать состояние прогнозируемых значений и, следовательно, повышает качество прогноза. Было проведено сравнение результатов работы модели MariNet с такими прогностическими моделями, как PhyDNet и FourCastNet на примере прогноза течений и уровня моря. PhyDNet является одной из самых современных

ФАКТЫ SLOYKA

цифровая платформа для поддержки принятия решений при решении задач хозяйственного освоения за счет внедрения методов ИИ и увеличения скорости обработки и анализа информации через автоматизацию рутинных процессов

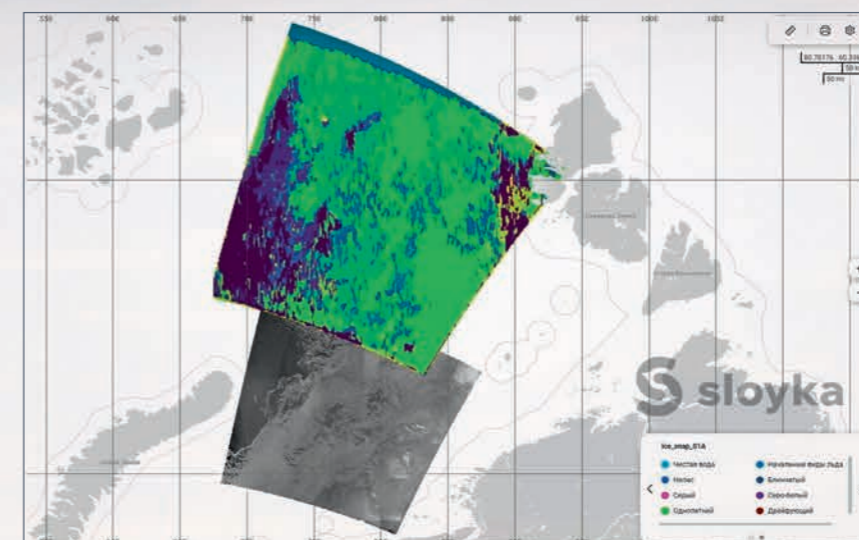
моделей машинного обучения, используемой для прогнозирования погоды, гидродинамики и других физических явлений [5]. FourCastNet – это глобальная нейросетевая модель прогнозирования погоды, сопоставимая с классической численной моделью, используемой Европейским центром среднесрочных прогнозов погоды (ECMWF) [6]. Сравнение показало, что метрики RMSE (среднеквадратичная ошибка) и Bias (ошибка, вызванная ложными предположениями в алгоритме обучения) у модели MariNet значительно ниже. В то же время средние значения параметра Correlation (мера взаимосвязи переменных друг с другом) всех трех моделей умеренные и находятся в пределах 0,4–0,5 [4]. Данные результаты показывают, что модель MariNet не уступает прогностическим моделям PhyDNet и FourCastNet в точности среднесрочных прогнозов динамики океана.

Список прогностических параметров постоянно расширяется. В настоящее время на платформе доступна прогностическая информация об атмосфере (давление, температура, осадки, ветер, относительная влажность, дальность видимости), морях (уровень моря, скорость и направление течений, общее волнение, ветровое волнение и зыбь) и ледовой обстановке (концентрация, скорость и направление дрейфа, возраст и толщина льда).

В платформу также интегрирован разработанный сервис автоматической сегментации ледового покрова по спутниковым радиолокационным снимкам, основанный на использовании алгоритмов ИИ. Сервис позволяет получать информацию о классах льда, представленных на спутниковом изображении: начальные виды льда, нилас, блинчатый лед, серый лед, серо-белый лед, однолетний лед, припай (рис. 1).

На платформе предусмотрена работа с прогностическими слоями и слоями фактических данных. При работе с прогностическими данными пользователь сам может выбрать форму визуализации для каждого отображаемого слоя: это может быть градиентная заливка или изолинии (рис. 2). Для векторных величин в случаях, когда необходимо отобразить направление

РИСУНОК 1. Автоматическая сегментация ледового покрова

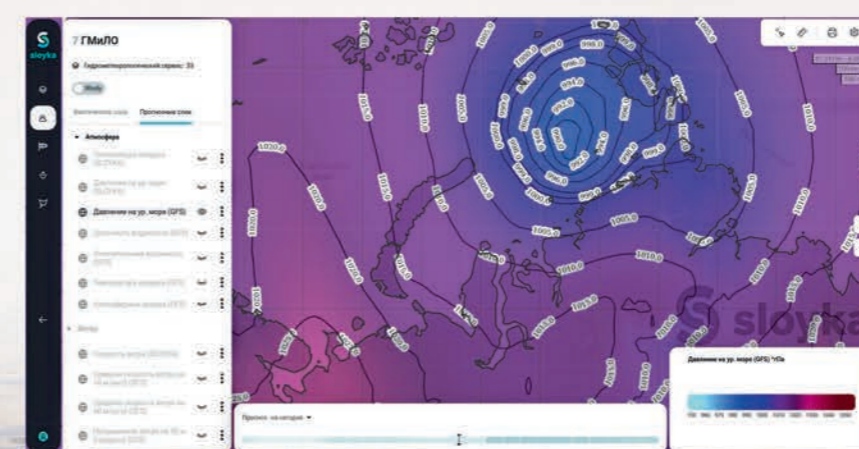


(направление ветра, волн, течений, дрейфа льда и др.), предусмотрена визуализация в виде стрелок, а в будущем будет добавлена анимация.

Значительно отличается форма предоставления фактических данных с гидрометеорологических станций и автоматического измерительного оборудования. Они предоставляют информацию локально, как данные в точке. Информация предоставляется в табличном виде и включает в себя дату и время передачи данных, сведения о станции (например – глубина, координаты и т.д.), список измеряемых параметров и их значения.

Гидрометеорологический сервис включает в себя возможность построения погодных дашбордов в отдельном окне. Данные доступны как для визуализации в виде графиков и атрибутивных таблиц, так и для скачивания в удобном для пользователя формате. Пользователь сам выбирает количество графиков и таблиц, их размеры, задает временной промежуток и список отображаемых параметров. Для фактических данных выбор координат ограничен локализацией станций и измерительных приборов, в остальном визуализация данных не отличается. Пользователь имеет возможность скачать как весь дашборд, так и отдельные графики и таблицы.

РИСУНОК 2. Отображение давления на уровне моря



ФАКТЫ

До **10** дней
доступна прогностическая информация по всему миру

ЦМИ МГУ использует платформу SLOYKA для сбора, обработки, накопления и визуализации данных с измерительного оборудования. В рамках проекта были установлены два комплекта оборудования для гидрометеорологического мониторинга, состоящих из автономных гидрологической (донной) и метеорологической станций, передающих данные в режиме, приближенном к реальному времени, в офис ЦМИ МГУ и офис заказчика. Один комплект функционирует круглогодично в Кольском заливе Баренцева моря, второй комплект функционирует в навигационный период на Морском канале Обской губы Карского моря. Данные содержат информацию о метеорологических условиях (скорость и направление ветра, температура и влажность воздуха, атмосферное давление и осадки), а также гидрологических условиях (скорость и направление течений, уровень воды и волнение).

Экологические сервисы Расчет выброса парниковых газов

Во всем мире судоходство выбрасывает около 1 миллиарда тонн CO₂ в год, что на 2018 год составило около 2,9% всех антропогенных выбросов CO₂. Около 80% этих выбросов приходится на грузовые суда, а 20% – на рыболовные, пассажирские суда и т.д. [3]. Подобно другим морским регионам, суда, плавающие в Арктике, производят выбросы парниковых газов в атмосферу.

Арктическая среда является одной из самых чувствительных и уязвимых экосистем на планете. Этот регион испытывает значительные климатические изменения, которые приводят к резкому таянию льда, изменению температурных условий и воздействию на животный и растительный мир. Увеличение выбросов парниковых газов в этом регионе может иметь необратимые последствия, поэтому очень важно следить за уровнем выбросов парниковых газов от судоходства.

На цифровой платформе SLOYKA разработан сервис по расчету выбросов парниковых газов от судоходства. Используя данные о расходе топлива судов, алгоритм рассчитывает величину выбросов парниковых газов в эквиваленте CO₂. Поскольку существуют разные подходы к расчету, на платформе

РИСУНОК 3. Калькулятор выброса парниковых газов



представлена возможность применять как корпоративные методические указания различных компаний-пользователей для расчетов, так и использовать установленные государственными органами методики расчета – например, приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ [2].

Данный сервис использовался в 2022–2023 гг. по заказу Госкорпорации «Росатом» для анализа объема выбросов от судоходства на акватории СМП – в систему поступали данные по расходу топлива, передаваемые в составе ежедневных диспетчерских сообщений с более чем 1000 судов и в дальнейшем со статистической обработкой формировалась квартальная и годовая отчетность.

Функция расчета объема выбросов парниковых газов в зависимости от поступающих входящих данных по расходу топлива может рассчитываться как суммарно, так и по отдельным видам топлива – тяжелому топливу (мазут), легкому топливу (дизель) или сжиженному природному газу (далее – СПГ). Расчет может производиться на выбранный пользователем диапазон времени и для определенного судна или нескольких судов. В рамках реализации функции могут быть использованы данные о местоположении судов – автоматической идентификационной системы (далее – АИС) – в таком варианте возможна оценка объема выбросов на определенных районах интересов или формирование трека с объемами выбросов конкретных судов и их распределением по маршруту. Итоговые данные предоставляются пользователю в различных графических форматах и могут быть кастомизированы под запрос (рис. 3).

Зоны скоростных ограничений и запрета плавания

Судоходный трафик в арктических морях России оказывает определенное воздействие на арктическую фауну, в частности на морских млекопитающих. Морские млекопитающие – представители высшей ступени трофической цепи, а значит, воздействие распространяется и на морские экосистемы в целом, а также и на людей, чье благополучие зависит от популяций морских млекопитающих (местные сообщества, коренное население, сами судоводители), и на экономику арктических регионов. На данный момент на территории Российской Арктики

создано 37 особо охраняемых природных территорий (далее – ООПТ) с разным охранным статусом, в том числе и для сохранения мест обитания ценных видов животного мира. Вопрос особенно актуален для целого ряда участков СМП, где отмечается наиболее высокая плотность трафика, таких как Обская губа, Карское море (западная часть), Берингов пролив, а также для ряда сопредельных акваторий – Печорского моря, Белого моря и южной части Берингова моря.

Снижение воздействия судоходства на арктическую экосистему возможно, однако для этого необходим системный подход, включающий как управленческие, так и навигационные и технологические решения. Применение подобного системного подхода в акватории арктических морей позволит обеспечить снижение беспокойства представителей ключевых районов обитания и говорить о реальных и ощутимых мерах в рамках устойчивого судоходства в арктическом регионе.

Для идентификации пересечения границ рекомендованных зон запрета плавания и превышения предлагаемых ограничений скорости передвижения судна в районах особой экологической чувствительности был разработан отдельный сервис, реализованный с использованием обновляемых данных АИС. При пересечении судном зоны запрета плавания или превышении скоростного режима в зоне ограничения скорости производится фиксация информации с наименованием судна, IMO (уникальный идентификационный номер) судна, координатами и временем захода/выхода судна из акватории зоны с ограничениями, а также скоростью, на которую превышен рекомендованный уровень ограничений (рис. 4, 5).

Данный сервис использовался в основные навигационные периоды 2022 и 2023 гг. в интересах Госкорпорации «Росатом» как инфраструктурного оператора СМП. Была собрана статистика по обнаруженным случаям нарушения природоохранных ограничений и рекомендаций, которая позволит оценить уровень потенциальной нагрузки на морские экосистемы в указанное время и спрогнозировать ее увеличение при возрастании

РИСУНОК 4. Идентификация пересечения зон ООПТ

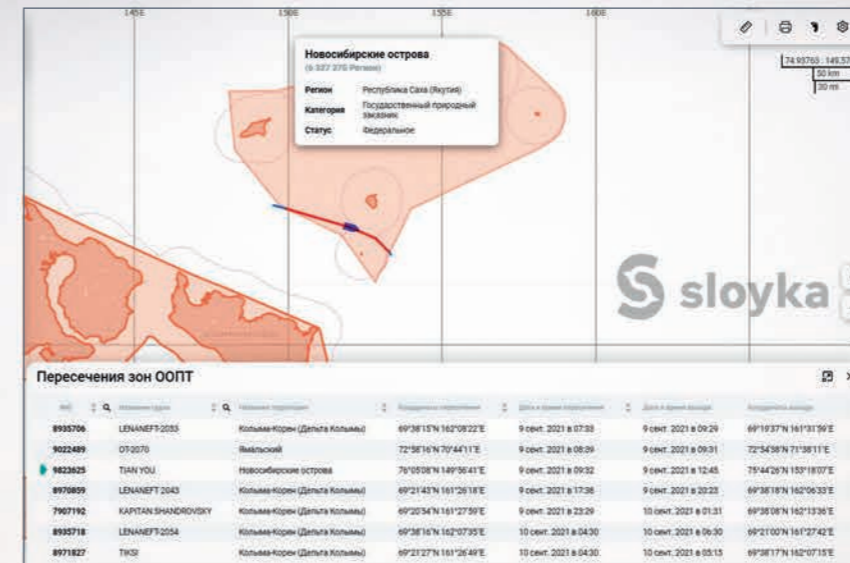
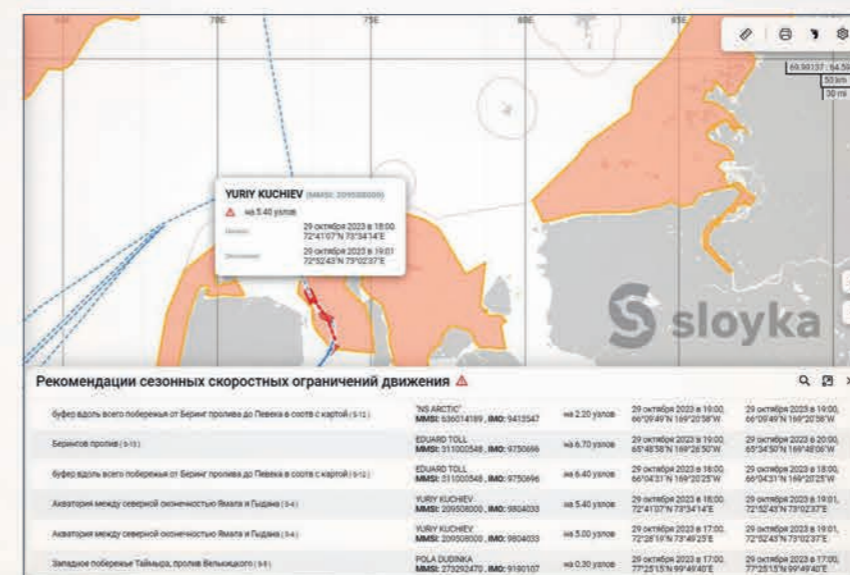


РИСУНОК 5. Идентификация пересечения зон скоростных ограничений



интенсификации судоходства в дальнейшем. Отдельную заинтересованность к использованию такого функционала проявляют представители ООПТ с точки зрения изучения соблюдения охранного режима подготовленных им территорий, а также представители нефтегазовых и строительных организаций – с точки зрения дополнительного контроля соблюдения их флотом экологических ограничений на морской акватории и минимизации воздействий на окружающую среду при реализации хозяйственной деятельности, как следствие – снижение экологических рисков и компенсационных мероприятий при различных негативных сценариях.

Моделирование и прогнозирование дрейфа пленочных загрязнений

К ключевым задачам спутникового мониторинга поверхности моря относится выявление пленочных загрязнений, которые образуются вследствие судовых разливов или аварий на объектах нефтедобывающей

инфраструктуры. На основе данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) можно определять форму и размер пятна, период его существования на поверхности моря (при наличии серии последовательных радиолокационных изображений), специфику растекания и дрейфа, предполагаемый источник.

До недавнего времени основное внимание в России уделялось детектированию пленочных загрязнений на поверхности южных морей России. С развитием инфраструктуры на российском арктическом шельфе и увеличением интенсивности судоходства возрос интерес к экологическому мониторингу арктических морей. Однако для арктических регионов большую проблему представляет лед, который в начальных стадиях своего развития может быть очень похож на пленочные загрязнения.

Спутниковый экологический мониторинг акваторий во многом опирается на радиолокационные изображения. Основным источником в последние годы являются данные радиолокаторов различных группировок спутниковых систем, которые расположены в открытом доступе. Запуск в мае 2023 года российского радиолокатора Кондор-ФКА открывает новые перспективы для развития методов обработки радиолокационных изображений для мониторинга пленочных загрязнений на поверхности моря.

Методика обработки радиолокационных изображений для решения задач оперативного экологического мониторинга заключается в экспертном или автоматизированном анализе изображения, на котором пленка выглядит как самый темный объект на поверхности взволнованной воды. Основная задача – определение положения загрязнения, его размера, вероятного источника и траектории дрейфа. В этой задаче важную роль играет скорость получения и обработки спутникового изображения. Для определения вероятного источника загрязнения привлекают информацию о положении судов в акватории в момент съемки и положении объектов инфраструктуры. При помощи специальных моделей (например, SPILLMOD разработки ФГБУ «ГОИН» или FOTS разработки ФГБУН «МГИ»), учитывающих информацию

ФАКТЫ
37 ООПТ
создано на территории Российской Арктики

ФАКТЫ
1 млрд тонн
CO₂ в год выбрасывает судоходство

о текущей и прогнозной гидрометеорологической обстановке в акватории мониторинга, выполняют расчет траектории дрейфа пленочного загрязнения «назад» (для определения вероятного источника) и «вперед» (для определения траектории распространения загрязнения).

На платформе SLOYKA реализован сервис моделирования («назад») и прогнозирования («вперед») дрейфа пленочных загрязнений, разработанный совместно экспертами ЦМИ МГУ и специалистами по машинному обучению ООО «Моринтех». Этот алгоритм использует данные нескольких датасетов с разным пространственным и временным охватом и разрешением, которые получены из разных источников – моделей, спутников, судовых и экспедиционных наблюдений. Датасеты охватывают все морские акватории, исключая Каспийское море. В то же время датасет, используемый для расчетов в Арктическом регионе, является более подробным и проработанным.

У пользователя есть возможность как самостоятельно отрисовать контур загрязнения, так и загрузить его из существующего слоя или файла. Расчет траектории дрейфа пленочных загрязнений («назад» и «вперед») может быть произведен на срок до трех суток. Рассчитанная траектория дрейфа загрязнения отображается в виде стрелки (рис. 6). Таким образом, используя информацию о траектории дрейфа пленочного загрязнения в совокупности с данными АИС, можно выявить суда, являющиеся потенциальными источниками загрязнения.

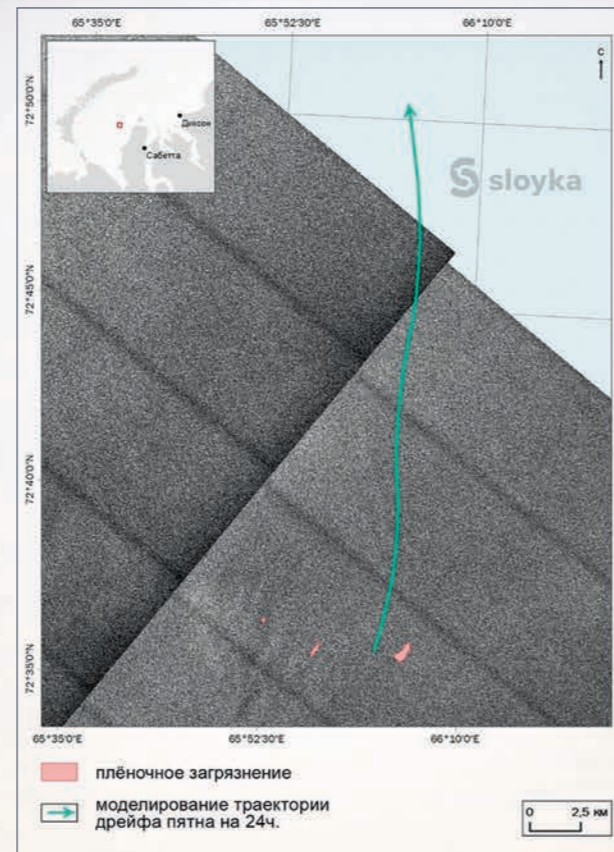
Данный сервис использовался в 2021–2023 гг. по заказу Госкорпорации «Росатом» для спутникового экологического мониторинга морской поверхности – в систему поступали радиолокационные изображения, тематические продукты по концентрации хлорофилла а, данные АИС. Эксперт анализировал радиолокационные изображения, выделял загрязнения и выполнял моделирование их дрейфа (при наличии). В дальнейшем формировалась квартальная и годовая отчетность.

Выводы

Цифровая трансформация в области экологических исследований, гидрометеорологических наблюдений и прочих направлений хозяйственной деятельности в морских акваториях является следствием развития цифровой индустрии в целом. Помимо удобств, которые получают пользователи при работе с подобными сервисами, внедрение технологий сбора, анализа и обработки данных, машинного обучения позволяет автоматизировать рутинные процессы и получать более качественные результаты.

Цифровая платформа SLOYKA предоставляет пользователям большой набор сервисов для работы с данными, представляющими ценность при хозяйственном освоении морских акваторий. Благодаря этому пользователями SLOYKA могут являться как частные индустриальные компании в морской отрасли, так и государственные организации, институты, научное сообщество. Дальнейшее развитие цифровой платформы неразрывно связано с внедрением передовых цифровых решений для решения задач, наиболее актуальных для различных групп пользователей. ●

РИСУНОК 6. Результат расчета траектории дрейфа пленочного загрязнения в Карском море



ФАКТЫ Методика

обработки радиолокационных изображений заключается в автоматизированном анализе изображения, на котором пленка выглядит как самый темный объект на поверхности воды

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 01.08.2022 № 2115-р «Об утверждении Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года».
2. Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.07.2022 № 69451).
3. Шурляк В.К., Толмачев С.А., Мусонов М.В. Новые требования ИМО по уменьшению выбросов углекислого газа с морских судов, совершающих транспортную работу // Научно-технический сборник Российского морского регистра судоходства. – 2021. – № 64/65. – С. 4–18.
4. Buinyi A.V., Irishev D.A., Nikulin E.E., Evdokimov A.A., Ilyushina P.G., Sukhikh N.A. Advancing ocean forecasting in the Russian Arctic: a performance analysis of MariNet model in comparison to FourCastNet and PhyDNet / ESS Open Archive, 2024. DOI 10.22541/au.170536917.76032627/v1.
5. Le Guen, V. & Thome, N. Disentangling Physical Dynamics From Unknown Factors for Unsupervised Video Prediction. in 2020 IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR) 11471–11481 (IEEE, 2020). DOI:10.1109/CVPR42600.2020.01149.
6. Pathak, J. et al. FourCastnet: A Global Data-Driven High-Resolution Weather Model Using Adaptive Fourier Neural Operators. (2022). DOI:10.48550/ARXIV.2202.11214.

KEYWORDS: economic development of the Arctic, digital platforms, predictive models, neural networks, carbon footprint, specially protected natural areas, satellite monitoring, film pollution.

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина»



Кафедра ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, анализа данных, искусственного интеллекта

Кафедра основана в 1970 году, бережно хранит высокие стандарты обучения, поэтому ее выпускники являются признанными профессионалами, работают в ведущих научных центрах России и мира, занимают лидирующие позиции в нефтегазовых и IT-компаниях

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В БАКАЛАВРИАТЕ по направлению «Прикладная математика»

Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В МАГИСТРАТУРЕ по направлению «Прикладная математика»

Программа Анализ данных и компьютерное моделирование

Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли*

Символом «*» отмечены программы, на которые нет набора в 2024/2025 учебном году

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В АСПИРАНТУРЕ по специальностям:

1.2.2. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

2.3.5. Математическое и программное обеспечение вычислительных машин, комплексов и компьютерных сетей

БАЗОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

- фундаментальные и прикладные разделы современной математики и информатики
- современные методы математического и компьютерного моделирования сложных промышленных комплексов и систем
- анализ данных, машинное обучение и его приложения
- статистические методы обработки массивов данных
- технико-экономические подходы к эффективному управлению и обеспечению надежной работы сложных технических систем



КОНТАКТЫ

119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 2
+7 (499) 507-86-19
pmkm@gubkin.ru

НЕЙРОСЕТЕВОЙ АНАЛИЗ

Прогнозирование и оптимизация газлифтного способа эксплуатации скважин

ОДНИМ ИЗ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ ГАЗЛИФТНЫЙ МЕТОД, ЗАКЛЮЧАЮЩИЙСЯ В ГАЗИРОВАНИИ ЖИДКОСТИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ГАЗОМ, НАГНЕТАЕМЫМ С ПОВЕРХНОСТИ. ПРИ ЭТОМ СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ НАИБОЛЬШЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕОБХОДИМО ПОДОБРАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ЗАКАЧКИ ГАЗА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ МАКСИМАЛЬНЫЙ ДЕБИТ НЕФТИ. ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИМЕЕТ РЯД НЕДОСТАТКОВ: ОТСУТСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ УЧЕТА ВСЕЙ ИСТОРИИ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ ДЛЯ ОТДЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ И В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ. АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТОМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ МОЖЕТ ВЫСТУПАТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ. АДАПТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПОЗВОЛЯЮТ ВОСПРОИЗВОДИТЬ СЛОЖНЫЕ НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗАВИСИМОСТЬ ДЕБИТА НЕФТИ ОТ КОЛИЧЕСТВА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА И СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ. ПРИ ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБУЧЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ МОГУТ ВЫСТУПАТЬ ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА И РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ЦЕЛЬЮ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ИССЛЕДОВАНИЕ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ПОМОЩИ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

DURING FIELD DEVELOPMENT, AFTER A PERIOD OF WELL GUSHING, DUE TO LACK OF RESERVOIR ENERGY, THEY SWITCH TO A MECHANIZED METHOD OF WELL OPERATION TO INCREASE OIL PRODUCTION. ONE OF THESE OPTIONS IS THE USE OF A GAS LIFT METHOD OF OPERATION. THE GAS LIFT METHOD OF OPERATION IS THE CARBONATION OF A LIQUID. THE DENSITY OF THE GAS-LIQUID MIXTURE (THE PRESSURE OF THE COLUMN OF THE MIXTURE IN THE WELL) DECREASES WITH INCREASING GAS CONTENT, DOWNHOLE PRESSURE DECREASES, AND THE PRODUCTIVITY OF THE WELL INCREASES. WITH THE GAS LIFT METHOD OF WELL OPERATION, IT IS NECESSARY TO SELECT THE OPTIMAL VOLUME OF GAS FOR MAXIMUM EFFICIENCY. TO DATE, THE CALCULATION IS CARRIED OUT IN SPECIALIZED SOFTWARE, WHICH DOES NOT INCLUDE TECHNOLOGICAL RESTRICTIONS ON THE WELL AND THE HISTORY OF THE WELL OPERATION. AN ALTERNATIVE OPTION MAY BE THE USE OF RECURRENT NEURAL NETWORKS USING LSTM. THIS ARCHITECTURE HAS PROVEN ITSELF AS A HIGHLY ACCURATE ALGORITHM WHEN WORKING WITH TIME SERIES. THE AIM OF THE WORK IS TO STUDY THE POSSIBILITY OF OPTIMIZING THE OPERATION OF PRODUCING WELLS WITH A GAS LIFT METHOD OF OPERATION USING NEURAL NETWORK ANALYSIS

Ключевые слова: нейронные сети, газлифтный способ эксплуатации, рекуррентные нейронные сети.

Пурицкис Янис Валдисович

специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Вершинин Владимир Евгеньевич

главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
доцент кафедры МФПИС,
ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

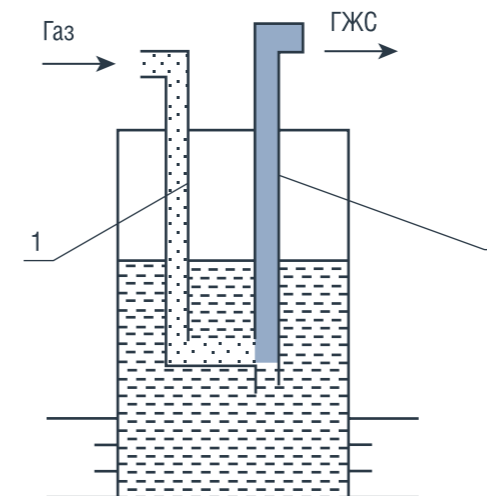
Газлифтный способ эксплуатации

По мере истощения энергии пласта пластовое давление снижается и возникает потребность в механизированной добыче нефти. Одним из видов механизированного способа эксплуатации является применение газлифта. При этом сжатый газ направляется вниз по кольцевому пространству эксплуатационной колонны и через газлифтные клапаны поступает в лифтовые (насосно-компрессорные) трубы. При поступлении газа в насосно-компрессорную трубу (НКТ) он формирует пузырьковую газожидкостную смесь, уменьшая ее среднюю плотность.

Если давление столба смеси в стволе скважины будет меньше пластового давления, то продукция скважины сможет подниматься вверх за счет пластовой энергии. Более того, при этом снижается забойное давление скважины, повышается депрессия, что способствует дополнительному притоку жидкости в ствол скважины и повышению ее дебита [1].

На рисунке 1 отражена основная схема газлифтного способа подъема жидкости на поверхность. Газ через специальную колонну трубы 1 (или затрубное пространство) подводится в колонну трубы 2, где происходит процесс смешивания с пластовым флюидом и создания газожидкостной смеси.

РИСУНОК 1. Принцип работы газлифтного подъема жидкости

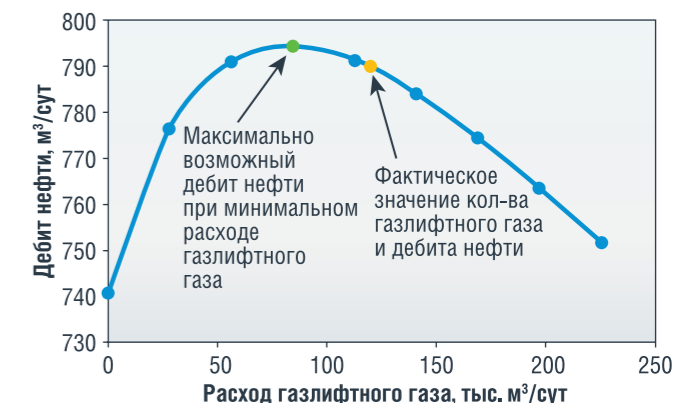


Максимальную эффективность метод газлифта показывает на высокодебитных скважинах с высокими забойными давлениями; скважинах с высокими газовыми факторами; сверхдлинных горизонтальных скважинах. Газлифт является одним из наилучших вариантов для разработки нефтяных месторождений с низким пластовым давлением при условии наличия достаточного запаса закачиваемого газа. Метод газлифта для эксплуатации скважин считается одним из наиболее эффективных при освоении морских нефтегазовых месторождений.

При газлифте стараются добиваться оптимального соотношения закачиваемого газа и добываемой продукции, при котором эффективность выноса продукции максимальна в пересчете количества вынесенной продукции на единицу объема закачанного газа. Малое количество закачиваемого газа дает незначительное снижение плотности смеси и забойного давления, а значит, будет слабо влиять на увеличение притока продукции к скважине. Избыточное количество газа приводит к доминированию в потоке газовой фазы, росту скорости потока и увеличению потерь на трение, что снижает эффективность выноса жидкой фазы. На рисунке 2 приведена схематичная зависимость дебита нефти от величины закачиваемого газа.

Расчет параметров технологического режима при газлифтом способе эксплуатации требует учета состава пластовой продукции, количества подаваемого газа, характеристик притока. Обычно при этом используются корреляционные зависимости

РИСУНОК 2. Зависимость дебита нефти от величины закачиваемого газа



потерь на трение, характерные для многофазных потоков [1, 2]. При использовании общего компрессора, осуществляющего закачку газа в группу скважин, возникает задача эффективного распределения ограниченного объема газа среди газлифтных скважин, обеспечивающего максимальную добычу нефти.

Нейронные сети

Использование корреляционных зависимостей при расчете параметров технологического режима неизбежно требует регулярной адаптации модели при любом изменении состава продукции и ее свойств. Поэтому для задач прогнозирования и оптимизации работы добывающих скважин целесообразно использовать нейронные сети, которые обладают высокой гибкостью и способностью аппроксимировать сложные нелинейные зависимости. Зависимость дебита нефти от количества закачиваемого газа относится к такому типу зависимостей.

В силу того, что обучение должно строиться на анализе данных контроля параметров технологического режима, представляющих собой временные ряды, было принято решение использовать нейронную сеть LSTM (Long Short-Term Memory) рекуррентного типа (РНС-рекуррентная нейронная сеть). В отличие от нейронных сетей перцептронного типа РНС LSTM имеет специальные блоки памяти, которые сохраняют информацию на некотором временном промежутке [4]. Это позволяет нейронной сети учитывать влияние динамически изменяющихся свойств потока на параметры техрежима. В работе использовалась нейронная сеть, содержащая два внутренних слоя. Первый состоял из 512, а второй из 256 блоков. Выбор архитектуры производился исходя из критерия минимизации ошибки при обучении и прогнозировании.

Исходные данные для обучения нейронной сети

Для обучения нейронной сети использовались исторические данные о параметрах техрежима газлифтных скважин для четырех месторождений, отличающихся по геолого-физическим характеристикам и числу скважин. Параметры техрежима включали ежесуточные дебиты нефти, обводненность, газовый фактор, забойное давление, дебит газлифта. Краткая характеристика месторождений представлена в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Характеристика месторождений

Параметры	Месторождения			
	1	2	3	4
Фонд скважин, ед.	>40	>35	<30	<5
Средняя обводненность, %	77,3	45,3	8,9	29,5
Средний газовый фактор, м³/м³	6751	4552	851	2345
Среднее P _{пл} , МПа	21	16	11	16
Средняя длина скважины, км	8,2	4,8	6,7	6,7

Как видно из таблицы 1, каждый рассматриваемый объект имеет уникальные характеристики, отличающиеся друг от друга.

Выборка для обучения нейронной сети содержала порядка 1000 значений для каждой скважины (ежедневный мониторинг за последние 3 года).

Входные данные нормализовались. Нормирование помогает уравнивать влияние каждого параметра при процессе обучения.

Нормализация осуществляется по формуле

$$\frac{y - avr(y)}{std(y)}$$

где $avr(y)$ – среднее значение некоторого входного параметра y , $std(y)$ – стандартное отклонение.

Результаты обучения

Для каждого из четырех месторождений обучение и настройка производились отдельно друг от друга, поскольку они различались по характеристикам газлифта. Таким образом, для проверки работоспособности метода нейросетевого прогнозирования были построены и обучены четыре нейронные сети.

При обучении и последующем тестировании нейронная сеть должна по известному набору последовательных параметров добычи определять фактический дебит на следующий временной шаг в зависимости от управляющего параметра – количества закачиваемого газа. Примеры прогнозирования дебитов нефти приведены на рисунках 3–6.

РИСУНОК 3. Результат прогнозирования дебита нефти обученной нейронной сетью для скважины № 1 (месторождения № 1)

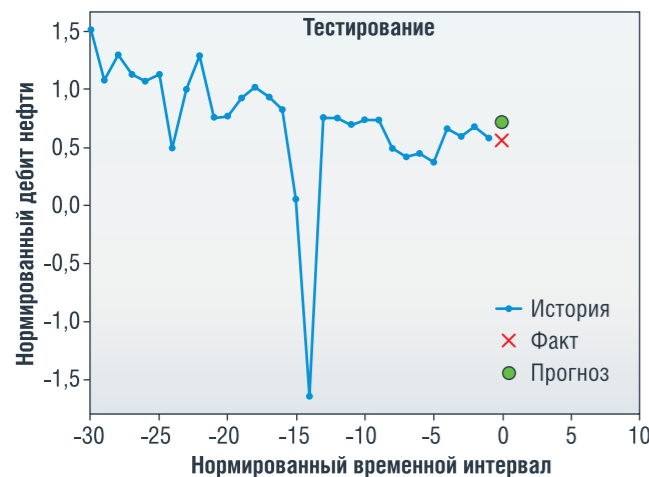


РИСУНОК 4. Результат прогнозирования дебита нефти обученной нейронной сетью для скважины № 2 (месторождения № 2)

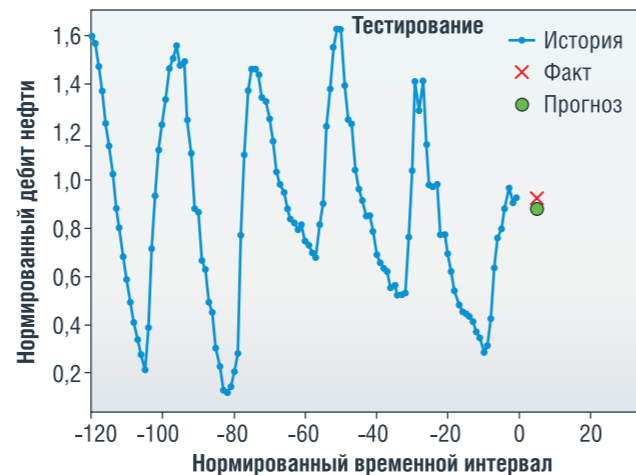


РИСУНОК 5. Результат прогнозирования дебита нефти обученной нейронной сетью для скважины № 3 (месторождения № 3)

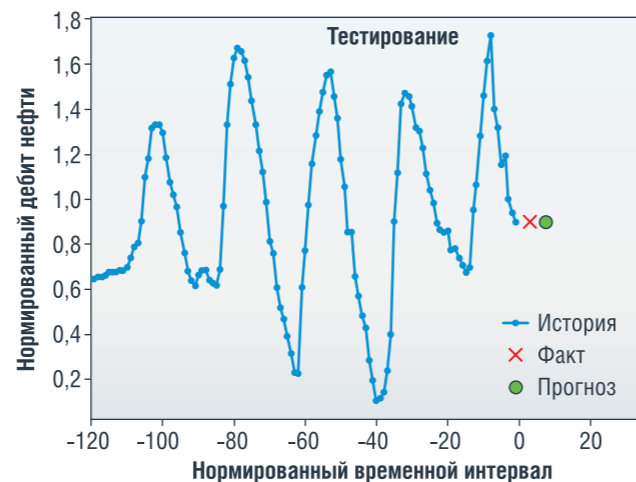
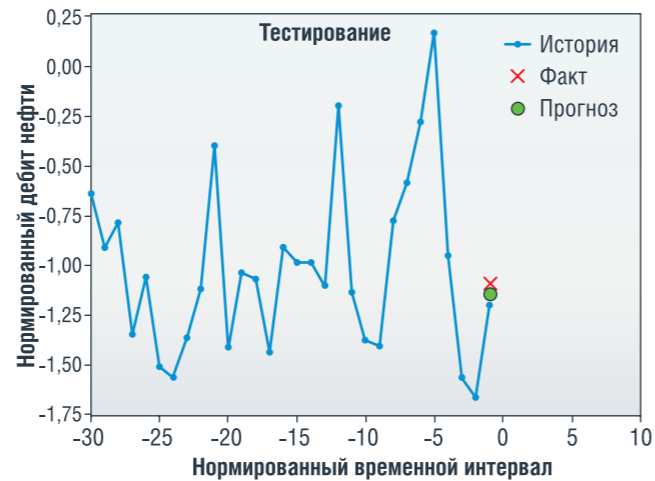


РИСУНОК 6. Результат прогнозирования дебита нефти обученной нейронной сетью для скважины № 4 (месторождения № 4)



Достигнутая при этом точность прогнозирования составила в среднем 92,5%. Этот результат говорит о высокой достоверности метода нейросетевого прогнозирования и позволяет решать с его помощью задачи оптимизации как для индивидуальной, так и для групповой добычи.

Следующим шагом было нахождение оптимального режима газлифта для отдельных скважин. Целевая максимизируемая функция – дебит нефти. Результаты расчета, полученные обученной нейронной сетью, сравнивались с результатами, получаемыми аналитическим методом по корреляционным соотношениям. Для этого использовался программный пакет «Prosper», который имеет функцию моделирования и оптимизации газлифтного способа эксплуатации. Предварительно производилась настройка аналитической модели на фактические данные по добыче за последний период, предшествующий прогнозируемому моменту времени. Результаты расчета зависимости дебита нефти от объема закачиваемого газа и оптимальные режимы представлены на рисунках 7–10.

РИСУНОК 7. Сравнение результатов для месторождения № 1



РИСУНОК 8. Сравнение результатов для месторождения № 2

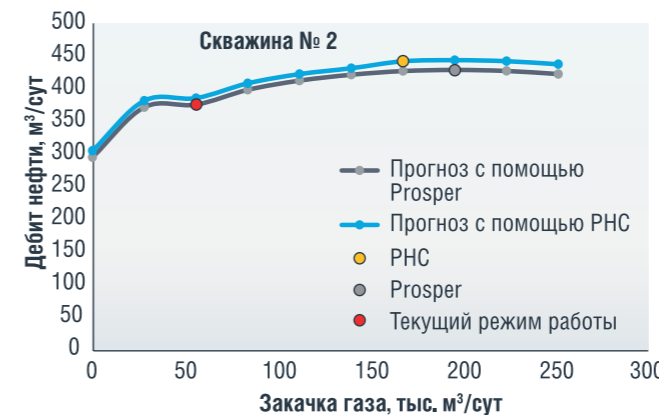


РИСУНОК 9. Сравнение результатов для месторождения № 3

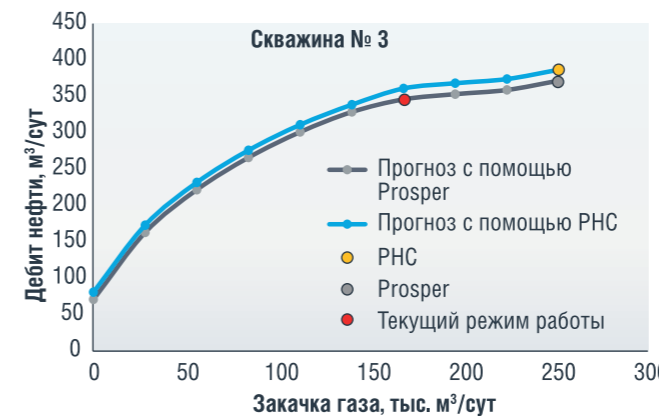
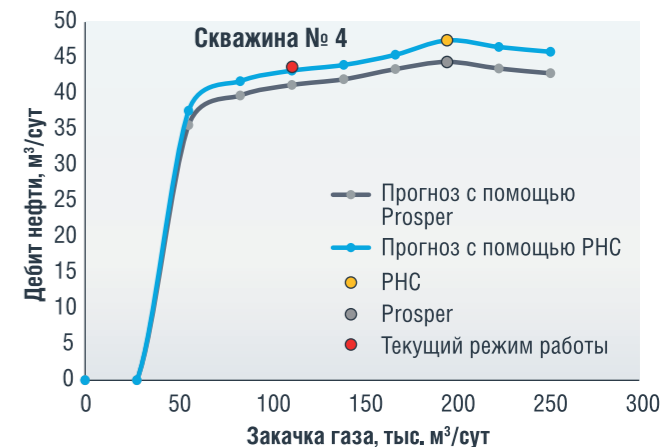


РИСУНОК 10. Сравнение результатов для месторождения № 4



Как видно из рисунков 7–10, результаты прогнозирования зависимости дебита нефти, полученные РНС, близки к результатам Prosper, что можно считать признаком хорошей настройки нейронной сети. При этом обе зависимости воспроизводят последний фактический режим с незначительной ошибкой, не превышающей 4%. Оптимальные режимы, найденные двумя методами совпадают для скважин № 3, № 4 и незначительно различаются для скважин № 1, № 2. Сами абсолютные значения дебита нефти в области экстремума для случаев 1 и 2 различаются незначительно, что позволяет считать всю окрестность в области экстремума областью эффективного объема закачки газа. Таким образом, с учетом приведенного замечания можно считать, что точность нейросетевой аппроксимации режимов работы газлифтных скважин позволяет решать задачи оптимизации.

Заключение

Рассмотрен метод прогнозирования технологических режимов газлифтной эксплуатации скважины с использованием обученных нейронных сетей. Обучение проводилось на реальных данных о параметрах технологического режима месторождений, отличающихся геологическим строением, количеством скважин и технологическими режимами эксплуатации скважин. В расчетах использовалась рекуррентная нейронная сеть LSTM, эффективная при анализе временных рядов. Достигнутая точность прогнозирования 92,5% позволяет встраивать нейронную сеть в систему управления промыслом и применять ее в задачах оптимизации режимов работы скважин. ●

Литература

1. Зайцев Ю.В., Максудов Р.А., Чубанов О.В. и др. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1984. – 360 с.
2. Amanat U. Chaudhry "Oil Well Testing Handbook", "Advanced TWPSOM Systems, Inc", Houston, 2004.
3. Ф.М. Гафаров, А.Ф. Галимянов. Искусственные нейронные сети и их приложения. Издательство Казанского университета. Казань 2018 г., 85 с.
4. С. Хайкин. Нейронные сети: полный курс. Второе издание. Москва 2006 г., 1103 с.

KEYWORDS: neural networks, gas lift method of operation, recurrent neural networks.

СТЭЗ

СТУПИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД

Сила в каждом соединении:
российские
электротехнические
инновации

Производитель высоконадежной электротехники, завод полного цикла, локализованный в России



СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ

- ВИНТОВЫЕ И ПРУЖИННЫЕ КЛЕММЫ
- СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ
- РЕЛЕЙНЫЕ МОДУЛИ
- МАРКИРОВКА
- ЗАЩИТА ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ
- БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ
- ИНТЕРФЕЙСНЫЕ РАЗЪЕМЫ ДЛЯ ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ В РОССИИ

- СЕТЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
- ПРОМЫШЛЕННЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ КОММУТАТОРЫ
- СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

+7 (495) 933-85-48

www.avalonelectrotech.ru



АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Васинкин Сергей Анатольевич
аспирант кафедры «Освоение морских
нефтегазовых месторождений»,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОРГАНИЗАЦИЯ НАИБОЛЕЕ НАДЕЖНОГО И НАИМЕНЕЕ ЗАТРАПНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ТИПА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. В РАМКАХ ДАННОЙ СТАТЬИ РАССМОТРЕНЫ ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА, ВЫЯВЛЕННЫЕ НА ОСНОВЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИКИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ПОДВОДНЫМ КАБЕЛЬНЫМ ЛИНИЯМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА, А ТАКЖЕ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПОМОЩИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

ONE OF THE KEY PROBLEMS IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS IS THE ORGANIZATION OF THE MOST RELIABLE AND LEAST COSTLY TYPE OF POWER SUPPLY FOR TECHNOLOGICAL FACILITIES IN TERMS OF CAPITAL COSTS. WITHIN THE FRAMEWORK OF THIS ARTICLE, EXAMPLES OF THE IMPLEMENTATION OF VARIOUS POWER SUPPLY TECHNOLOGIES FOR FACILITIES ARE CONSIDERED, IDENTIFIED ON THE BASIS OF INTERNATIONAL PRACTICE OF TRANSMITTING ELECTRICITY VIA UNDERWATER CABLE LINES USING ALTERNATING AND DIRECT CURRENT, AS WELL AS OWN GENERATION OF ELECTRICITY USING GAS TURBINE INSTALLATIONS

Ключевые слова: энергоснабжение технологических объектов, линии постоянного и переменного тока, освоение морских месторождений.

Основные способы энергоснабжения технологических объектов

В общемировой практике освоения морских месторождений существуют два основных способа организации энергоснабжения технологических объектов.

Автономная электрогенерация – метод, подразумевающий использование газотурбинных, газопоршневых или дизельных генераторов, установленных на морской платформе или технологическом судне. Применение данного метода позволяет снизить зависимость от наличия электростанции, расположенной на берегу, что позволяет повысить автономность морской инфраструктуры, однако в некоторых случаях является наименее эффективным и наиболее капиталоемким по сравнению с организацией электроснабжения по подводным кабельным линиям.

Подводные кабельные линии – метод, предполагающий прокладку кабельной линии от береговой электростанции до морской платформы или объектов подводно-добычного комплекса (ПДК). Кабельная линия может передавать электроэнергию на большие расстояния с минимальными потерями, однако установка и обслуживание подводных кабельных линий могут быть дорогостоящими при эксплуатации на расстоянии свыше 150 км от береговой линии.

ФАКТЫ

150 км

расстояние подводных кабельных линий от берега, при котором их установка, обслуживание и эксплуатация становятся слишком дорогими

Важно отметить, что электроснабжение от береговых источников может применяться только для стационарных объектов. Для мобильных объектов альтернативы автономному электроснабжению не существует.

Вариативность способов энергоснабжения объектов обустройства морских месторождений представлена на рисунке 1.

Определение того или иного типа энергоснабжения зависит от множества факторов, таких как:

1. Удаленность объектов энергопотребления от береговых сооружений;
2. Глубина воды на месторождении;
3. Наличие береговой инфраструктуры;
4. Плановая потребляемая мощность оборудования;
5. Тип оборудования, применяемого на объекте обустройства;
6. Вид добываемого углеводородного сырья.

Автономная электрогенерация (ГТГ)

На морских платформах обычно используют газотурбинные, газопоршневые или дизельные генераторы, подбирая конкретное оборудование исходя из доступных видов исходного топлива и требуемой потребляемой мощности технологического оборудования.

Газовые турбины – это, по существу, авиационный реактивный двигатель, адаптированный под нужды производства электроэнергии, использующий энергию струи горячего газа, образующегося при сжигании газообразного или жидкого топлива. Мощность, передаваемая

РИСУНОК 1. Основные способы энергоснабжения объектов обустройства морских месторождений



РИСУНОК 2. Принципиальный вид газовой турбины

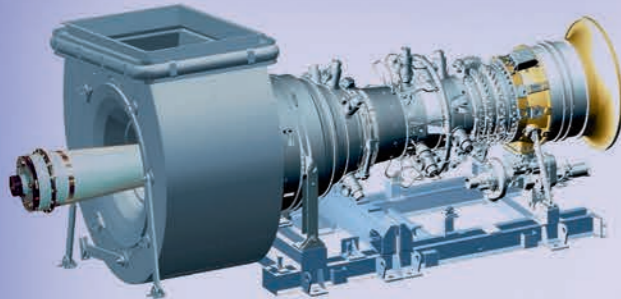
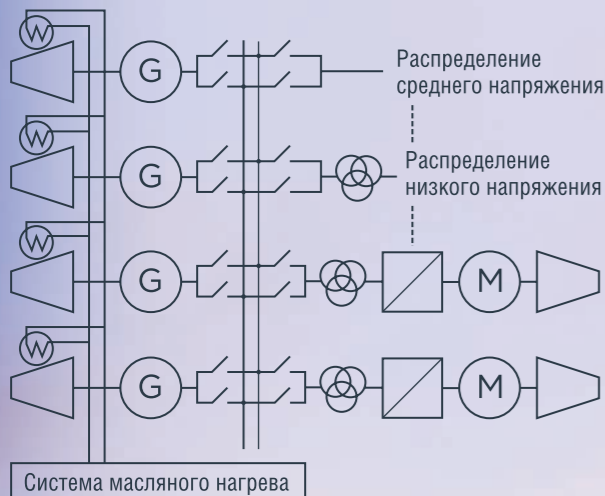


РИСУНОК 3. Схема автономного энергообеспечения с использованием газотурбинных генераторов (ГТГ)



при этом через вал турбины, приводит в действие генераторы, вырабатывающие электроэнергию. Такой процесс производства электроэнергии включает в себя сжигание горючего, сжатие газа, теплообмен и преобразование тепла во вращательное движение.

Нередко для обеспечения гибкости схемы устанавливаются несколько агрегатов: пока один в работе, второй находится в резерве, а третий, возможно, находится в ремонте. Кроме того, на морских платформах всегда предусматриваются аварийные генераторы, обычно использующие в качестве топлива дизель и предназначенные для обеспечения небольшой мощности, необходимой для пусконаладочных работ до начала эксплуатации месторождения. Принципиальный вид газовой турбины представлен на рисунке 2.

Газовые турбины, используемые на морских платформах, как правило, относятся к типу оборудования с простым циклом из-за ограничений по массе и габаритам. Газовые турбины с простым циклом имеют весьма низкий коэффициент

преобразования тепла в электроэнергию, особенно когда работают не на полную мощность, как это часто бывает на практике. Наилучшая эксплуатационная эффективность преобразования при генерации с помощью газовой турбины находится в пределах от 25 до 30%. Идеальный коэффициент преобразования энергии топлива в электроэнергию для стандартного природного газа составляет 10,8 кВт ч/м³, а при сжигании одного кубометра такого газа образуется всего 3 кВт·ч электроэнергии. Одновременно высвобождается примерно 2 кг углекислого газа (CO₂).

Платформа с генерируемой мощностью 100 МВт обычно выбрасывает в атмосферу свыше 500 000 т CO₂ в год и, кроме того, порядка 300 т газообразных окислов азота (NO_x), которые вредны как для окружающей среды, так и для здоровья людей [1, 2]. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание пропорциональны числу газовых турбин на платформе.

Основными преимуществами автономного электроснабжения следует считать следующие факторы:

- отсутствие ограничений по установке от удаленности объекта обустройства от береговой линии;
- независимость от состояния и режимов работы береговых источников электроснабжения;
- меньшее переходное сопротивление источника, обуславливающее большую устойчивость электротехнической системы.

Подводные кабельные линии

Передача электроэнергии на морские объекты обустройства по кабельным линиям – это проверенная технология, обычно применяемая для сокращения занимаемой на платформе площади и общих капитальных затрат на морскую платформу.

В мировой практике существуют два способа энергообеспечения морской платформы с берега:

- Использование переменного тока (AC) является более распространенным способом передачи электроэнергии, обеспечивающим высокую эффективность при передаче мощности до 150 МВт на расстояние от берега до 150 км (рисунок 4).
- Использование постоянного тока (DC) является более эффективным при передаче электроэнергии свыше 150 МВ на расстояние от берега свыше 150 км в связи с меньшими потерями на так называемое реактивное сопротивление (рисунок 4).

РИСУНОК 4. Области применения различных типов систем электроснабжения [4]



РИСУНОК 5. Схема энергообеспечения технологических объектов морской платформы с берега с применением переменного тока [4]

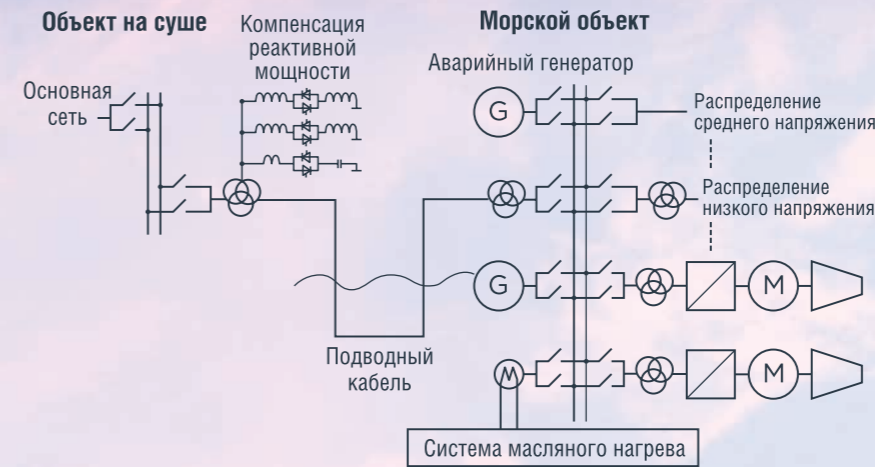


РИСУНОК 6. Главные компоненты системы передачи постоянного тока для энергоснабжения морской платформы [3]

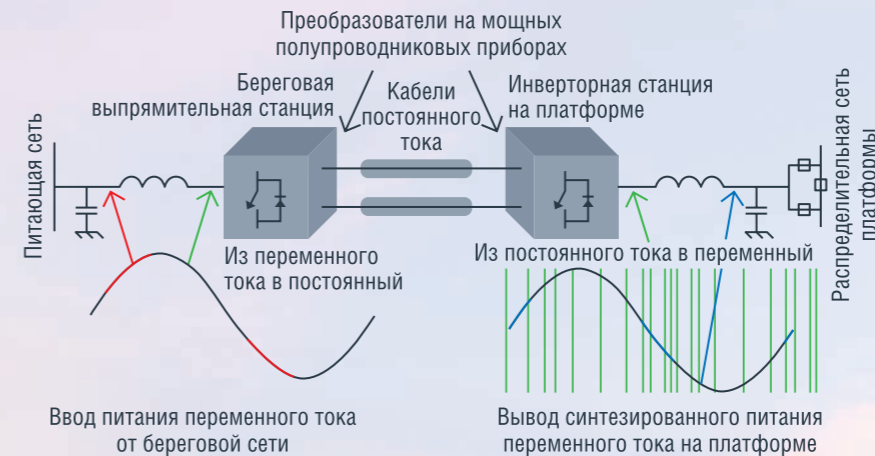
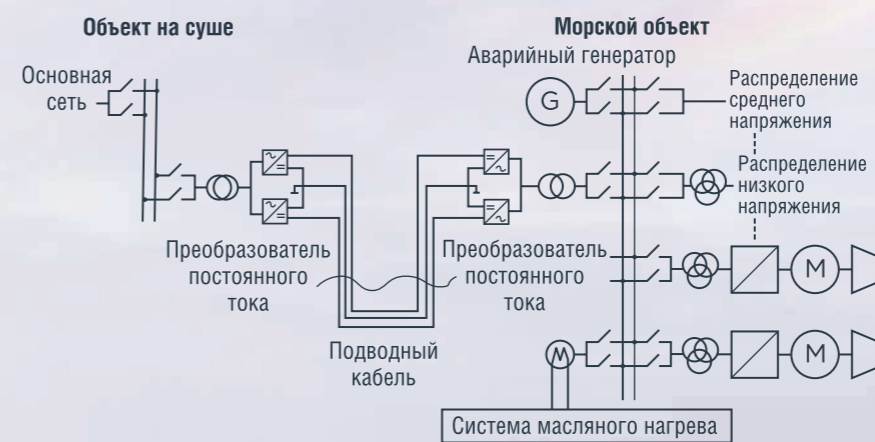


РИСУНОК 7. Схема энергообеспечения технологических объектов морской платформы с берега с применением постоянного тока [4]



Конфигурация с подключением HVAC (постоянный ток высокого напряжения)

Обеспечение энергией объектов обустройства с берега – более сложная, чем собственная генерация, технологическая задача, требующая применения передовых технологий и надежных апробированных на реальных объектах решений.

Система переменного тока имеет ряд преимуществ перед системами постоянного тока.

Во-первых, за счет обеспечения более высокого уровня безопасности, в связи с отсутствием электромагнитных помех, максимально влияющих на бесперебойную работу оборудования.

Во-вторых, за счет использования более дешевых и эффективных преобразователей частоты, что снижает стоимость системы в целом.

Однако система передачи переменного тока имеет и ряд недостатков, проявляющихся на удаленных участках свыше 150 км.

Основные трудности при передаче переменного тока на дальние расстояния обычно связывают с высокими значениями потерь электроэнергии, обусловленных возникающим в кабеле реактивным сопротивлением, которое необходимо компенсировать, тем самым затрачивая дополнительную электроэнергию питающей электрической сети.

Конфигурация с подключением HVDC

Системы постоянного тока, в свою очередь, также обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными системами переменного тока.

Во-первых, они обеспечивают более высокую эффективность передачи энергии, что приводит к снижению потерь и увеличению энергоэффективности.

Во-вторых, системы постоянного тока позволяют более гибко управлять энергопотреблением и могут быть адаптированы к различным условиям эксплуатации технологических объектов.

Одним из главных компонентов системы постоянного тока является инвертор, который преобразует постоянный ток в переменный. Инверторы используются для питания электрооборудования на платформе, а также для передачи электроэнергии на берег. Современные инверторы способны работать при высоких напряжениях и частотах, обеспечивая высокую надежность и безопасность системы. Схема ключевых элементов системы HVDC представлена на рисунке 6.

РИСУНОК 8. Визуализация объекта исследования

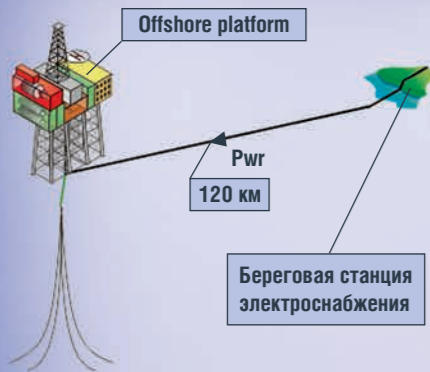


ТАБЛИЦА 1. Общие технологические показатели объекта исследования

Общие данные объекта	Значение	Ед. изм.
Добыча нефти	32 800	барр./сут
Закачка воды	40 100	барр./сут
Добыча ПНГ	1,01	млн м³/сут
Расстояние до берега	120	км
Потребляемая мощность	10,7	МВт

ТАБЛИЦА 2. Расчетные данные для случая организации систем автономной энергогенерации или HVAC (Системы передачи переменного тока) с береговой станции электроснабжения

Конфигурация	Автономная генерация (ГТГ)		Энергоснабжение HVAC с берега	
	значение	ед. изм.	значение	ед. изм.
Выработка электроэнергии	14,3 (3×75%)	МВт	10,6	МВт
Вес энергетического комплекса	251	тонн	118	тонн
CAPEX (2024 г.)	28,84	MUSD	6,89	MUSD

ТАБЛИЦА 3. Расчетные данные для случая организации систем автономной энергогенерации или HVDC (Системы передачи постоянного тока) с береговой станции электроснабжения

Конфигурация	Автономная генерация (ГТГ)		Энергоснабжение HVAC с берега	
	значение	ед. изм.	значение	ед. изм.
Выработка электроэнергии	14,3 (3×75%)	МВт	10,6	МВт
Вес энергетического комплекса	528	тонн	150	тонн
CAPEX (2024 г.)	28,84	MUSD	8,65	MUSD

Сравнительная характеристика различных способов электроснабжения технологических объектов морских нефтегазовых месторождений

С целью определения наилучшего способа организации электроснабжения в данной работе проведено сравнительное исследование различных типов. Стоимостные показатели сформированы на основании базы данных ПО «Questor», приведенных к расчетной дате 01.01.2024 г. В качестве объекта исследования выбрано морское месторождение с представленными в таблице 1 технологическими показателями. Основные расчетные сравнительные характеристики представлены в таблицах 2, 3.

Заключение

Анализ различных способов электроснабжения технологических объектов на морских нефтегазовых месторождениях показал, что каждый способ имеет свои преимущества и недостатки.

ФАКТЫ

25-30%

предел наилучшей эксплуатационной эффективности преобразования при генерации с помощью газовой турбины

Литература

- Hyttinen, M., Lamell, J.-O., Nestli, T. *New application of voltage source converter (VSC) HVDC to be installed on the gas platform Troll A* [Текст] / Hyttinen, M., Lamell, J.-O., Nestli, T. // CIGRE. – 2004. – № 1.
- Chokhawala, R., Maland, A., Nestli, T. *DC transmission to offshore installations*. [Текст] / Chokhawala, R., Maland, A., Nestli, T // The Journal of Offshore Technology. – 2004. – № 12. – С. 4–10.
- Рауль Чохавала *Подсоединение нефтедобывающих и газодобывающих платформ к береговым электрическим сетям* [Текст] / Рауль Чохавала // ABB_Review. – 2008. – № 1.
- Havard Devold, Tor Eivind Moen, and Asmund Maland *Process Electrification and Offshore Grid Systems* [Текст] / Havard Devold, Tor Eivind Moen, and Asmund Maland // OTC-27054-MS. – 2016. – № 1.

KEYWORDS: energy supply of technological facilities, direct and alternating current lines, development of offshore fields.

Использование систем газотурбинной генерации (ГТГ) позволяет снизить зависимость от наличия электростанции, расположенной на береговых сооружениях, тем самым повышая автономность объекта обустройства, но в той же степени негативно влияет на значение занимаемой энергетическим комплексом (ЭК) площади и, в связи с этим, на вес верхнего строения (ВС) и общие капитальные затраты на морские нефтегазовые сооружения (МНГС).

Применение систем переменного или постоянного тока позволяет значительно сократить вес верхнего строения путем установки менее «масогабаритомемкого» энергетического комплекса и также уменьшить капитальные вложения в энергетический комплекс, но в то же время являются ограниченно эффективными при расстоянии от берега свыше 150 км в связи с высокими потерями электроэнергии по длине кабельной линии.

В целом выбор оптимальной системы электроснабжения морских нефтегазовых месторождений является сложной технико-технологической задачей и должен быть основан на анализе всех факторов, таких как стоимость, эффективность, безопасность и требования к управлению электроэнергией. Только таким образом можно обеспечить надежное и экономически эффективное энергоснабжение технологических объектов на море. ●

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₺	45 000 ₺
Печатная версия	4500 ₺	45 000 ₺



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписной индекс Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПАО «ГАЗПРОМ» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

как основа развития газодобывающего комплекса России

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ПЕРВОСТЕПЕННЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЗАДАЧ. ЗА ПОСЛЕДНИЕ ВОСЕМЬ ЛЕТ ПАО «ГАЗПРОМ» ЗАНЯЛО ЛИДИРУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СТРАНЕ ПО ОБЪЕМАМ ВЫПОЛНЕННЫХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ. ПРЕЖДЕ ВСЕГО, ЭТО 3D СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, А ТАКЖЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

DEVELOPMENT OF THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION IS ONE OF THE PRIMARY STATE TASKS. OVER THE PAST EIGHT YEARS, GAZPROM PJSC HAS TAKEN A LEADING POSITION IN THE COUNTRY IN TERMS OF THE VOLUME OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK PERFORMED ON THE ARCTIC SHELF OF THE KARA SEA. FIRST OF ALL, THIS IS 3D SEISMIC EXPLORATION WORK, AS WELL AS THE CONSTRUCTION OF PROSPECTING AND EVALUATION AND EXPLORATION WELLS

Ключевые слова: шельф, Арктика, геологоразведка, 3D-сейсмика, углеводородные ресурсы.

Если говорить о развитии геолого-разведочных работ (ГРП) на арктическом шельфе, то можно выделить несколько важных этапов. В начале 1980-х в Мурманске по решению правительства СССР были созданы геолого-разведочные предприятия, отвечающие за организацию морского геолого-разведочного бурения, сейсмических исследований и инженерных изысканий. Деятельность этих компаний в период с 1982 по 1993 гг. можно считать началом ГРП в акваториях Арктики. Тогда в акватории Баренцева моря открыты Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Приразломное и др. месторождения, а в Карском – Ленинградское и Русановское месторождения.

Следующий этап масштабных ГРП пришелся на 2000–2011 г. – полномасштабные работы были сконцентрированы в Обской и Тазовской губах Карского моря. В результате открыты Каменномысское-море, Северо-Каменномысское море, Семаковское, Чугорьяхинское и другие уникальные и крупные газовые и газоконденсатные месторождения.

Богатство недр арктического континентального шельфа РФ представляет собой уникальный резерв для развития государственной экономики как минимум до конца текущего столетия. По мере выработки запасов традиционных центров газодобычи, расположенных на суше Западной Сибири, перед государством возникает задача поисков, разведки и освоения новых газовых месторождений. Поэтому в 2013 г., согласно решению правительства РФ, ПАО «Газпром» получило 11 лицензий на право пользования участками недр федерального значения с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах шельфа Карского моря и 5 лицензий в пределах Баренцева моря.

В целях выполнения условий пользования недрами в 2013 г. начат очередной этап ГРП. В Карском море только за один 2014 г. выполнены сейсморазведочные работы по методике 2D в объеме 5250 пог. км на лицензионных участках. Полученные результаты работ позволили уточнить геологическое строение изучаемого района и спланировать дальнейшие направления проведения ГРП, включая постановку детальных сейсморазведочных работ 3D.

Беспрецедентный объем сейсморазведочных работ 3D выполнен в период с 2014 по 2022 гг. – съемками были закрыты все участки, представляющие

ФАКТЫ

За 9 лет

(с 2014 по 2022 гг.) ПАО «Газпром» в двух акваториях западно-арктического шельфа провело сейсмические исследования 3D в объеме около 40 000 км² (рекордный показатель для Российской Федерации)

В 2022 году

реализована уникальная инициатива – последовательное строительство двух разведочных скважин в один полевой сезон в двух акваториях с использованием ППБУ «Северное сияние»

интерес для последующих поисков и разведки месторождений газа и конденсата.

Всего за период с 2014 по 2022 гг. в акватории Карского моря общий объем сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных ПАО «Газпром», составил 27 545 км², из них в транзитной зоне – 715 км², что составило 61 % от площади всех лицензионных участков ПАО «Газпром» в Карском море.

Одновременно с сейсмическими исследованиями в Карском море ПАО «Газпром» проводило работы на шельфе Баренцева моря. Общий объем фактически выполненных исследований составил 12 450 км², при этом лицензионными обязательствами предусматривался объем сейсмических исследований 3D 8000 км², перевыполнение составило 56 %.

Всего за 9 лет ПАО «Газпром» в двух акваториях западно-арктического шельфа провело сейсмические исследования 3D в объеме около 40 000 км² (рекордный показатель для Российской Федерации), что, в свою очередь позволило уточнить геологическое строение месторождений и перспективных площадей. Материалы сейсморазведочных работ стали основой для разработки проектов поисково-оценочных и разведочных работ на лицензионных участках и на открытых месторождениях, что позволило заложить поисково-оценочные и разведочные скважины.

ООО «Газпром недра» является основным оператором ПАО «Газпром» по ГРП на арктическом шельфе с 2014 г., за это время компанией поставлен ряд отраслевых рекордов по проведению сейсмики в открытом море.



С 2017 г. ПАО «Газпром» приступило к активной планомерной реализации поисково-оценочного и разведочного бурения скважин на арктическом шельфе Российской Федерации.

В период с 2017 по 2023 гг. в акваториях Карского и Баренцева морей завершено строительство 12 поисково-оценочных и разведочных скважин (10 скважин на приамальском шельфе и две – в Баренцевом море). По всем пробуренным скважинам получены значительные приросты запасов промышленных категорий и открыты крупные и уникальные месторождения газа. Буровые работы велись на Ленинградском, Русановском, Нярмейском, Скуратовском и Ледовом лицензионных участках.

Полученные дебиты газа достигали 1,1 млн м³/сут. Максимальные дебиты зафиксированы при испытании отложений сеноманской, яронгской и танопчинской свит в акватории Карского моря и юрских отложений в Баренцевом море.

Основным результатом бурения, помимо полученной детальной геологической информации и открытия новых залежей, является открытие трех новых месторождений различных по величине запасов природного газа: уникальное газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова (2018 г.); крупное газовое месторождение «75 лет Победы» (2019 г.); крупное газовое Нярмейское месторождение (2018 г.). Суммарные запасы газа открытых месторождений по категориям С1+С2 составляют более 650 млрд м³.

ПАО «Газпром» для строительства морских скважин использует две собственные буровые установки: самоподъемную буровую установку (СПБУ) «Арктическая» и полупогружную буровую установку (ППБУ) «Северное сияние».

Отметим, что ООО «Газпром недра» в 2022 году удалось успешно реализовать уникальную инициативу – последовательное строительство

ФАКТЫ

Свыше

1600

млрд м³

составил общий прирост извлекаемых запасов «сухого» газа промышленной категории С1 с 2013 по 2023 год

двух разведочных скважин в один полевой сезон в двух акваториях (сначала в Карском, а затем в Баренцевом море) с использованием ППБУ «Северное сияние». Данный подход, помимо полученных результатов, позволил за счет синергетического эффекта обеспечить значительную экономию финансовых средств.

По результатам буровых работ, проведенных ПАО «Газпром» на лицензионных участках в Карском море с 2013 по 2023 год, общий прирост извлекаемых запасов «сухого» газа промышленной категории С1 (по статье «разведка») превысил 1600 млрд м³. В целом с момента получения лицензионных участков и по 2023 год общие запасы «сухого» газа по категориям С1+С2 на лицензионных участках ПАО «Газпром» в акватории Карского моря по результатам проведенных поисково-оценочных и разведочных работ увеличились практически на 160% и составили более 2,8 трлн м³, тогда как запасы промышленной категории С1 увеличились более чем на 570% и составили порядка 1,8 трлн м³ «сухого» газа.

Все вышеприведенное свидетельствует о высоком качестве и уровне организации ГРП в сложных климатических условиях Арктики с использованием передовых технологических и технических решений и средств.

Подготовка ресурсной базы в пределах Карского и Баренцева морей в перспективе ближайших десятилетий к промышленному освоению является одной из главных задач ПАО «Газпром». В условиях санкционного давления и недружественного поведения стран коллективного Запада необходимо обеспечить наличие внушительной ресурсной базы нефти и газа и возможность их извлечения на долгосрочный период. Освоение арктического шельфа является уникальным источником воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов. Несмотря на очевидный отсроченный эффект от освоения труднодоступных морских месторождений, их ввод в будущем позволит поддерживать и увеличивать уровень производства в нефтегазовом комплексе. ●

KEYWORDS: shelf, Arctic, geological exploration, 3D seismic, hydrocarbon resources.



8-11 октября

РЕКЛАМА 18+

ПРИГЛАШАЕМ НА ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024!

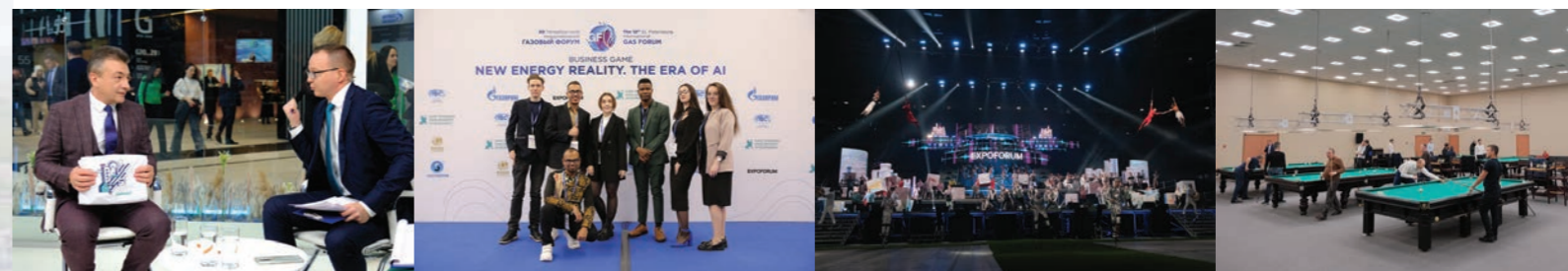


ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ЭКСКУРСИИ



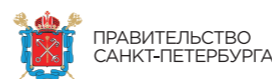
ОТКРЫТЫЕ ТВ-СТУДИИ

МОЛОДЕЖНЫЙ ДЕНЬ

КУЛЬТУРНАЯ ПРОГРАММА

СПОРТИВНАЯ ПРОГРАММА

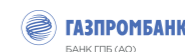
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



10 ЛЕТ НА СОБЫТИЙНОЙ ВЫСОТЕ!



GAS-FORUM.RU

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB



ТЕНДЕНЦИИ БОРЬБЫ ЗА АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ

приарктических государств

В МАЕ ЭТОГО ГОДА РОССИЮ ИСКЛЮЧИЛИ ИЗ «АРКТИЧЕСКОЙ ПЯТЕРКИ». КОНТАКТЫ МЕЖДУ СТРАНАМИ, ГДЕ ОБСУЖДАЛИСЬ ПРОБЛЕМЫ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА, БЫЛИ ПРЕРВАНЫ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВОПРОС О ВЗАИМООТНОШЕНИЯХ ПРИПОЛЯРНЫХ СТРАН СТАНОВИТСЯ ОЧЕНЬ АКТУАЛЬНЫМ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ПРИПОЛЯРНЫМИ СТРАНАМИ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ. ОТМЕЧАЕТСЯ АКТИВНОСТЬ ГОСУДАРСТВ В АРКТИКЕ, ЗАМЕТНО УСИЛИВШАЯСЯ В XXI ВЕКЕ. И СВЯЗАНА ЭТА АКТИВНОСТЬ ПРЕЖДЕ ВСЕГО С НАРАСТАЮЩЕЙ АКТУАЛЬНОСТЬЮ СОПЕРНИЧЕСТВА МЕЖДУ СТРАНАМИ ЗА РЕСУРСЫ ВО ВСЕМ МИРЕ И В АРКТИКЕ В ЧАСТНОСТИ. ПРОДВИЖЕНИЕ И РАЗГРАНИЧЕНИЕ ИНТЕРЕСОВ ПРИПОЛЯРНЫХ СТРАН В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ РЯД МЕЖДУНАРОДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОДНАКО ЭТО ДОЛГИЙ И ДОСТАТОЧНО НЕПРОСТОЙ ПРОЦЕСС, КОТОРЫЙ, ВЕРОЯТНЕЕ ВСЕГО, РАСТЯНЕТСЯ НА ДЕСЯТИЛЕТИЯ

IN MAY OF THIS YEAR, RUSSIA WAS EXCLUDED FROM THE "ARCTIC FIVE". CONTACTS BETWEEN THE COUNTRIES WHERE THE PROBLEMS OF THE CONTINENTAL SHELF WERE DISCUSSED WERE INTERRUPTED. IN THIS REGARD, THE ISSUE OF THE RELATIONSHIP BETWEEN THE CIRCUMPOLAR COUNTRIES IS BECOMING VERY RELEVANT. THE ARTICLE EXAMINES THE PROBLEMS OF THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF RELATIONS BETWEEN THE CIRCUMPOLAR COUNTRIES IN THE ARCTIC REGION. THE ACTIVITY OF STATES IN THE ARCTIC IS NOTED, WHICH HAS NOTICEABLY INCREASED IN THE 21ST CENTURY. AND THIS ACTIVITY IS CONNECTED, FIRST OF ALL, WITH THE GROWING RELEVANCE OF COMPETITION BETWEEN COUNTRIES FOR RESOURCES THROUGHOUT THE WORLD AND IN THE ARCTIC IN PARTICULAR. THE PROMOTION AND DELIMITATION OF THE INTERESTS OF THE CIRCUMPOLAR COUNTRIES IN THE ARCTIC REGION IS ENSURED BY A NUMBER OF INTERNATIONAL ORGANIZATIONS, BUT THIS IS A LONG AND RATHER DIFFICULT PROCESS THAT WILL MOST LIKELY LAST FOR DECADES

Ключевые слова: международные отношения, Арктика, Северный полюс, Северный Ледовитый океан, 200-мильная зона, континентальный шельф, исключительная экономическая зона, морские границы, делимитация.

Митько Арсений Валерьевич
президент Арктической общественной академии наук, Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева, Северо-Западный институт управления РАНХ и ГС, к.т.н., доцент

За последние полтора десятилетия Северный Ледовитый океан был в центре внимания всего мира. Большая часть этого внимания была сосредоточена на спорах о конкурирующих морских юрисдикциях, претензиях, морских границах и так называемой «гонке за ресурсами». Эти споры в значительной степени являются следствием того, что Арктический регион оказался на переднем крае изменения климата, а потепление более чем в два раза превышает среднемировой уровень. Все это привело к резкому таянию и

сокращению площади морского льда в Северном Ледовитом океане и, как следствие, расширению доступа к арктическим водам и продвижению через них [1]. Вопреки большей части этого дискурса, необходимо отметить, что Северный Ледовитый океан мало чем отличается от остального Мирового океана в части вопросов морской юрисдикции и он всегда был аренной значительно большего научного сотрудничества, чем межгосударственных конфликтов и противостояний. Более того, Северный Ледовитый океан

явно подвержен влиянию международного морского права. Это, безусловно, в первую очередь, точка зрения пяти арктических государств – Канады, Дании (Гренландии), Норвегии, Российской Федерации и США, которые в 2008 году опубликовали Илулиссатскую декларацию, в которой говорится:

Морское право предусматривает важные права и обязанности, касающиеся определения внешних границ континентального шельфа, защиты морской окружающей среды, в том числе ледовых районов, свободы судоходства, морских научных исследований и других видов деятельности в море. Мы по-прежнему привержены этой правовой базе и к упорядоченному урегулированию любых возможных возникающих требований. Эта структура обеспечивает прочную основу для ответственного управления пятью прибрежными государствами и другими пользователями этого океана посредством национального осуществления и применения соответствующих положений.

Поэтому мы не видим необходимости в разработке нового всеобъемлющего международно-правового режима для управления Северным Ледовитым океаном [2].

В центре внимания данной статьи – практика Канады и Российской Федерации относительно утверждения юрисдикции в Северном Ледовитом океане, а также практика двух государств в отношении перекрывающихся морских границ со своими арктическими соседями. Последнее представляет особый интерес, поскольку по состоянию на май 2019 года становится ясно, что Канада и Российская Федерация имеют перекрывающиеся взаимные претензии на океанские районы и континентальный шельф за пределами 200 морских миль в Северном Ледовитом океане.

Арктика и международное морское право

Совсем небольшое внимание было уделено Северному Ледовитому океану в ходе переговоров 1982 года, где в рамках Конвенции Организации Объединенных Наций по морскому праву (далее LOSC) были определены детали оффшорной юрисдикции прибрежных государств, такие как территориальное море в 12 морских миль, исключительная экономическая зона (далее ИЭЗ) в 200 морских миль и континентальный шельф за пределами 200 морских миль. Единственным явным исключением стала статья 234, которая была тщательно согласована между Канадой, Соединенными Штатами и Советским Союзом. Эта статья предоставляет арктическим прибрежным государствам право «принимать и обеспечивать соблюдение недискриминационных законов и правил для предотвращения, сокращения и контроля загрязнения морской среды с судов в покрытых льдом районах в пределах исключительной экономической зоны» [3].

На основании LOSC Канада и Российская Федерация определили и установили 12 морских миль в территориальных водах и 200-мильных ИЭЗ в арктических водах. Канада имеет 200-мильную зону предотвращения загрязнения Арктики на основании заявленных прав Канады в соответствии со статьей 234 LOSC. Аналогичные правовые основания используются и Россией, которая обосновывает свое право контролировать судоходство по Северному

морскому пути до его арктического побережья. Стоит отметить, что 200-мильные зоны, установленные Канадой и Российской Федерацией в центральной части Северного Ледовитого океана, не опираются на так называемые теории секторов (прямые линии, идущие от суши и сходящиеся на Северном полюсе), исторически связанные с этими двумя государствами [4].

Разграничение границ территориального моря и 200 морских миль со стороны зоны моря определяются базовыми линиями. В случае Канады базовые линии в Арктике, окружающие Канадский арктический архипелаг, определяют морскую протяженность Канады, претендующую на исторические внутренние воды, включая Северо-Западный проход. В случае с Российской Федерацией основной предмет разногласий по поводу исходных условий в Арктике относится к их потенциальному воздействию на судоходство, поскольку они окружают водные пути, на которые претендует Россия как на исторические воды (например, проливы Дмитрия Лаптева и Санникова). Соединенные Штаты официально опротестовали арктические базовые линии и исторические претензии на воды в Арктике как Канады, так и Российской Федерации, исходя из того, что Северо-Западный проход и российские проливы являются «проливами, используемыми для международного судоходства» и, следовательно, открытыми для судоходства без вмешательства со стороны сопредельного государства [5].

УДК 327



Там, где позволяют геология и геоморфология, прибрежные государства также обладают правом на исключительную юрисдикцию полезных ископаемых и оседлых видов в районах континентальной окраины, за пределами их 200-мильной зоны и рядом с ней. Шельфовые районы находятся в исключительной юрисдикции сопредельного государства, независимо от того, провозгласило ли это государство власть над территорией или утвердило ее. Что касается точной пространственной протяженности таких прав на континентальный шельф за пределами 200 морских миль, LOSC обязывает государство очертить предлагаемые границы внешнего континентального шельфа на основе сложных критериев, изложенных в статье 76, и предоставить информацию о предложенной им внешней границе шельфа за пределами 200 морских миль Комиссии по границам континентального шельфа (далее Комиссия). Комиссия, имея в своем составе научно-технических специалистов, рассматривает представленную информацию и разрабатывает рекомендации по предлагаемым внешним ограничениям для подавшего заявку государства.

Важно отметить, что представления государств в Комиссии и работа Комиссии проходят «без ущерба» для двусторонней делимитации морских границ континентального шельфа между государствами с противоположными или смежными побережьями.

В соответствии с Правилами процедуры Комиссии, если представление включает области, являющейся предметом спора с другим государством, спорящее государство должно дать согласие Комиссии на рассмотрение представления [6].

Комиссия не имеет законных полномочий определять или навязывать свои взгляды относительно расположения внешней границы континентального шельфа прибрежного государства. Именно прибрежное государство, а не Комиссия устанавливает внешнюю границу его континентального шельфа за пределами 200 морских миль. Как указано в деле о Бенгальском

заливе 2012 года, «границы континентального шельфа за пределами 200 морских миль могут быть установлены только прибрежным государством» [7]. Это определение внешней границы континентального шельфа является политическим актом прибрежного государства.

Тем не менее, рассматривая рекомендации по внешним пределам, в частности для арктических прибрежных государств, Комиссия определяет степень законности притязаний на шельф за пределами 200 морских миль в центральной части Северного Ледовитого океана. И хотя юридически ясно, что Комиссия не определяет эти внешние границы континентального шельфа, нет никаких сомнений в том, что ее рекомендации имеют большое влияние, помогая определить их окончательное местоположение на практике.

В 2001 году Российская Федерация стала первым государством, внесшим заявку в Комиссию. Представление включало предлагаемые внешние границы континентального шельфа за пределами 200 морских миль в центральной части Северного Ледовитого океана. Рассмотрев заявленные документы, Комиссия рекомендовала, чтобы Российская Федерация повторно представила дополнительные научные данные в дополнение к тому, что было в представлении 2001 года. В 2015 г. Россия подала повторную заявку, в которой были уточнены и скорректированы внешние пределы, указанные в предыдущем представлении. Согласно более позднему представлению, площадь континентального шельфа за пределами 200 морских миль в Северном Ледовитом океане, покрывает почти 1 200 000 квадратных километров. Это примерно на 100 000 квадратных километров больше, чем было указано в представлении России 2001 года.

В декабре 2014 года Дания направила в Комиссию представление об установлении внешних границ северного континентального шельфа Гренландии. В мае 2019 года Канада представила Комиссии свои предполагаемые внешние

границы континентального шельфа в Арктике. 31 марта 2021 г. Россия подала два дополнения к предыдущей заявке 2015 г., которые добавили еще 205 000 квадратных морских миль. В результате после этих поправок пересмотренные границы континентального шельфа России были расширены до внешних границ канадского и датского континентальных шельфов.

Соединенные Штаты, не являющиеся участниками LOSC и, следовательно, не обязанные подавать представление в Комиссию, указали в заявлении 1987 года, что они намеревались использовать пункты с 1 по 7 статьи 76, чтобы очертить свою внешнюю границу, которая, по их словам, отражала применимое международное обычное право. Кроме того, было указано, что США готовы представить эти карты Генеральному секретарю Организации Объединенных Наций, чтобы уведомить другие государства о пространственной протяженности своих прав. Таким образом, следует ожидать, что Соединенные Штаты сделают заявку на участок континентального шельфа за пределами 200 морских миль, прилегающих к Аляске.

Соглашения о морской границе

Как уже отмечалось, в центральной части Северного Ледовитого океана нет полностью делимитированных морских границ с участием Российской Федерации или Канады. Российская Федерация и Канада вступили в три двусторонних соглашения с соседями, которые предусматривают частичную делимитацию Северного Ледовитого океана, но каждое из соглашений в чем-то неполно и требует доработки.

Российская Федерация – Норвегия

В результате ряда двусторонних соглашений между Россией и Норвегией, рассчитанных более чем на 50 лет, арктическая морская граница между Россией и Норвегией, по существу, определена.

Первое Соглашение между Норвегией и Россией о морской границе в регионе Северного Ледовитого океана было заключено в 1957 г. Оно определило границы территориального моря и континентального шельфа между Норвегией и Россией на расстоянии 24,35 морских миль, примыкающих к Варангер-фьорду.

Соглашение 1957 года было, по существу, заменено Соглашением 2007 года, в котором упоминается и используется содержание документа от 1957 года, за исключением того, что граница продлена на общую длину 39,41 морской мили, которая ограничивает территориальное море, ИЭЗ и континентальный шельф в этом районе [8].

Соглашение 2010 г. включает положения о передаче юрисдикции, позволяющие России осуществлять контроль ИЭЗ в «особой зоне», которая ранее находилась в пределах 200-мильной зоны Норвегии

Установление Норвегией и Россией 200-мильной зоны в 1970-х гг. привело к перекрытию двух районов спорной территории в Баренцевом море примерно на 155 000 квадратных километров, и вторая область перекрытия в Северном Ледовитом океане приблизительно 20 000 квадратных километров. Баренцево море омывает материковую часть Норвегии, Шпицберген, материковую часть России и российские острова Новая Земля и Земля Франца-Иосифа. Район Северного Ледовитого океана включает территорию между архипелагами Земля Франца Иосифа и Шпицберген и территорией к северу от этих островов.

После 40 лет переговоров в 2010 г. два государства объявили о заключении соглашения о морской границе районов Баренцева моря и Северного Ледовитого океана. Согласованная граница эффективно делит спорные территории пополам. К северу от Шпицбергена и Земли Франца-Иосифа морская граница ограничивает участки

континентального шельфа за пределами 200 морских миль. Учитывая так называемую лазейку в Баренцевом море, Соглашение 2010 г. ограничивает шельф за пределами 200 морских миль. В результате линии разграничения площадь 3400 км², за пределами 200 морских миль от исходных линий Норвегии, но в пределах 200 морских миль от исходных линий России, находится на российской стороне [9].

Соглашение 2010 г. включает положения о передаче юрисдикции, позволяющие России осуществлять контроль ИЭЗ в этой «особой зоне», которая ранее находилась в пределах 200-мильной зоны Норвегии. Данная договоренность позволила сторонам разделить всю территорию ИЭЗ в пределах

200 морских миль от их берегов, но не обязательно в пределах 200 морских миль от исходных линий государства. Эта практика аналогична практике США и СССР (России) в Беринговом море и Северном Ледовитом океане, где были созданы четыре таких особых района. Важно отметить, что существующие тесные отношения между двумя государствами в отношении рыболовства сохранялись, как и другие кооперативные структуры.

Незавершенный аспект морской границы Соглашения 2010 года незначителен. Северо-Западная конечная точка границы континентального шельфа за пределами 200 морских миль обусловлена установлением Российской Федерацией западной точки их шельфа в соответствии со статьей 76 и Приложением II к Конвенции (LOSC). Морская граница станет завершённой, когда Российская Федерация получит и выполнит рекомендации Комиссии. Договоренности по морской границе 2010 согласовывались и продвигались как образец резолюции по разрешению

территориальных противоречий в Северном Ледовитом океане: «Если маленькая Норвегия... может договориться о взаимовыгодном соглашении о границе с могущественной Россией..., нет никаких оснований для того чтобы и другие арктические пограничные споры остались нерешенными» [10].

Российская Федерация – США

Соглашение между США и Российской Федерацией 1990 г., которое также касается территории Берингова моря, устанавливает границу территориального моря и 200-мильной зоны двух государств в Северном Ледовитом океане. Линия 1990 г. – западная пограничная линия в Конвенции 1867 г., по которой Россия уступила Аляску Соединенным Штатам. Что касается той части границы, которая распространяется к Северному Ледовитому океану, ключевой фразой в Конвенции 1867 г. было то, что от указанной точки вышеупомянутая западная пограничная линия «продолжается строго на север, без ограничений, в ... Замерзший океан» [11]. Учитывая оппозицию США, концепции так называемых секторных линий как основания для раздела Северного Ледовитого океана, фраза «насколько это разрешено международным правом» использовалась сторонами как взаимоприемлемая альтернатива, указывающая на то, что линия границы США и России проходит в Чукотском море. Именно по этой границе осуществляется разделение ИЭЗ сторон и их прав на континентальный шельф в сторону моря от их 200 морских миль, если законный континентальный шельф обоих государств выходит за пределы 200 морских миль. Формулировка, однако, оставляет неясной конечную точку границы между государствами в центральной части Северного Ледовитого океана.

Далее, как отмечалось выше, Соглашение 1990 г. создало четыре «особых района» в пределах 200 морских миль одной стороны, которые, однако, находятся на «другой» стороне линии и управляются другой стороной.

Три из этих «особых районов» расположены в Беринговом море. Один из них, находится под управлением Соединенных Штатов, но в пределах 20 морских миль от России. Соглашение 1990 г. четко указывает на то, что суверенные права, осуществляемые в этих областях, вытекают «из соглашения Сторон и не являются расширением своей исключительной экономической зоны».

Любопытно, что хотя Соглашение 1990 г. между сторонами не действует в реальности, так как Россия официально не ратифицировала Договор, однако оба государства соблюдают его положения. США и СССР произвели обмен нотами, и в тот же день был подписан Договор, в котором было отмечено, что «в ожидании вступления в силу Соглашения оба правительства обязуются соблюдать условия этого Соглашения от 15 июня 1990 г.». Таким образом, условия Соглашения 1990 г. продолжали соблюдаться Россией и США.

Кроме этого, Российская Федерация в своем обращении в Комиссию 2001 г. и повторном обращении 2015 г. указывает, что линия Соглашения 1990 года является морской границей между двумя государствами на расстоянии до 200 морских миль, а также то, что эта линия продолжает учитывать шельфовую зону в пределах и за пределами 200 морских миль. С практической (оперативной) точки зрения Соглашение 1990 г. рассматривается как документ, определяющий полную (повсеместную) границу для двух государств в центральной части Северного Ледовитого океана, хотя она на самом деле является неполной, в результате ситуации вступления в силу и отсутствия окончательной конечной точки границы между государствами в центральной части Северного Ледовитого океана.

Канада – Дания (Гренландия)

В 1973 г. Канада и Дания (Гренландия) договорились о границе континентального шельфа от пролива Дэвиса на юге до моря Линкольна на севере [12].

Граница заканчивается в проливе Робсона, перед входом в Северный Ледовитый океан. Однако существует небольшой разрыв в этой морской границе в результате спора о суверенитете над островом Ганса, который является единственной спорной территорией в Арктике. В реальности разрыв в границе континентального шельфа такой, что линия границы прерывается только к югу от острова Ганс, а затем продолжается к северу от него, что позволило Канаде и Дании уклониться от спора о суверенитете над островом, который в любом случае не повлиял на ход линии делимитации.

В соответствии с Соглашением 1973 г. в статью 4 в результате новых обследований и полученной на их основе информации в 2004 г. была внесена небольшая корректировка в первоначальную редакцию 1973 г. Соглашение 1973 года предусматривало корректировку международной линии границы, которая была несовершенной в связи погрешностями измерений расположения базовых линий, в контексте покрытых льдом берегов, а также с учетом технических трудностей, связанных с проведением геодезических работ в высоких широтах.

Канада и Соединенные Штаты приняли неформальные решения в отношении политики, направленной на противодействие бурению и другим видам деятельности, связанным с разработкой углеводородных месторождений, в спорном районе в море Бофорта

В 2012 г. Канада и Дания (Гренландия) объявили о достижении принципиального соглашения о морской границе до 200 морских миль в Линкольн-Си [13]. В сообщении говорилось, что в качестве основного принципа будет применяться равноудаленность объектов, а также то, что в Соглашение 1973 года должны быть внесены дополнительные технические коррективы. Обе представленные в Арктическую комиссию заявки – Дании 2014 г. и Канады 2019 г., представляли равноудаленную

линию между Канадой и Данией в пределах 200 морских миль.

В мае 2018 года Канада и Дания объявили о совместном намерении решения сложной задачи по «изучению вариантов и предоставлению рекомендаций о том, как решить проблемные пограничные вопросы... что включает в себя суверенитет острова Ганс, морскую границу в море Линкольна и линию границы континентального шельфа моря Лабрадор, которые находятся в пределах 200 морских миль».

Взаимные претензии на 200 морских миль

Канада – США

В море Бофорта, ограниченном побережьями Аляски и Юкона – Северо-Западными территориями, Канада и Соединенные Штаты имеют приблизительно 6 250 квадратных морских миль, заявленных территориальных вод в 200-мильной зоне, по которым могут возникнуть взаимные претензии. Канада очертила свою 200-мильную зону в этом районе, используя 141-й западный меридиан, видимо, опираясь на статью III Договора между Россией и Великобританией 1825 г., который предусматривает границу

между двумя государствами по 141-му меридиану «в его продолжении до Ледяного океана» («dans son prolongement jusqu'à la Mer Glaciale», аутентичным языком Договора является французский). Позиция же США заключается в том, что морская граница представляет собой равноудаленную линию. Канада и Соединенные Штаты приняли совместные неформальные решения в политике, направленной на противодействие бурению и другим видам деятельности, связанным с углеводородами,

в спорном районе в море Бофорта, но также регулярно обменивались дипломатическими нотами относительно своих требований.

Так называемый «осложняющий фактор» в море Бофорта, заключается в том, что западная граница Заключительного соглашения Инувиалуит 1984 года, конституционно признанного Соглашения о земельных претензиях коренных народов в Канаде, – это 141-й западный меридиан. В связи с тем, что внутреннее канадское соглашение не имеет обязательной силы для Соединенных Штатов и в соответствии с международным правом, Канада может заключить договор с США независимо от конституционного документа Канады. Тем не менее переговоры о границе моря Бофорта не завершены, и инувиалуиты имеют прямой интерес к их результату.

Взаимные претензии на шельф за пределами 200 морских миль

Канадская котловина/зона поднятия Альфа: Канада, Россия и США

Канадская котловина, плато Чукчи и поднятие Альфа являются основными особенностями морского дна к юго-западу от Северного полюса. Этот район окружен Канадой, Российской Федерацией и США. В этой области применяется Соглашение 1990 г. между США и Российской Федерацией, в том случае если существует продолжение континентального шельфа за пределами 200 морских миль, над которым имеют юрисдикцию только эти два государства. В российской повторной заявке 2015 г. строка Соглашения 1990 г. указывает границу континентального шельфа России, независимо от того, является ли площадь шельфа также под юрисдикцией США. В заявке Канады указывается участок континентального шельфа в районе Канадской котловины/поднятия Альфа, которые, вероятно, пересекаются с районом шельфа, на который, как можно ожидать, претендуют Соединенные Штаты в части примыкания на Чукотском

плато и Канадской котловине в соответствии с Соглашением 1990 г. между США и Россией. Канада также заявила о своих претензиях на район шельфа, расположенный на стороне Российской Федерации от линии Соглашения 1990 года. В потенциальном двустороннем сценарии с Канадой, исходя из вышеизложенного, максимальным требованием РФ является морская граница 1990 года, тогда как максимальная претензия Канады распространяется на российскую часть линии делимитации в соответствии с Соглашением 1990 г. между США и Россией. Конечно, в переговорах о морской границе у Канады и России также будут проблемы и взаимные претензии, которые необходимо уравновесить в районе хребта Ломоносова.

Заявка Канады по Арктике в 2019 году указывает на то, что континентальный шельф простирается за пределами 200 морских миль к северу от заявленных Канадой и Соединенными Штатами границами. Если Канада сохранит свою позицию относительно 141-го западного меридиана, а Соединенные Штаты сохранят свое равноудаленное положение за пределами 200 морских миль, то позиция Канады будет благоприятствовать Соединенным Штатам, а позиция США поддерживать Канаду. Поскольку ни Канада, ни Соединенные Штаты официально не претендовали на морскую границу друг друга за пределами 200 морских миль, два государства вместе работали над некоторыми картами морского дна в Канадской котловине.

Граница внешнего шельфа в представлении Дании распространяется на 200 морских миль зоны Российской Федерации

Можно предположить, что правительство Канады сочло контрпродуктивным разграничение морской границы за пределами 200 морских миль в этом районе, находящимся в ее арктическом подчинении. В заявке Канады отмечается, что Соединенные Штаты «не возражают против рассмотрения представления

Канады без ущерба, как для разграничения внешних границ своего континентального шельфа, так и по вопросам, касающимся делимитации границы в этом районе». Однако очевидно, что отсутствие возражений со стороны Соединенных Штатов не означает их одобрения территориальных претензий Канады. После того как Комиссия вынесет рекомендации, переговоры о делимитации границ по арктическому шельфу между Канадой и США, а также Россией будут продолжены с учетом содержания этих рекомендаций.

Район хребта Ломоносова: Дания (Гренландия) – Российская Федерация – Канада

Хребт Ломоносова представляет собой возвышающуюся особенность морского дна в середине северной части Северного Ледовитого океана, которая простирается от шельфа Российской Федерации до шельфа Канады и Дании (Гренландия). Непосредственно рядом с хребтом Ломоносова находится Северный полюс. Какие бы вопросы ни возникали ранее, сегодня стало ясно, основываясь на заявлениях трех государств, что они рассматривают хребт как континентальное продолжение по происхождению и не являющееся частью глубоководного дна океана. Каждая из арктических территорий Канады, Дании (Гренландия) и Российской Федерации имеет в своей заявке весь или часть хребта Ломоносова и прилегающих территорий в составе их континентального шельфа.

Следует отметить, что граница внешнего шельфа в представлении Дании распространяется на 200 морских миль зоны Российской Федерации. Предлагаемый Канадой внешний предел границы не распространяется на 200-мильную зону России, равно как и заявка России не распространяется на 200-мильную зону Канады.

В результате предлагаемых внешних границ трех государств в этом районе возникают территории континентального шельфа, принадлежащие всем трем государствам. В заявке Канады от 2019 года внешняя граница шельфа охватывает Северный полюс и есть явное совпадение с заявкой Дании в отношении южной части хребта Ломоносова, включая Северный полюс. При этом внешняя ограничительная линия Канады не распространяется на 200-мильную зону Дании (Гренландии).

Уведомления Комиссии были направлены всем трем государствами с указанием того, что Комиссия рассматривает заявки государств с учетом соображений «без ущерба» влияния друг на друга.

Заключение

И Канада, и Российская Федерация успешно участвовали в двусторонней делимитации границ в Северном Ледовитом океане. Российские договоренности с США и Норвегией являются впечатляющими достижениями в этой области и являются мощным сигналом в пользу прагматизма в будущих дискуссиях между Россией, Данией (Гренландией) и Канадой.

Канада сталкивается с пересекающимися претензиями с Данией, Россией и США в Северном Ледовитом океане. Северный полюс, расположенный значительно ближе к Дании (Гренландии), чем к Канаде, вероятно, является одной из точек преткновения. Несмотря на отличные отношения между Канадой и США, в области делимитации морских границ не было достигнуто большого успеха. Возможно, и это удивительно, что Канаде будет легче договориться с РФ по делимитации морских границ в Северном Ледовитом океане, чем с двумя другими государствами, имеющими интересы в Арктическом регионе.

Рекомендации Комиссии будут играть важную роль в будущих переговорах, поскольку они определяют протяженность шельфа, который необходимо разграничить. С другой стороны, несмотря на очевидные пересекающиеся морские

притязания государств в Северном Ледовитом океане, отмечается минимальная вероятность серьезных последствий или межгосударственной напряженности между заинтересованными участниками в Арктике. Во-первых, пройдут годы, прежде чем Комиссия сможет отреагировать на заявки Канады и Дании, касающиеся шельфовых зон за пределами 200 морских миль. Во-вторых, арктические государства в целом сотрудничают и активно взаимодействуют по арктическим проблемам. В-третьих, что касается территории центральной части Северного Ледовитого океана, то она малоинтересна по части разведанных ресурсов, которые обычно вызывают потребность в четких границах.

В Северном Ледовитом океане, в частности, в отношении взаимных претензий на континентальный шельф за пределами 200 морских миль, споры действительно малочисленные.

На фоне растущего стратегического противостояния США и России в Арктике власти США в декабре 2023 года заявили о своих притязаниях на значительную часть морского дна в Беринговом море и море Бофорта. Территория, которую США планируют объявить продолжением своего континентального шельфа, граничит с экономической зоной России в Беринговом море – т.н. линией Шеварднадзе, установленной Соглашением между США и СССР о разграничении морских пространств от 1990 г. (до сих пор не ратифицированной Российской стороной). Учитывая непростые отношения США и Конвенции по морскому праву от 1982 года, есть вероятность того, что еще до принятия заявки на расширение шельфа в ООН Вашингтон будет подтверждать свое право на территории в Беринговом море с позиции сильного. Близость к восточным вратам стратегического Северного морского пути играет едва ли не первостепенную роль.

Действиями США в Арктике обеспокоены большинство мировых игроков. Россия имеет значительное военное присутствие в регионе и считает Арктику зоной своих стратегических интересов.

При этом позиция России в Арктике основана на уважении международного права и соблюдении прав всех прибрежных государств в отличие от политики США. ●

Литература

1. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК), «Резюме для политиков», в: Специальный доклад МГЭИК об океане и криосфере в условиях меняющегося климата, под ред. Х.-О. Пертнер, Д.К. Робертс, В. Массон-Дельмотт и др., Женева: МГЭИК, 2019. – С. 6.
2. Илулиссатская декларация (28 мая 2008 г.), 2009 г., 48 ILM. – С. 362.
3. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву (Монтего-Бей, 10 декабря 1982 г.), 1833, Сборник договоров ООН. – С. 397.
4. Р.Р. Черчилль, 2001. «Претензии на морские зоны в Арктике – нормальность морского права или полярная особенность?», в книге «Морское право и полярная морская делимитация и юрисдикция», ред., А.Г. Оуде Эльферинк и Д.Р. Ротвелл, Гаага: Мартинус Нийхофф, 2001. – С. 105–124.
5. Дж. А. Роуч и Р.В. Смит. Ответы США на чрезмерные морские претензии, 3-е издание, Лейден: Мартинус Нийхофф, 2012. – С. 53, 97, 111–112, 321–324.
6. Комиссия по границам континентального шельфа (CLCS), Правила и процедуры Комиссии, Док. ООН. CLCS/40/Rev.1, 17.04.2008 г., Правило 4 и Приложение 1.
7. Спор относительно делимитации морской границы между Бангладеш и Мьянмой в Бенгальском заливе, Международный трибунал по морскому праву (ITLOS), дело № 16, решение от 14.03.2012 г., п. 407.
8. Соглашение между Российской Федерацией и Норвегией о делимитации морских пространств в районе Варангер-фьорда (11 июля 2007 г., вступил в силу 9 июля 2008 г.) 2526 Сборник договоров ООН. – С. 33; в М. Вуда, «Норвегия – Российская Федерация», в ж. «Международные морские границы», том VI, ред. Д.А. Колсон и Р.В. Смит, Мартинус Нийхофф, Лейден, 2011 г. – С. 4479–4487.
9. Р.Э. Файф, «Норвегия – Российская Федерация, отчет № 9–6», в журнале «Международные морские границы», том VII, ред., С.Г. Латроп, Лейден: Брилли, 2016. – С. 5167–5203.
10. М.Р. Байерс, Международное право и Арктика. – С. 46. <https://e-lib.nsu.ru/reader/bookView.html?params=UmVzb3VyY2UHNzAz/cGFnZTAwMQ> Дата обращения: 27.12.2023.
11. Соглашение между США и Российской Федерацией 1990 г., статья 1(1); Конвенция о передаче Аляски между Россией и Соединенными Штатами (30.03.1867 г., вступила в силу 20.06.1867 г.), 134 CTS. – С. 331, статья I (Конвенция 1867 года).
12. Соглашение между Королевством Дания и Канадой о делимитации континентального шельфа между Гренландией и Канадой (17.12.1973 г., вступило в силу 13.03.1974 г.), 950 Сборник договоров ООН. – С. 147.
13. Канада, Министерство иностранных дел, торговли и развития, «Канада и Королевство Дании достигли предварительного соглашения о границе в море Линкольна», пресс-релиз от 28.11.2012 г., <https://www.canada.ca/en/news/archive/2012/11/canada-kingdomdenmark-reach-tentative-agreement-lincoln-sea-boundary.html> (дата обращения: 27.12.2023).

KEYWORDS: International relations, Arctic, North Pole, Arctic Ocean, 200-mile zone, continental shelf, exclusive economic zone, maritime borders, delimitation.



ПРЕМИАЛЬНЫЙ И МНОГООБРАЗНЫЙ СЕРВИС
В СОЧЕТАНИИ С СОВРЕМЕННЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ
ОСНАЩЕНИЕМ ПРОЕКТА В ЛОКАЦИИ
«ЗОЛОТОЙ ТРЕУГОЛЬНИК» — ЭТО ОДНО
ИЗ ЛУЧШИХ РЕШЕНИЙ В ГОРОДЕ СОЧИ

49 15 6 1 3_M

АПАРТАМЕНТОВ ЭТАЖЕЙ АПАРТАМЕНТОВ ПЕНТХАУС С ТЕРРАСОЙ ВЫСОТА ПОТОЛКОВ КЛАССА ЛЮКС

8 903 720 00 00

РИСКИ ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ российской Арктики

Бердник Мария Михайловна

доцент кафедры недропользования
и нефтегазового дела
Инженерной академии
Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы,
к.т.н.

Мирсамиев Нарзулло Абдугафорович

старший преподаватель кафедры
недропользования и нефтегазового дела
Инженерной академии
Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

Капитонова Ирина Леонидовна

старший преподаватель кафедры
недропользования и нефтегазового дела
Инженерной академии
Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

Шагизиганова Полина Артёмовна

студент кафедры недропользования
и нефтегазового дела
Инженерной академии
Российского университета дружбы народов
им. Патриса Лумумбы

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИОРИТЕТНЫХ ПРОЕКТОВ В ЗОНЕ ЗАПОЛЯРЬЯ, ПОДЧЕРКНУТА ВАЖНОСТЬ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА, ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РИСКОВ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ РЕАЛИЗАЦИИ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ РОССИИ, И ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПАРИРОВАНИЯ РИСКОВ И УГРОЗ

IN THIS PAPER, WE CONSIDER THE ISSUES OF IMPLEMENTING PRIORITY PROJECTS IN THE ARCTIC ZONE, EMPHASIZE THE IMPORTANCE OF DEVELOPING OIL AND GAS FIELDS ON THE SHELF OF THE ARCTIC OCEAN, ANALYZE THE MAIN RISKS THAT IMPEDE THE IMPLEMENTATION OF NATIONAL PROJECTS FOR THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE NORTHERN TERRITORIES OF RUSSIA AND PRIORITY AREAS FOR COUNTERING RISKS AND THREATS

Ключевые слова: Арктика, стратегические риски, нефтегазовые месторождения, загрязнение среды, природные ресурсы, углеводородное сырье.

Освоение природных ресурсов Арктики является одним из приоритетных направлений развития российской экономики. Минеральные ресурсы Заполярья, в том числе и Северного Ледовитого океана (металлы, уголь, нефть, газ, алмазы и т.д.) обнаружены и оценены лишь частично, хотя их разработка ведется более века. Причиной этому стали экстремальные природные условия, такие как суровый климат, вечная мерзлота, удаленность и труднодоступность, недостаточная энергетическая, транспортная, а значит, и социальная инфраструктура. Производственная деятельность и проживание в условиях Арктики связано с широким спектром опасностей и рисков, которые приходится преодолевать и государству, и бизнесу, и людям. Препятствующими реализации национальных проектов устойчивого развития северных территорий России, приоритетными объективными предпосылками и стратегическими рисками эксперты признают:

- неопределенность/недостаточность финансового и материального обеспечения деятельности;
- негативные последствия прошлой деятельности;
- недостаточные темпы развития атомной энергетики – самого эффективного способа декарбонизации энергосистемы страны, обеспечения развития безотходных и малоотходных технологий;
- фиксируемые задержки сроков ввода объектов экономики и объектов инфраструктуры в эксплуатацию;
- недостаточное соответствие объектов экономической деятельности законодательным и нормативным требованиям/стандартам обеспечения производственной и экологической безопасности, охраны окружающей среды, растущим экологическим требованиям

Согласно Стратегии развития российской Арктики – 2035, приоритетные стратегические риски в ней повлияют на социально-экономическое развитие.

В экономической деятельности

- значительные первоначальные издержки, обеспечение гарантий и компенсаций работникам районов Крайнего Севера и приравненных территорий;
- обновление, старение и выбытие основных фондов по видам экономической деятельности (в сопоставимых показателях);
- несоответствие системы среднего профессионального и высшего образования потребностям экономики и социальной сферы

ФАКТЫ

Минеральные ресурсы

Заполярья, в том числе Северного Ледовитого океана, обнаружены и оценены лишь частично, хотя их разработка ведется более века

7 федеральных проектов

направлены на разработку 44 береговых и шельфовых месторождений в Арктическом регионе

в квалифицированных и высококвалифицированных кадрах;

- отставание сроков развития инфраструктуры СМП, строительства судов ледокольного, аварийно-спасательного и вспомогательного флотов от сроков реализации экономических проектов;
- недостаточная мобильность системы экстренной эвакуации и оказания медицинской помощи членам экипажей морских судов в акватории СМП;
- несоответствие темпов развития аварийно-спасательной инфраструктуры системы общественной безопасности темпам роста социально-экономической деятельности.

В области социального развития

- снижение естественного прироста населения, миграционного оттока, сокращения общей численности населения;
- недостаточная эффективность системы государственной поддержки завоза в населенные пункты отдаленных местностей топлива, продовольствия, других жизненно необходимых товаров;
- недостаточная обеспеченность требований природоохранного законодательства Российской Федерации охраны окружающей среды и рационального природопользования.

Современная практика эксплуатации нефтегазовых и рудных месторождений позволила дополнительно конкретизировать объективные предпосылки и стратегические риски, препятствующие реализации национальных проектов устойчивого развития северных территорий России.

Предмет исследования

Вопреки мировому экономическому спаду в арктическом макрорегионе России ведут разработку или подготовку к разработке 44 береговых и шельфовых месторождений по 7 федеральным проектам:

- группы «Газпром» (включая «Русгаздобычу» и «Газпром нефть») – 21 месторождение, «Новатэк» – 7, «Лукойл» – 5, «Роснефть» – 11 месторождений и центров добычи;
- морской порт в районе п. Сабетта (проект «Ямал СПГ») – неотъемлемая составляющая проектов по добыче природного газа;
- завод по производству сжиженного природного газа в п. Сабетта (проект «Ямал СПГ»);
- железнодорожная магистраль «Северный широтный ход» в ЯНАО (сроки реализации проекта перенесены на 2027 год);
- мурманский транспортный узел (в составе государственной программы РФ «Развитие транспортной системы»);
- модернизация ледокольного флота (сроки реализации проекта перенесены на 2028–2030 гг.);
- железнодорожная магистраль «Бованенково–Сабетта»;
- центр строительства крупнотоннажных морских сооружений в Белокаменке.

Все эти проекты чрезвычайно важны для экономики страны. Такой комплексный подход к освоению арктических месторождений позволит сократить сроки реализации самих этих проектов, повысить надежность их функционирования и минимизировать затраты на реализацию.

Нефтегазовые месторождения на шельфе Арктики – это приоритетные направления развития экономики Российской Федерации, их разработка чрезвычайно важна в современных условиях.

Риски освоения нефтегазовых месторождений суши и шельфов

Выбор рациональных направлений деятельности на шельфе морей зависит от множества факторов, среди которых основными являются:

- экстремальные природно-климатические условия, постоянный ледовый покров или дрейфующие льды в арктических морях;
- геологическое строение, глубина залегания отложений и их состав, ледовая обстановка потенциального участка освоения;
- использование существующих технологий и технических средств, их создание для глубоководных шельфовых подводных и ледовых работ, высокая капиталоемкость морской добычи УВ, удаленность от основных промышленных центров, высокая ресурсоемкость и зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок топлива, продовольствия и товаров первой необходимости из других регионов России;
- природоохранные мероприятия, безопасность добычи и транспортировки углеводородного сырья, способы предотвращения и ликвидации экологических катастроф;
- низкая устойчивость экологических систем, определяющих биологическое равновесие

и климат Земли, их зависимость даже от незначительных антропогенных воздействий.

Как известно, предприятия нефтегазовой отрасли относятся к объектам повышенной опасности. Риски, которые возникают при освоении, обустройстве, добыче и транспортировке нефти и газа, эксплуатации нефтеперерабатывающих заводов, могут привести к крупным авариям и даже катастрофам.

Мировая статистика полного цикла жизнедеятельности морских буровых платформ (от изготовления до эксплуатации) фиксирует предстоящее освоение топливно-энергетических ресурсов арктического шельфа, увеличивает риски аварий. Максимальное количество аварий зафиксировано на стадии бурения (32%) и в процессе добычи продукции (29%). Основная часть открытых на арктическом шельфе месторождений углеводородов обладает запретительно высокими на данный момент издержками освоения, требует создания уникальных в мировом масштабе технологий в условиях существенных экологических рисков, разработки и/или корректировки государственных программ.

Несмотря на проведение профилактических организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасности, в российской Арктике продолжают иметь место аварии и ЧС, приводящие к гибели людей, экологическому и экономическому ущербу. Поэтому анализ основных рисков является одной из основных задач нефтегазовой отрасли при разработке арктических месторождений.

Геологические риски

Геологические риски связаны с низкой вероятностью открытия коммерческого месторождения. Величина геологических рисков не открытия коммерческих месторождений возрастает при истощении общего запаса углеводородов, но с развитием научно-технического прогресса появляются новые технологии по разведке и оценке месторождений нефти, что ведет к снижению геологических рисков. Задумываясь об открытии месторождений можно только в изученных регионах, где определена общая структура осадочного чехла, оконтурены крупнейшие зоны возможного нефтегазоаккумуляции, выполнена дифференцированная по площади и разрезу шельфа оценка ресурсов нефти, газа и конденсата и сделаны первые промышленные открытия. Это и ведет к возникновению геологических рисков и удорожанию стоимости работ геолого-разведочного процесса.

Технические риски

Разработка сырьевых ресурсов осуществляется с использованием постоянно усложняющихся технологий. С каждым годом нефть, газ и другие сырьевые продукты становятся продуктами наукоемкими и высокотехнологичными. Поэтому разработка и эксплуатация объектов топливно-энергетического комплекса на арктическом шельфе несут значительные технические риски. Для разработки и обустройства морских месторождений УВ на шельфе арктических морей применяются морские нефтегазопромысловые сооружения, грунтовые острова, плавучие и стационарные платформы, подводные добывающие комплексы, приспособленные для выполнения всех технологических операций, а также для круглогодичной работы, разработка ведется на конверсируемых оборонных предприятиях.

Комплекс технических средств для разведки и добычи углеводородов включает в себя: подводное буровое судно, стационарный блок управления и атомной энергетики, блок обработки продукта, подводное хранилище сырья – нефти или газового конденсата, всплывающий терминал для перегрузки жидких компонентов из подводного хранилища в танкеры, систему подводных коммуникаций и роботов для контроля и технического обслуживания систем. Следовательно, разработка, обустройство и эксплуатация месторождений связана с техническими катастрофами, отказом оборудования и т.д.

Транспортные риски

Для перевозки получаемого сырья необходимо создание транспортной инфраструктуры, нужны порты, танкерный флот, платформы, трубопроводы. Система транспортировки углеводородных ресурсов континентального шельфа технически сложна, также добавляется проблема отсутствия опыта транспортировки углеводородов в значительных объемах, дефицита танкеров и ледоколов. Выбор технологии и технических средств транспортировки определяется рядом факторов: географическое положение, глубина моря, объем транспортируемой продукции, путь и протяженность транспортировки. Нужно обращать внимание на эффективность и экономичную доставку нефти с месторождения в порт назначения в сочетании с обеспечением безопасности и надежности.

Экологические риски

В районах нефтегазовых месторождений арктического шельфа сложные природно-климатические условия способствуют возникновению экологических рисков, которые могут привести к значительному ущербу окружающей среде и требовать значительных затрат на ликвидацию и компенсацию.

Воздействие на атмосферу: выбросы (отработанные газы при работе турбин, сжигание газа на факеле, выбросы паров нефти в процессе добычи и загрузки танкеров).

Воздействие на морскую среду: техногенная нагрузка, загрязнения (рейдовые комплексы перегрузки нефти РКП, трубопроводы, аварийные ситуации, связанные с нарушением герметичности трубопровода при перекачке нефти с одного танкера на другой, из-за чего может произойти разлив нефти и загрязнение вод топливом и горюче-смазочными материалами).

Воздействие на морскую флору и фауну: выемка морского грунта при строительстве стационарной морской платформы и прокладке подводных трубопроводов, электромагнитное и шумовое воздействие теплообмен между искусственными сооружениями и морской средой, попадание в морскую среду мусора и малотоксичных отходов, что приводит к гибели водоплавающих птиц и рыб, ущерб рыболовству.

Заключение

Стратегия развития российской Арктики-2035 предусматривает основные направления парирования рисков и угроз, связанных с освоением национальных природных ресурсов. Среди них: превращение Северного морского пути в круглогодично действующую транспортную артерию; создание комплексной территориально-распределенной

ФАКТЫ

32%

аварий зафиксировано на стадии бурения

Шельфовые месторождения

в Арктике в большинстве случаев требуют запретительно высоких издержек освоения и уникальных в мировом масштабе технологий

системы мониторинга и прогноза опасностей и чрезвычайных ситуаций, а также адекватной реакции на них; усиление военной компоненты обеспечения безопасности освоения шельфа и транспортных коммуникаций; целенаправленное решение экологических проблем Севера (сокращение производственных выбросов, очистка территорий от последствий предыдущей деятельности человека, утилизация отходов, противодействие трансграничному переносу негативных факторов, борьба с природными пожарами, соблюдение норм рыболовства, охоты, заготовки леса и т.д.); постоянное внедрение новых технологий строительства в зонах вечной мерзлоты; опережающее развитие социальной инфраструктуры; использование «зеленой» энергетики. В России накоплен значительный опыт реализации сложных производственных и инфраструктурных проектов, адаптации социально-экономической сферы к различным этапам и планам этой деятельности с целью снижения отрицательных последствий и сохранения положительных результатов прошлого периода работы в сложных климатических условиях Арктики, получения качественно новых результатов для экономики страны, так и для населения региона. ●

Литература

1. Мингалев С.Г. и др. Особенности стратегических рисков реализации приоритетных проектов устойчивого развития северных территорий Российской Федерации. Часть I. Результаты анализа стратегических вызовов и угроз для северных регионов России // Технологии гражданской безопасности. – 2019. – Т. 16. – № 2 (60). – С. 52–59.
2. Воронина Е.П. Анализ рисков при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2012. – № 1. – С. 159–168.
3. Бушуев В.В. и др. О доктрине энергетической безопасности России // Экономика региона. – 2012. – № 2. – С. 40–50. Международное сотрудничество евразийских государств: политика, экономика, право. 2022 г. № 2.
4. Трубицина О.П., Башкин В.Н. Геополитические вызовы российской Арктике при углеводородном освоении территории // Арктика и Север. – 2021. – № 43. – С. 109–127.
5. Бердник А.Г., Бердник М.М. Факторы риска в области промышленной безопасности // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2017. – № 1. – С. 23–28.

KEYWORDS: Arctic, strategic risks, oil and gas fields, environmental pollution, natural resources, hydrocarbon raw materials.



ВРЕМЯ ДЛЯ ДВИЖЕНИЯ ВПЕРЕД

Российские антикоррозионные покрытия и ЛКМ для продления жизни конструкций и оборудования

ЭКСТРЕМАЛЬНЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И АГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ – ПРИВЫЧНЫЕ УСЛОВИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ. ЧТОБЫ ОБЕСПЕЧИТЬ ИХ ЭФФЕКТИВНУЮ РАБОТУ, ИСПОЛЬЗУЮТ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ, ПРОДЛЕВАЮЩИЕ СРОК СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ?

EXTREME TEMPERATURES AND AGGRESSIVE ENVIRONMENTS ARE COMMON OPERATING CONDITIONS FOR OIL AND GAS EQUIPMENT AND INDUSTRIAL INFRASTRUCTURE. TO ENSURE THEIR EFFECTIVE OPERATION, PAINT-AND-LACQUER MATERIALS WITH ANTI-CORROSION COATINGS ARE USED, WHICH EXTEND THE SERVICE LIFE OF THE EQUIPMENT. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN MANUFACTURERS OFFER?

Ключевые слова: антикоррозионное покрытие, лакокрасочные материалы, эксплуатация оборудования, нефтегазовый комплекс, импортозамещение.

Дмитриева Юлия Николаевна
генеральный директор
ООО «НИПРОИНС»

В структуру холдинга входит: научно-исследовательский институт, два завода по производству порошковых материалов, лаков, смол, отвердителей и жидких специальных материалов, а также складской комплекс и опытный завод.

Согласно программе переноса химических предприятий за черту города, завод переехал со своего исторического месторасположения в Ленинградскую область, где 16 февраля 2022 года состоялось официальное открытие новых промплощадок. Помимо заводов, комплекс включает парк хранения ЛВЖ с собственными железнодорожными путями, обеспечивающий оборот в объеме более 1000 т в месяц. Проектная мощность предприятия 25 000 т в год.

ООО «Холдинговая компания Пигмент» – старейшее предприятие России в области создания и производства лакокрасочных материалов различного назначения. История компании начинается с 1839 года, когда был построен первый завод по производству лакокрасочных материалов для Балтийского судостроительного, Путиловского и других заводов. Предприятие являлось поставщиком Императорского двора. В этом году предприятию исполняется 185 лет

На новых производственных мощностях реализована автономная технология производства, которая использует продукты собственного синтеза в изготовлении порошковых красок, а также системы оборотной воды. Технология позволяет уменьшить зависимость от поставок импортного сырья, а также снизить потребление электроэнергии и водоснабжения.

Сегодня завод реализует бесперебойные поставки ЛКМ для внутренних и наружных антикоррозионных покрытий для нефтепроводных труб,

отличающиеся возможностью эксплуатации до 50 лет в условиях экстремальных температур и агрессивных сред.

Современное оснащение производства и научно-исследовательского института как производственным, так и испытательным оборудованием позволяет разрабатывать и изготавливать конкурентоспособные лакокрасочные материалы, пользующиеся спросом на внутреннем рынке России. Среди потребителей продукции «Холдинговой компании пигмент»

такие крупные предприятия нефтегазового комплекса, как ЛУКОЙЛ, Транснефть, Газпром.

В институте внедрена система трансфера технологий синтеза и модификации: от «колбы» через опытно-промышленный реактор до малотоннажного производства. Наличие полностью масштабируемого участка нанесения позволяет проводить обработку полученных материалов, что дает возможность получить лакокрасочные покрытия на промышленном оборудовании без выезда к клиенту, при этом заранее смоделировать условия нанесения, тем самым ускорив внедрение материала.

Стратегия компании основывается на создании высокотехнологичных материалов: специальных лакокрасочных материалов для судостроения и судоремонта, комплексных систем защитных покрытий для нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, противокоррозионных материалов для металлургических комбинатов, для машино- и приборостроения, аэрокосмической отрасли, транспорта, бытовой техники, оборонной промышленности.

Одним из основных направлений в разработке и производстве лакокрасочных материалов для предприятия является производство материалов для судостроения и судоремонта. На протяжении 70 лет научно-исследовательский институт занимается разработкой современных материалов для судостроения.

В 2000–2022 годах в стенах института в инициативном порядке был разработан эпоксидный мастичный двухкомпонентный

материал для подводного нанесения – «Субкор», который может применяться для ремонтного окрашивания элементов конструкций под водой, формируя полимерное покрытие даже при температурах, близких к температуре замерзания воды. Отработано нанесение данного материала в реальных условиях в водах Финского залива и Белого моря.

В 2022–2024 годах были представлены новые материалы под торговыми марками Nautique и Industrie. Это эпоксидные, уретановые, акрилатные и алкидные материалы. Покрытия, формируемые на их основе, обладают необходимыми эксплуатационными и защитными свойствами.

Выпущенные материалы марок Nautique и Industrie уже прошли стадию окраски судна в зимний период (окрашено два сухогруза), испытания на протяжении полутора лет во Вьетнаме и Севастополе. Кроме того, противообрастающая эмаль нового поколения была испытана для технических средств военного назначения в Баренцевом море и показала высокие результаты.

Долговечность систем защиты в заданной коррозионной среде должна быть максимально достижимой на момент принятия решения и подтверждаться действующими стандартами и заключениями независимых аккредитованных испытательных центров. На данный момент компания получила заключения для схем, которые могут использоваться для окрашивания металлоконструкций различного назначения со сроками эксплуатации более 25 лет, для материалов по бетону получены промежуточные результаты по срокам эксплуатации 16 и 9 лет соответственно, в настоящее время испытания продолжают.

Сегодня специалисты предприятия продолжают работать над созданием новых судовых материалов. Так, в числе собственных разработок – ледостойкое покрытие. Для усовершенствования свойств и достижения современного уровня институтом разработан новый продукт, относящийся к группе 2 для судов ледового класса Arc4 и выше по классификации РМРС. Также в 2024 году планируется завершить разработку материала, соответствующего группе 1 класс 1 по классификации РМРС. Преимуществом

данного материала является использование отвердителей собственного производства. С учетом длительности и сложности испытаний материал выйдет на рынок не ранее 2025 года.

Реализуя программу импортозамещения в области антикоррозионных и специальных покрытий, в 2024 году компания планирует завершить разработку таких направлений, как:

- покрытия для арктических условий;
- защита внутренних поверхностей резервуаров;
- материалы для гидросооружений;
- линейка продуктов для судостроения.

Как и все российские производители, «Холдинговая компания Пигмент» столкнулась с такими сложностями, как уход европейского сырья с рынка и низкое качество азиатского сырья. Специалистами компании была проведена большая работа по выбору поставщиков качественного сырья, с внедрением собственных уникальных методик, оценивающих его качество, а также запущено производство собственных отвердителей.

Консолидация производства, науки, логистики, как в части поставки сырья, так и доставки готовой продукции заказчику дает самый лучший результат для развития всего предприятия.

Сейчас уникальное время для движения вперед. Лакокрасочная промышленность России переживает новый виток развития, связанный с открывшимися перспективами, объединяя в себе различные дисциплины и открывая уникальные возможности. ●

KEYWORDS: anticorrosive coating, paint and varnish materials, equipment operation, oil and gas complex, import substitution.



ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

В ЗОНЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Зими́на Дарья Андреевна
доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

Лунёв Артём Витальевич
бакалавр кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II



АВТОРЫ СТАТЬИ ДЕЛАЮТ ОБЗОР НАУЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОРИСТОСТЬ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ, С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ПРОБЛЕМАТИКОЙ ПОРИСТОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В СКВАЖИНЕ. ИСХОДЯ ИЗ АНАЛИЗА ВЫДЕЛЕНО ПЯТЬ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОРИСТОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ. В ХОДЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫЯВЛЕНО БЛАГОПРИЯТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ МИКРОКРЕМНЕЗЕМА НА ЦЕМЕНТ. В ДАЛЬНЕЙШЕМ РЕКОМЕНДУЕТСЯ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В КАЧЕСТВЕ УПРОЧНЯЮЩЕЙ ДОБАВКИ К ТАМПОНАЖНОМУ РАСТВОРУ

A LITERATURE REVIEW OF SCIENTIFIC SOURCES WAS CONDUCTED TO IDENTIFY THE MAIN FACTORS INFLUENCING THE POROSITY OF CEMENT STONE IN ORDER TO IDENTIFY THE THEORETICAL FOUNDATIONS NECESSARY FOR FURTHER RESEARCH RELATED TO THE PROBLEM OF POROSITY OF CEMENT STONE IN A WELL. BASED ON THE ANALYSIS, FIVE MAIN INDICATORS WERE IDENTIFIED THAT INFLUENCE THE POROSITY OF CEMENT STONE. THE STUDY REVEALED THE BENEFICIAL EFFECTS OF MICROSILICA ON CEMENT. IN THE FUTURE, IT IS RECOMMENDED TO USE IT AS A STRENGTHENING ADDITIVE TO CEMENT SLURRY

Ключевые слова: пористость цементного камня, температура, давление, водоцементное соотношение, седиментационная устойчивость, микросиликаты.

Сформировавшийся цементный камень с высокой проницаемостью становится частой причиной перетоков между пластами и, как следствие, снижения уровня добычи. Для предотвращения нарушения герметичности затрубного пространства необходимо, чтобы проницаемость цементного камня была ниже проницаемости пород, слагающих кровлю и подошву пласта. Данное исследование является наиболее актуальным для арктической зоны Российской Федерации, так как это регион с многолетнемерзлыми породами.

В связи с этим авторы считают важным изучение вопроса зависимости изменения структуры камня (распределения открытой и закрытой пористости), определяющую его прочность не только от водоцементного соотношения, химического состава раствора и применяемых добавок, но и от распространения температуры, давления и седиментационной устойчивости.

Постановка проблемы

Тема исследования пористости в цементном камне является актуальной в связи с увеличением геологического разнообразия разработки месторождений, а также с появлением новых методов добычи углеводородного сырья. Изучение пористости затвердевшего тампонажного раствора особенно важно в криолитозоне, в зоне расположения кондуктора и технических колонн, так как данный слой земной коры способствует образованию льда внутри и снаружи скважины, что влечет за собой образование ледяных пробок, которые блокируют поток жидкости в скважине. Существует необходимость в повышении качества цементирования скважин.

Низкое качество цементирования скважины может привести к смятию, пробою, обвалу, коррозионному разрушению обсадных труб, а также межколонным и заколонным перетокам, что впоследствии приведет к аварийной ситуации. Межколонные и заколонные перетоки, как правило, образуются в результате высокой проницаемости тампонажного материала,

ФАКТЫ Низкое качество цементирования скважины

приводит к смятию, пробою, обвалу, коррозионному разрушению обсадных труб, межколонным и заколонным перетокам, что может стать причиной аварийной ситуации

особенно в зоне контакта камень – обсадная труба, плохого сцепления между цементным камнем и породой, растрескиванием с последующим образованием поровых каналов по которым флюид поступает в скважину.

Поступление излишнего количества пластового флюида в скважину, непредусмотренное проектом, может привести к газонефтеводопроявлениям, что, в свою очередь, может привести к осложнениям и авариям. Высококачественное цементирование предотвратит избыточное попадание флюида из пласта в скважину, коррозионное воздействие на обсадные трубы, а также снизит вероятность утечки нефти, газа и других вредных веществ в окружающую среду.

С повышением общего количества пористости камня от 15 до 60% эффективное сечение уменьшается, вследствие чего уменьшается и его прочность [5]. Из-за высокой пористости возникают такие осложнения, как поглощение бурового раствора, разрыв сплошности цементного камня, газонефтеводопроявление, растепление и промерзание обсадной колонны. Межколонные и заколонные перетоки – одни из факторов возникновения ГНВП.

Температурный фактор

Исследования проводились после твердения тампонажного раствора в ячейках при воздействии теплового поля и поля холода, тем

РИСУНОК 1. Результаты исследования пористости с добавлением микросиликатов



Источник: [составлено авторами]

самым предоставив возможность моделирования скважины в зоне многолетнемерзлых пород.

В качестве расширяющей добавки использовался оксид кальция. С 6% CaO от массы вяжущего цементный камень продемонстрировал наибольшее расширение без потерь прочности [1]. Использовался хлорид кальция в количестве 4% как ускоритель сроков схватывания. Пластификатор – 0,5%, для повышения подвижности цементного состава [2]. А также микрокремнезем – ультрадисперсная пуццолановая добавка (5–15%), повышающая прочность [8]. Водоцементное отношение было равным 0,5.

В зоне залегания мерзлых пород при протекании процесса неуправляемой гидратации тампонажной смеси под действием тепловых полей с диапазоном от -5 до +40 °С, происходит неравномерное формирование сообщающихся и не сообщающихся между собой пор. При этом снижаются физико-механические показатели цементного камня и увеличивается его газопроницаемость.

Особенностью формирования цементного камня в зоне ММП является двустороннее воздействие тепловых полей. От стенки скважины передача отрицательных температур, от обсадной колонн – положительных.

С увеличением температур пористость цемента уменьшается из-за активации процессов гидратации его составляющих. Гидратация вызывает формирование гидрокарбоалюминатов кальция, поверхность которых блокируется гелевидной массой гидросиликатов кальция, что также приводит к снижению пористости. В то же время уменьшение размера и количества пор в нагретой части цемента приводит к улучшению его общей прочности.

При исследовании пористости образцов выявлено влияние тепловых полей на различные типы пористости – открытую, закрытую и общую.

ФАКТЫ

От 15 до 60%

диапазон повышения общего количества пористости камня, при котором уменьшается его прочность

Рисунок 1 отображает данные зависимости.

Согласно гистограмме, мерзлые породы чаще всего имеют открытую, закрытую и общую пористость.

Согласно экспериментальным данным [10] о влиянии температуры на структуру камня, наблюдается уменьшение пористости и снижение газопроницаемости каменной обоймы скважины на нагретой поверхности цементного камня.

Отрицательная температура окружающей среды замедляет скорость твердения цементного камня, в результате чего ухудшаются его прочностные свойства. В исследованиях Гасумова Р.А. образец, твердеющий при 5 °С, демонстрирует сниженные на 20% показатели прочности по сравнению с образцами, твердеющими при нормальных условиях [6].

При температуре окружающей среды -5 °С и более в тампонажном растворе с водоцементным отношением 0,5 вода, находящаяся в пустотах, замерзает, образуя прожилки льда, ширина которых может достигать 1 мм, а длина 40 мм. Эти ледяные линзы нарушают структуру цемента, понижая показатели прочности на изгиб [7].

В цементном камне свободная незамерзшая вода мигрирует в область отрицательных температур, при условии наличия температурного градиента (10–15 °С). После чего она преобразуется в лед, твердая фаза оттесняется к колонне и схватывается при низком В/Ц. В процессе миграции водной фазы, целостность поровых пространств нарушается, что приводит к десятикратному увеличению проницаемости крепи скважины. Наибольшие нарушения целостности структуры цементного камня фиксируются при температурах от +2 до -5 °С [12].

При нормальных условиях получается связанная масса гидратированного цемента с максимально плотным цементным камнем, а при промерзании в камне появляется повышенное содержание крупнокапиллярных пор, которые составляют 80% от всех пор в объеме. В такой структуре возникает давление

кристаллизационное и объемная деформация. При этом Миронов С.А. в своей работе [13] заметил, как объем оттаявшего цементного камня увеличивается на 0,8% от исходного за счет фазового превращения воды в лед.

Можно сделать вывод, что воздействие положительных температур на цементный камень оказывает благоприятное влияние, так как показатели пористости камня уменьшаются, а прочностные увеличиваются.

Водоцементное отношение

Снижение водосодержания тампонажного раствора ведет к увеличению его плотности. В Западной Сибири используются облегченные тампонажные растворы (В/Ц = 0,45). Это связано с распространенностью залегания зоны многолетнемерзлых пород и низкими градиентами давления разрыва. Однако использование составов с настолько низким водоцементным соотношением приводит к образованию некачественного цементного кольца. Происходит растрескивание по всему объему цементного камня, вызванное попаданием цементного фильтрата в поры. В практике наибольшее применение нашли пластифицирующие добавки, используемые в связи с необходимостью понижения гидростатического давления на пласт.

Водоцементное отношение – важнейший фактор, влияющий на прочность камня при раннем промерзании. Установлено [3], что с увеличением водоцементного отношения (от 0,42 до 0,8) при замерзании раствора резко возрастает интенсивность образования прожилки льда (от 0,7 до 28 мм² на 1 см² образца).

Пористость цемента уменьшается при увеличении температур из-за активации процессов гидратации его составляющих. Гидратация вызывает формирование гидрокарбоалюминатов кальция, поверхность которых блокируется гелевидной массой гидросиликатов кальция, что также приводит к снижению пористости

Лед не будет образовываться в цементном камне при В/Ц = 0,40 и меньше [9]. Такое водоцементное соотношение приводит к образованию структуры с малой пористостью, но его использование не является приемлемым при выполнении условия прокачиваемости раствора.

При использовании же В/Ц = 0,5 с прокачиваемостью проблем не возникает, однако происходит образование ледяных линз в структуре камня.

В связи с этим в дальнейших исследованиях будет рассматриваться микрокремнезем как добавка, увеличивающая прочность цементного камня и сохраняющая оптимальные показатели прокачиваемости раствора.

ФАКТЫ

Оксид кальция

используют в качестве расширяющей добавки

Седиментационная устойчивость

Жидкость затворения находится в несвязанном виде в начальный период схватывания. Твердая фаза оседает, что приводит к потере однородности раствора. Неизбежное оседание частиц нарушает сплошность столба цементного раствора, тем самым увеличивая проницаемость тампонажного камня.

Интенсификация седиментационных процессов появляется при постепенном охлаждении цементного состава. Свободная жидкость затворения стремится занять положение поверхности системы, тем самым образуя фильтрационные потоки. После этого за обсадной колонной будет располагаться вода, а в камне произойдет образование водяных поясов [15].

При смешивании воды и цемента происходит переупаковка молекул воды вследствие как химического связывания, так и ее адсорбции на поверхностях продуктов твердения [4]. Вода в химически связанных структурах занимает на 25% меньший объем по сравнению со свободной. При взаимодействии цемента с водой и образовании кристаллогидратов возникает дефект, равный примерно этому объему. Полости, где изначально находилась свободная вода, занимаются водой «извне», если это возможно. В зоне распространения ММП такой приток невозможен. Из-за развития в твердеющем камне усадочных деформаций герметичность крепи скважины будет нарушена.

Влияние давления

Высокопористое тело также может образоваться в процессе водоотдачи при слипании цементных частиц. При высокой водоотдаче происходит неконтролируемый уход воды из раствора в пласт, снижается объем цементного раствора и появляется разрыв сплошности столба.

В цементном растворе при водоотдаче снижается поровое давление. Понижение давления появляется менее чем за минуту после окончания продавки цемента в затрубное пространство, после чего начинается процесс миграции

газа из пласта в тампонажный раствор. Плотность структуры цементных частиц, наличие остаточной воды и ее свойства непосредственно влияют на градиент давлений, который, в свою очередь, влияет на скорость проникновения газа.

Наличие газового фактора ускоряет вытеснение остаточной жидкости из пористой цементной массы, понижает поровое давление, увеличивая размеры миграционных каналов, и является причиной снижения прочности и герметичности цементного камня.

Герметичность заколонного пространства при разобщении пластов в скважине – важнейшая параметр, который обеспечивает безопасную и стабильную эксплуатацию. Процесс изменения порового давления во время твердения цементного камня при ОЗЦ в заколонном пространстве слабо изучен на сегодняшний день. Он напрямую влияет на качество разобщения пластов с точки зрения движения флюида [11].

Высокие значения водоотдачи и падение порового давления сводят к нулю эффект расширения даже при применении расширяющихся составов [14].

При водоцементном соотношении 0,40 и меньше лед в цементном камне образовываться не будет из-за образования структур с малой пористостью, но его использование невозможно при условии прокачиваемости раствора

Гидростатическое давление влияет на скорость схватывания цемента, так как оно влияет на процесс гидратации. Чем выше гидростатическое давление, тем быстрее происходит процесс схватывания цемента. Это связано с увеличением доступной воды для гидратации цемента и ускорением проникновения и перемешивания воды в твердые частицы цемента.

Заключение

В данной работе было рассмотрено влияние на пористость цементного камня таких факторов, как температура, водоцементное соотношение, седиментационная устойчивость и давление. Установлены закономерности распределения объемной пористости камня в зависимости от показателей данных факторов.

В дальнейшем планируется разработка состава тампонажного раствора с высокими прочностными показателями и коррозионной стойкостью. Одним из способов решения данной проблемы является использование пуццолановых добавок, в частности микрокремнезема. Данный материал в составе цемента демонстрирует оптимальные показатели как не застывшей тампонажной массы, так и уже сформировавшегося цементного камня в зоне многолетнемерзлых пород. К этим показателям относятся – водоцементное

ФАКТЫ

От 2 до -5 °C

температура, при которой фиксируются наибольшие нарушения целостности структуры цементного камня

соотношение, предел прочности на изгиб, предел прочности на сжатие, растекаемость, конец срока схватывания цемента и газопроницаемость цементного камня. ●

Литература

1. Агзамов Ф.А. О необходимой величине расширении тампонажных материалов / Ф.А. Агзамов, В.В. Бабков, И.Н. Каримов // Территория Нефтегаз. – № 8. – 2011. – С. 14–15.
2. Агзамов Ф.А. Механизм действия пластификаторов в тампонажных растворах / Ф.А. Агзамов, Р.Ф. Давлетшин, Е.В. Беляева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 2. – С. 8–13.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 406 с.
4. О необходимости учета седиментационной устойчивости тампонажных материалов / Булатов А.И., Куксов А.К., Обозин О.Н. – Бурение, 1971, № 2, с. 9–11.
5. Газизов Х.В. Расширение цементного раствора-камня и управление его свойствами / Х.В. Газизов // Бурение и нефть. – 2011. – № 9. – С. 24–26.
6. Гасумов, Р.А. Факторы, влияющие на качество крепления скважин месторождений Крайнего Севера / Р.А. Гасумов, О.С. Кондренко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 9. – С. 57–61.
7. Горский А.Т. Требования к свойствам тампонажного раствора-камня для крепления разведочных скважин на нефть и газ в условиях многолетнемерзлых пород Западной Сибири / А.Т. Горский // Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. – 1981. – 16 с.
8. ГОСТ Р 56178-2014 Модификаторы органоминеральные типа МБ для бетонов, строительных растворов и сухих смесей. Технические условия. – Введен 2005-14-01. – М.: Стандартинформ. – 2015. – 26 с.
9. Зельцер П.Я. Тампонажный раствор с комплексными химическими добавками для цементирования низкотемпературных скважин // Бурение. – М.: Недра, 1980. – № 3. – С. 20–21.
10. Зимина Д.А. Обоснование и разработка микросиликатных тампонажных систем для крепления скважин в криолитозоне: диссертация на соиск. ученой степени канд. техн. наук: 25.00.15 // Санкт-Петербург, 2020. – 121 с.
11. Костелов М.А., Габбасов А.Ф. Методика формирования цементного камня под давлением / УГНТУ, Булатовские чтения, материалы II Международной научно-практической конференции – 2018. – 3 с.
12. Кулиев, В.Д. Некоторые проблемы механики разрушения неоднородных структур / В.Д. Кулиев, В.Ф. Образцов, Ю.В. Зайцев // Механика разрушения бетона и железобетона. – Севастополь, 1988. – 47 с.
13. Мионов С.А. Бетоны твердеющие на морозе. – М.: Стройиздат, 1974. – 265 с.
14. Фёдоров В.Н. Исследование падения порового давления в цементных растворах / В.Н. Фёдоров, А.П. Аверьянов, М.А. Дюсонгалиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011, № 5. С. 48–53.
15. Goodman M.A. Arctic drilling operations present unique problems // World oil. 1977. V. 185. – № 6. – P. 95–100.

KEYWORDS: porosity of cement stone, temperature, pressure, water-cement ratio, sedimentation resistance, microsilicates.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–4 августа

Международная выставка теплоизоляционных материалов, водонепроницаемых материалов и энергосберегающих технологий

TIM Expo Shanghai 2024

Китай, Шанхай, Shanghai New International Expo Centre (SNIEC)

7–8 августа

Выставка инноваций в промышленности

Advanced Manufacturing Expo (AMX) 2024

США, Гранд-Рапидс, DeVos Place

26–28 августа

Международная нефтегазохимическая выставка и форум

TatOilExpo 2024

Казань, МВЦ «Казань Экспо»

АВГУСТ

П	5	12	19	26	
В	6	13	20	27	
С	7	14	21	28	
Ч	1	8	15	22	29
П	2	9	16	23	30
С	3	10	17	24	31
В	4	11	18	25	

20–22 августа

Выставка новейших технологий беспроводных сетей

ISE Expo 2024

США, Даллас, Kay Bailey Hutchison Convention Center

21–24 августа

Международная выставка и конференция по технологиям автоматизации и робототехники

Automation Expo 2024

Индия, Мумбаи, Bombay Convention & Exhibition Centre (BEC)

28–29 августа

Швейцарская ярмарка промышленности и науки

Automation & Electronics 2024

Швейцария, Цюрих, Messe Z rich

О МЕРАХ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Сладков Павел Алексеевич

заместитель руководителя Центра компетенций импортозамещения в ТЭК, АНО «Агентство по технологическому развитию»

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ДРАЙВЕРОВ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ: ДОХОДЫ ОТ ДОБЫЧИ И ПРОДАЖИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОБЕСПЕЧИВАЮТ БОЛЕЕ ПОЛОВИНЫ ВСЕХ ПОСТУПЛЕНИЙ В БЮДЖЕТЕ РОССИИ И СВЫШЕ 20% ЕЕ ВАЛОВОГО ВНУТРЕННЕГО ПРОДУКТА. ТАКЖЕ ОН ВЫСТУПАЕТ КРУПНЕЙШИМ ПОТРЕБИТЕЛЕМ ОБОРУДОВАНИЯ И КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НИХ – ОБЪЕМ ИХ РЫНКА ОЦЕНИВАЕТСЯ В 490 МЛРД РУБЛЕЙ В ГОД, ДОЛЯ ИМПОРТА СОСТАВЛЯЕТ 35%. ВВЕДЕНИЕ ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ ПРОТИВ РОССИИ СТАЛО СОЗДАВАТЬ СЛОЖНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННЫМ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ В ОБЕСПЕЧЕНИИ НЕОБХОДИМЫМИ ИМ КОМПОНЕНТАМИ. ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ ПРЕДПРИЯТИЙ СФОРМИРОВАН КОМПЛЕКС МЕР ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

THE OIL AND GAS COMPLEX IS ONE OF THE KEY DRIVERS OF ECONOMIC DEVELOPMENT. INCOME FROM THE PRODUCTION AND SALE OF HYDROCARBONS PROVIDES MORE THAN HALF OF ALL REVENUES IN THE RUSSIAN BUDGET AND OVER 20% OF ITS GROSS DOMESTIC PRODUCT. IT IS ALSO THE LARGEST CONSUMER OF EQUIPMENT AND COMPONENTS FOR THEM, WHERE THE VOLUME OF THEIR MARKET IS ESTIMATED AT 490 BILLION RUBLES PER YEAR AND THE SHARE OF IMPORTS IS 35%. THE INTRODUCTION OF WESTERN SANCTIONS AGAINST RUSSIA BEGAN TO CREATE DIFFICULTIES FOR DOMESTIC OIL AND GAS COMPANIES IN PROVIDING THE COMPONENTS THEY NEEDED. TO SUPPORT ENTERPRISES, A SET OF MEASURES OF STATE SUPPORT FOR THE OIL AND GAS COMPLEX HAS BEEN FORMED

Ключевые слова: государственная поддержка, предприятия нефтегазовой отрасли, импортозамещение, санкции, импорт.

Центральным звеном комплекса мер господдержки предприятий ТЭК является программа предоставления грантов на обратный инжиниринг критических комплектующих изделий,

реализуемых Агентством по технологическому развитию (далее – Агентство) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 208 от 18 февраля

2022 года. Под ее действие подпадают запасные части, сырье, материалы и инструменты, которые в России не выпускаются или же производятся в ограниченном объеме.

УДК 338.45

Обратный инжиниринг представляет собой моделирование продукта-аналога путем изучения какой-либо оригинальной детали или агрегата. Для этого проводятся замеры и определяются материалы необходимого изделия. Затем создается его 3D-модель и составляются чертежи, изготавливается опытный образец и проводятся его испытания. Результат такого процесса чаще всего выражен в конструкторской и технологической документации. При необходимости в документацию вносятся изменения и дополнения, после чего ее можно использовать для организации серийного выпуска на промышленных предприятиях.

В процессе участвуют три стороны – потребители, исполнители и производители. Потребителями являются организации, которые в сложившихся условиях не могут приобрести необходимые для бесперебойного функционирования комплектующие. Эти компании представляют в Агентство запросы о своих потребностях в тех или иных запчастях, сырье или материалах.

Далее на заседаниях отраслевых экспертных групп Агентства оценивается критичность заявленных потребностей для отрасли и государства в целом, а также реализуемость проектов с учетом технологических и производственных возможностей и параметров меры поддержки. В случае положительного решения позиция добавляется в перечень приоритетных комплектующих.

На оплату труда сотрудников, занятых в разработке конструкторской документации, и уплату взносов в социальные фонды исполнитель может направить не более 70% величины гранта

После – агрегируются коммерческие предложения для формирования начальной максимальной цены, объявляется конкурс на выбор исполнителя, где и определяется победитель (получатель гранта).

Исполнителями могут быть конструкторские бюро и инжиниринговые центры, созданные на базе российских

вузов и частные компании, у которых есть достаточный опыт разработки конструкторской документации. Они в обязательном порядке должны пройти квалификацию, проще говоря, подтвердить свои профильные компетенции. Для этого им следует зарегистрироваться в Государственной информационной системе промышленности и представить договоры по НИОКР на сумму не менее 50 млн рублей за три года.

Максимальный размер финансирования проекта достигает 100 млн рублей, из них 80% – непосредственно сам грант, 20% – средства исполнителя

Максимальный размер финансирования проекта достигает 100 млн рублей, из них 80% – непосредственно сам грант, 20% – средства исполнителя. Важно учесть, что требования к структуре расходования средств гранта строго регламентированы.

Например, не более 70% величины гранта исполнитель может направить на оплату труда сотрудников, занятых в разработке конструкторской документации, и уплату взносов в социальные фонды. До 50% размера гранта допускается определять на материальные затраты (в частности, на закупку сырья, материалов и оборудования, изготовление опытных образцов).

После того, как исполнитель сформирует конструкторскую документацию, он обязан передать

ее Агентству. Оператор в свою очередь открывает к ней доступ потенциальным производителям, готовым наладить серийный выпуск.

Если исполнитель берет на себя обязательства по выпуску, то получает конструкторскую документацию на безвозмездных условиях до момента достижения результата по выручке: она

должна превысить грант в два раза в течение четырех лет. В иных случаях производитель уплачивает вознаграждение в размере 2% от выручки за счет продажи изделия.

В целом за два года Агентство поддержало более 220 проектов, из них с нефтегазовым комплексом связано 36 проектов с суммарным финансированием порядка 1,9 млрд рублей.

Помимо грантовой программы, Агентство совместно с несколькими

вузами разработало программу обучения обратному инжинирингу. Она состоит из нескольких треков, три касаются обратного инжиниринга в машиностроении, химии и приборостроении, еще один посвящен управлению проектами. Все треки пользуются спросом со стороны нефтегазовых компаний.

В настоящее время обсуждается введение новой меры государственной поддержки, целью которой является обеспечение выхода на рынок российской продукции и гарантированного заказа за счет компенсации потребителю разницы стоимости российской и зарубежной продукции («кэшбэк»). Ее покупателями могут выступить отечественные нефтегазовые и сервисные компании.

Для потребителей предусматривается компенсация до 100% разницы стоимости более дорогой российской продукции по отношению к зарубежной в течение трех лет. Такая мера обеспечит заказчиков аналогичной по стоимости и качеству российской продукцией, а производителей – гарантированными заказами на длительный срок. В результате потенциальный объем вывоза российской продукции только в течение ближайших пяти лет может превысить 41 млрд рублей. ●

KEYWORDS: government support, oil and gas industry enterprises, import substitution, sanctions, import.

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ГОСУДАРСТВЕННОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ НГК:

методологические положения опережающего развития российской экономики

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНСТИТУТОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ГР НГК) ВКЛЮЧАЕТ ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, ПРАВОВОЙ И СУДЕБНОЙ СИСТЕМ, РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ МЕР РЕГУЛИРУЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПРИНИМАЕМЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ СУБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЗАДЕЙСТВОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ. НА ПРИМЕРЕ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА (ЕАЭС) ПОКАЗАНА ЗНАЧИМОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЕДИНЫХ ПРАВОВЫХ И РЕГУЛЯТОРНЫХ УСЛОВИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ РАЗРАБОТКУ ЕДИНЫХ ПРАВИЛ, НОРМ, СТАНДАРТОВ, ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ. ВЫДЕЛЕНА ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ ИНСТИТУТОВ С УЧАСТИЕМ РОССИИ, РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ СО СТРАНАМИ ВОСТОЧНОЙ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ ПРИЗВАНА СОДЕЙСТВОВАТЬ РАЗВИТИЮ СБЫТА ПОСТАВОК, ПРЕДУСМАТРИВАЕТ РАЗРАБОТКУ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ПРОГРАММ КОМПЛЕКСНОГО СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНОВ. В РАМКАХ СТАНОВЛЕНИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ ПЛАТФОРМЫ ЗНАЧИМАЯ РОЛЬ ОТВОДИТСЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПЕРЕДОВОМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ОСНАЩЕНИЮ И РАСШИРЕНИЮ КООПЕРАЦИОННЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ. ЭТО ПРЕДУСМАТРИВАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОЛОГИИ ГР НГК ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭКОНОМИКИ

THE RESEARCH OF THE EFFECTIVENESS OF THE INSTITUTIONS OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX INCLUDES ISSUES OF IMPROVING THE INSTITUTIONAL AND PRODUCTION INFRASTRUCTURE, LEGAL AND JUDICIAL SYSTEMS, THE PRODUCTIVITY OF REGULATORY MEASURES AND MANAGEMENT DECISIONS, THE DEVELOPMENT OF ECONOMIC RELATIONS BETWEEN OIL AND GAS ACTORS, AND THE USE OF THE CAPABILITIES OF INTERNATIONAL INSTITUTIONAL MECHANISMS. THE EXAMPLE OF THE EURASIAN ECONOMIC UNION SHOWS THE IMPORTANCE OF THE FORMATION OF UNIFORM LEGAL AND REGULATORY CONDITIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF ECONOMIC ACTIVITY, INCLUDING THE DEVELOPMENT OF UNIFORM RULES, NORMS, STANDARDS, TECHNICAL REGULATIONS. ARE HIGHLIGHTED THE FEATURES OF THE FUNCTIONING OF INTERNATIONAL INSTITUTIONS WITH THE PARTICIPATION OF RUSSIA, THE DEVELOPMENT OF ENERGY RELATIONS WITH THE COUNTRIES OF EAST AND CENTRAL ASIA. ECONOMIC INTEGRATION IS DESIGNED TO PROMOTE THE DEVELOPMENT OF SALES OF SUPPLIES, PROVIDES FOR THE DEVELOPMENT OF STATE PROGRAMS FOR THE INTEGRATED SOCIO-ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE REGIONS. WITHIN THE FRAMEWORK OF THE FORMATION OF THE INSTITUTIONAL PLATFORM, A SIGNIFICANT ROLE IS GIVEN TO NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY, ADVANCED TECHNOLOGICAL EQUIPMENT AND THE EXPANSION OF COOPERATION BETWEEN OIL AND GAS COMPANIES. THIS PROVIDES FOR THE NEED TO DEVELOP A METHODOLOGY FOR STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX TO ACHIEVE TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY AND THE ADVANCED DEVELOPMENT OF THE DOMESTIC ECONOMY

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, институты государственного регулирования, институциональные факторы, институциональная инфраструктура, экономическая интеграция, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, опережающее развитие.

Трофимов Сергей Евгеньевич
профессор Академии военных наук,
К.Э.Н.

Постоянное реформирование механизма ГР НГК, связанное с изменениями норм и правил для участников энергетических отношений, направлено на повышение устойчивости и прозрачности функционирования. В самих нефтегазовых компаниях наблюдаются перераспределение структуры собственников, постепенное сокращение государственного участия в акционерном капитале, изменение

прав собственности. Естественные экономические процессы сопряжены с постепенной трансформацией структуры национального ТЭБ, внутренними и общемировыми тенденциями, глобальным энергетическим переходом.

Следует выделить неэффективность антимонопольных органов в ключевых вопросах отраслевого развития.

УДК 338.45.622.3(470)

Это относится к обоснованности существующей системы тарифов и механизмов их формирования, установлению для внутренних потребителей конечных розничных цен на углеводородное сырье и продукцию, ответственности за их завышение, одобрению сделок по слиянию и поглощению энергетических компаний. В случае если реструктуризация не принесет необходимых результатов, возможно рассмотрение вопроса об их реорганизации как самостоятельного института государственной власти. Контрольный пакет государства в ряде крупных нефтегазовых компаний не должен приводить к монополю высокому ценам для населения и предприятий. Кардинальное реформирование отдельных органов государственной власти связано с необходимостью качественного повышения их результативности. В совокупности это содействует устойчивому отраслевому развитию, становлению внутренних положительных процессов, укреплению энергетических отношений, направлено на совершенствование институциональной и производственной инфраструктуры, улучшение инвестиционного климата, расширение экономических возможностей и качественные улучшения производственных показателей и инвестиционного климата.

Экономические реформы, связанные преимущественно с бюджетно-налоговым и финансовым

регулированием, затрагивают различные сегменты НГК, в т.ч. вопросы развития системы внутренних и магистральных нефтегазопроводов. Ключевые тенденции национального НГК находят отражение в структуре энергетических проектов, привлечении иностранного капитала, приватизационных процессах и огосударствлении отдельных компаний. Институциональная платформа предполагает совершенствование правовой и судебной систем, их адаптацию и соответствие сложившейся рыночной и политической конъюнктуры, развитие внутренних и внешнеэкономических отношений между субъектами нефтегазовой деятельности. Переход к кластерному типу развития способствует формированию и развитию ключевых центров добычи, а также позволяет отойти от неэффективных управленческих методов. Организационно-правовые формы нефтегазовых компаний могут претерпевать существенные изменения ввиду необходимости повышения эффективности их функционирования и снижения себестоимости конечной продукции, что связано в т.ч. с устранением излишних звеньев в цепочке поставок [1, 18].

Особенности функционирования международных институтов с участием России

По сравнению с ведущими добывающими странами, глобальное лидерство по показателям экономической эффективности в НГК достигается в т.ч. благодаря задействию международных

институциональных механизмов, призванных активизировать наиболее значимые формы и инструменты ГР [2]. Повышение эффективности функционирования предприятий, располагающих соответствующими финансовыми ресурсами и поставленными на баланс запасами МСБ, на современном этапе по-прежнему связано с вопросами вертикальной интеграции, передачей на аутсорсинг непрофильных видов деятельности. Усиление процессов концентрации капитала и активов сопровождается вложением значительных объемов инвестиций в развитие добывающих регионов.

Экономические преобразования, связанные с сокращением коррупционных факторов, содействуют повышению устойчивости функционирования различных сегментов НГК, находят отражение в финансово-инвестиционных показателях. Недостаток инвестиций в отдельные проекты не должен подрывать их реализацию, решение социально-экономических вопросов в районах присутствия. Органичное развитие национальных экономик, сформированных зарубежных рынков потребления российских углеводородов, обладающих определенным запасом прочности, позволяет рассчитывать на своевременную оплату энергетических ресурсов в полном объеме в установленные сроки. Происходящие во многих странах внутренние процессы связаны с использованием прямых и косвенных методов ГР, рыночных и административных форм и инструментов регулирующей практики.

Эффективное бесперебойное взаимодействие элементов мировой экономической системы подразумевает структурные

изменения в глобальном ТЭБ, связанные с энергетическим переходом и укреплением энергетической безопасности государств. Исключение из точек взаимодействия административных и хозяйственных барьеров способствует достижению обозначенных целевых показателей. Субъекты экономической деятельности и внешнеторговые партнеры образуют взаимосвязи, которые должны функционировать как целостный механизм, содействующий повышению эффективности экономики и национального ТЭК, устойчивому развитию связанных отраслей производства. Аналитическая подготовка принимаемых государственных решений учитывает изучение передового мирового опыта в данной области, расчеты экономического эффекта и последствий от их внедрения.

Расширение глобализационных и усиление пришедших им на смену интеграционных процессов, в первую очередь в государствах ЕАЭС, предполагает осуществление государственной энергетической политики в контексте Евразийской экономической интеграции. В рамках интеграционного объединения создаются единые правовые и регуляторные условия для национальных НГК за счет передачи отдельных полномочий и государственных решений на наднациональный уровень. Это возможно осуществить благодаря изучению ведущей экономической практики, применимой к текущим условиям и направленной на укрепление национальной и энергетической безопасности, совершенствование институциональной среды, максимизацию интеграционных преимуществ, способствующих созданию комфортных условий для развития и ведения бизнеса, устранению административных барьеров, при этом не должна уменьшаться степень воздействия на происходящие процессы [6, 12].

Трансформация российского НГК связана с вопросами уточнения технических регламентов, совершенствованием законодательства в отношении формирования единого энергетического рынка ЕАЭС. Созданные институты должны органично вписываться в структуру государственного аппарата, оказывать органам ГР НГК консультационное

и информационно-аналитическое сопровождение, дополнять представленные функции, а не дублировать полномочия, деструктивно влияя на принимаемые решения и вмешиваться напрямую в вопросы их ведения и функционирования. Их деятельность предполагает взаимодействие по обозначенным вопросам с органами государственной власти, различными предприятиями, финансовыми организациями и др.

Рассмотрение данных вопросов с альтернативных позиций может быть использовано при разработке и принятии НПА в энергетической сфере. Кроме того, принимаемые ими решения и резолюции не должны становиться обязательными к исполнению, а быть, скорее, справочными.

Расширение глобализационных и усиление пришедших им на смену интеграционных процессов, в первую очередь в государствах ЕАЭС, предполагает осуществление государственной энергетической политики в контексте Евразийской экономической интеграции

Структурные элементы государственного механизма обладают неодинаковыми финансовыми, административными и трудовыми ресурсами, кадровым подбором исполнителей, что при конкретных условиях и факторах воздействия подразумевает различные сроки осуществления проектов, их организационную форму, качественные и количественные показатели исполнения и реализации. Функционирование органов ГР НГК как целостного механизма, без разрозненности деятельности и нарушений в работе, предполагает в среднем одинаковые темпы развития различных направлений и сегментов, формирование новых точек роста, планомерно произрастающих в одну из платформ, обеспечивающих устойчивость национальной экономики. Важнейшая роль НГК в рамках взаимодействий с приграничными государствами обуславливает необходимость дальнейшего совершенствования институциональной и производственной инфраструктуры, ускоренной и более эффективной разработки нефтегазовых месторождений, строительства

новых ответвлений в системе трубопроводов.

Реализация государственной нефтегазовой политики требует выверенных регулирующих решений, отсутствие излишних действий. В перспективе создание международных институтов с участием России с целью соотнесения позиций по возникающим внутренним и внешнеэкономическим вопросам способствует совместному осуществлению основных энергетических проектов, освоению перспективных углеводородных провинций, прагматичному задействованию нефтегазотранспортной системы. В рамках ЕАЭС для этого создаются соответствующие институциональная и правовая платформы, вырабатываются

единые решения государств-участников, обеспечивающие синергетический эффект [5, 20]. Созданные на межгосударственном или наднациональном уровне условия не должны значительно отличаться от внутренних, фактически – быть приведены с ними в соответствие. Разработка оснований и правовой документации для данных институтов осуществляется совместными усилиями государств во избежание последующих спорных аспектов. Энергетический вопрос на Евразийском экономическом пространстве требует подробной детализации, уточнений нормативно-правовой базы, ее соотнесения с национальными в разрезе по странам, в т.ч. в отношении документов стратегического развития, их согласования с государственными целями и задачами. Это требует понимания причин возникновения экономических вопросов и политических процессов в сопредельных государствах, содействия их разрешению для скорейшего достижения общих целей, своевременной корректировки регулирующих действий.

Миссия, цели и планы развития созданных институтов во многом могут быть схожи с их зарубежными и международными аналогами. Соотнесение ключевых показателей функционирования и результатов деятельности по степени эффективности, в т.ч. с целью выявления «слабых звеньев», требует корректировки применяемого инструментария. Понимание нерезультативности отдельных направлений проводимой государственной политики предусматривает ответственность за принятие регулирующих решений, уточнение используемых методов, форм и инструментов ГР НГК до момента достижения критической точки. Извлечение и максимизация конкурентных преимуществ из природно-климатических и географических факторов на стыке двух континентов предполагает аналитическую работу над реализацией проектов, постоянное наращивание собственных профессиональных компетенций, поиск новых возможностей экономически устойчивого развития НГК исходя из существующих и перспективных реалий. Их последовательное использование направлено на постоянный контроль вопросов энергетической безопасности, энергоэффективности, мониторинг экологической ситуации.

Исходя из стратегических приоритетов, прагматичное производство и потребление объектов инфраструктуры связано с комплексным внедрением новейших технологических и цифровых достижений. В прогнозном горизонте в странах ЕАЭС формируется общий энергетический рынок без инфраструктурных, институциональных и иных ограничений, с равными целями для конечных потребителей и возможностями доступа к различным углеводородным проектам и технологической базе.

для разработки месторождений собственной ресурсной базы [3, 24].

Расширение экономических отношений с потребителями углеводородов в странах ЕАЭС предусматривает заключение долгосрочных взаимовыгодных контрактов, осуществление совместных межгосударственных решений в едином направлении, приведение их к общему основанию, обеспечивает повышение энергоэффективности за счет сокращения издержек в различных сегментах НГК, снижения внешнеэкономических и политических рисков, роста инфраструктурных возможностей и наращивания экспортного потенциала. При этом учитываются риски кардинального изменения политической ситуации в отдельных государствах: то, что еще относительно недавно считалось невозможным, в течение относительно непродолжительного периода может способствовать значительным трансформациям. Участие в работе международных институтов требует приведения в соответствие НПА в нефтегазовой сфере в отношении используемых методов, форм и инструментов ГР.

В прогнозном горизонте в странах ЕАЭС формируется общий энергетический рынок без инфраструктурных, институциональных и иных ограничений, с равными целями для конечных потребителей и возможностями доступа к различным углеводородным проектам и технологической базе

Взаимодействие осуществляется как по типу «сверху – вниз», так и в рамках одного уровня между различными государственными энергетическими компаниями, например при реализации углеводородных проектов путем вхождения в уставный капитал предприятий различных стран, образования банков и иных финансовых институтов, привлечения дополнительных инвестиций на новых рынках, формирования совместных предприятий по комплексному освоению нефтегазовых месторождений.

Азиатское направление НГК предполагает развитие межгосударственных взаимодействий с Казахстаном, Туркменистаном как ключевыми

в постсоветском регионе газодобывающими странами и в меньшей степени с Киргизией, Узбекистаном и Таджикистаном. Одни нефтегазовые партнеры полностью обеспечивают внутренний спрос на углеводороды, другие – экспортируют энергоносители. Оценки запасов и прогнозы развития топливно-энергетического сегмента рынка для каждой страны индивидуальны. В большинстве государств вопросы внутренней нефтегазовой политики аналогичны внутрироссийским и связаны с необходимостью повышения энергоэффективности, прагматичной разработкой месторождений, развитием инфраструктуры, транспортной доступности, улучшением экологической ситуации и др.

Производители и потребители энергетических ресурсов заинтересованы в снижении энергоемкости национальных экономик: экспортеры рассматривают возможности наращивания промышленного потенциала, строительства производств, модернизации действующих объектов энергетики, импортеры – планируют

диверсифицировать источники поставок углеводородов, максимально эффективно использовать ресурсы. Часть зарубежных нефтегазовых компаний имеют шельфовые неарктические проекты, разработка которых зависит от уровня собственных финансовых и технологических возможностей, глобальной экономической и политической конъюнктуры, экологической ситуации. Стабильные внешнеэкономические взаимодействия содействуют обеспечению надежных экспортных поставок [9, 14].

Минимизация политических рисков в рамках различных интеграционных объединений связана с тем, что между отдельными государствами существуют угрозы возникновения

военных конфликтов, в т.ч. за право собственности на перспективные нефтегазоносные участки. В ряде внутренних экономических вопросов значительно давление западных государств, попытки политического влияния крупнейших нефтегазовых корпораций через задействие собственного административного ресурса. Межгосударственные взаимоотношения, выстроенные по территориальному локальному принципу, направлены на совместное достижение обозначенных целевых показателей. Подобной стратегии придерживаются множество государств-участников международных институтов, включая Россию. Конечная цель сводится к максимизации полезности и накопленного опыта в вопросах Евразийской экономической интеграции (правила, регуляторные нормы, стандарты, технические регламенты), а также в рамках БРИКС, ШОС и других объединений.

Большинство относительно слабых государств не обладают достаточными финансово-инвестиционными и технологическими возможностями для разработки собственной ресурсной базы: здесь может быть востребован опыт России как ключевого участника мирового нефтегазового рынка. Они нуждаются в выработке и реализации нефтегазовой стратегии, детализированной информации в отношении текущих вопросов и перспектив собственного развития, модернизации объектов НГК и энергетической инфраструктуры, внедрении прорывных инновационных решений в различные сегменты нефтегазового производства, дополнительных капиталовложениях и политических гарантиях реализации углеводородных проектов. Равномерное нарастание производственной активности, без существенных промышленных спадов даже в периоды кризисных и депрессивных экономических явлений содействует укреплению взаимоотношений и росту товарооборота непосредственно между нефтегазовыми компаниями. Кризисные явления вполне могут послужить основой экономически устойчивого развития, началом становления принципиально новых нефтегазовых проектов, строительства прилегающей к ним инфраструктуры. Развитие промышленных производств и

нефтегазосервиса возможно в т.ч. за счет привлечения услуг иностранных предприятий.

Увеличение объемов производства в НГК сопровождается развитием и технологическим обновлением трубопроводной и транспортной системы; это характерно в т.ч. для труднодоступных районов, освоение которых требует колоссальных дополнительных капиталовложений [8, 10]. Объекты созданной нефтегазовой инфраструктуры могут использоваться различными странами, например нефтегазопроводы при совместном строительстве или оплате за транзит. Объемы экспорта углеводородов прямо пропорциональны увеличению потребительского спроса, связаны с заключением новых контрактов. ГР НГК направлено именно на практическую реализацию разработанных теоретико-методологических положений. Внешнеэнергетические интересы России не ограничиваются странами Европы и Восточной Азии: расширение направлений поставок предполагает использование различных форм и инструментов ГР применительно к каждому отдельному проекту с учетом его текущего состояния и экономических перспектив, геологической изученности, природно-климатической и иной специфики, особенностей партнеров по их реализации.

Следует учитывать, что страны-импортеры обычно обладают недостаточными для удовлетворения внутреннего спроса разведанными запасами МСБ, понимать структуру их экономики и промышленного производства, перспективы развития, определенные внутренние взаимодействия, например распределение полномочий между органами власти, особенности функционирования национальных энергетических компаний (холдинговые взаимоотношения, появление дочерних предприятий и др.). ТЭБ государства характеризует в т.ч. обеспеченность внутреннего рынка энергоресурсами, свидетельствует о ключевых трендах в экономике. В развивающихся странах рост промышленного производства и некоторые другие показатели выступают признаком того, что государство способно превратиться из нетто-экспортера в нетто-импортера энергоносителей. Взаимодействие со странами, обладающими значительным

потенциалом экономического развития и увеличения потребления углеводородов, находит отражение в основных макроэкономических индикаторах. Множество государств заинтересованы в профессиональной технологической и консультационной поддержке при освоении месторождений, изучении зарубежного опыта проведения рыночных преобразований в силу абсолютной государственной собственности национального НГК [13, 23].

Совершенствование институциональных условий функционирования НГК России

Для повышения эффективности разработки МСБ учитываются запасы и концентрация осваиваемых месторождений, уровень затрат на строительство и обслуживание разветвленной внутренней сети трубопроводов, содействующей газификации регионов и населенных пунктов. На государственном уровне особое внимание уделяется объемам глубокой переработки углеводородов, состоянию производственных предприятий, темпам их технологического обновления. Это способствует наращиванию экспортного потенциала, реализации которого в полной мере требует задействования системы хранения и транспортировки, специализированного флота, существенно расширяет возможности комплексных каналов поставок: использование трубопроводной сети других государств, освоение новых месторождений и введение в промышленную эксплуатацию крупных нефтегазовых проектов.

Государственные меры, направленные на полное удовлетворение внутреннего энергетического спроса, содействуют обеспечению национальной безопасности, развитию сбытовой сети конечной продукции. Повышение эффективности функционирования крупнейших российских предприятий по сравнению с ведущими мировыми показателями способствует укреплению их позиций на глобальном энергетическом рынке, привлечению дополнительных иностранных инвестиций,

расширению направлений и возможностей внешних поставок. Развитие инфраструктуры предполагает расширение системы транспортировки, налаживание внутренних и экспортных рынков сбыта.

Учитывая территориальный масштаб и размеры экономики России, в отдельных субъектах Федерации и населенных пунктах наблюдается переизбыток энергоресурсов, в других – их значительный дефицит. Соответственно, на государственном уровне целесообразно разработать энергетическую программу, позволяющую подходить комплексно к развитию всех регионов, в т.ч. труднодоступных районов. Интеграционные процессы с Белоруссией и Казахстаном в области развития единого энергетического пространства делают возможным разрешение данного вопроса, направлены на органичное продолжение естественных экономических преобразований.

Внутренний энергетический рынок должен изредка подвергаться корректировке со стороны органов антимонопольного регулирования в виде государственных действий, направленных на развитие рыночной конкуренции и справедливое ценообразование для потребителя, что содействует устойчивому развитию национального НГК, его самостоятельному функционированию. Эффективность ГР, проводимых экономических преобразований и осуществляемых регулирующих решений отчасти заключается в их ненавязчивости, соответствии текущему моменту. Это касается вопросов условий равного и справедливого предоставления налоговых льгот, доступа к лицензионным участкам и разведанным запасам МСБ, различного рода межбюджетным трансфертам, направленным на ее разработку в особо трудных условиях, иных форм и инструментов ГР НГК. Проводимые аудиторские проверки направлены на повышение прозрачности деятельности органов власти и нефтегазовых предприятий, стабильности их функционирования.

Рост благосостояния населения и улучшение макроэкономических показателей призваны способствовать искоренению неэффективных практик, в частности необоснованно завышенных тарифов для внутреннего потребителя, отсутствия

законодательно закреплённой ответственности, вследствие этого – поступлению дополнительных доходов от деятельности НГК на внутреннем рынке. Также следует отказаться от государственных действий, направленных на перекрестное субсидирование.

Привлечение иностранного капитала в НГК сопровождается расширением существующих и открытием новых рынков сбыта. Участие в работе международных институтов, в частности в качестве государства-наблюдателя в ОПЕК, должно соответствовать целям и задачам государственной энергетической политики, расширять экономические перспективы и административные взаимодействия, способствовать реализации крупных нефтегазовых проектов, в т.ч. за счет создания сопутствующих условий, прокладки трубопроводных и транспортных магистралей, сокращения различных затрат.

Решение возникающих вопросов в конкретный момент времени позволяет воздействовать на ситуацию, учитывать и корректировать развитие событий, реализовать на практике потенциал развития. Своевременные государственные меры способны устранить влияние отрицательных факторов, обеспечить формирование положительной раскручивающейся спирали роста. Урегулирование спорных аспектов посредством принятия соответствующих НПА, точечного государственного воздействия на источник вопроса и механизм его практического решения содействует развитию гармоничных экономических отношений между субъектами нефтегазовой деятельности: государства, предприятий, институтов и др.

Данные взаимодействия субъектов являются индивидуальными, предусматривают общий контекст внутренних экономических отношений, состояние институциональной платформы, нормативно-правовой базы, возможность ее корректировки. Немаловажным является географическое расположение субъектов взаимодействий, природно-климатические условия осуществления энергетических проектов. Важнейшей задачей ГР служит поиск новых источников, ключевых точек роста и направлений устойчивого развития НГК, позволяющих в полной

мере реализовать на практике промышленно-производственный потенциал, обеспечить значительный мультипликативный эффект на вложенные инвестиции. Следует учитывать, что ряд государств объединяют общие исторические, национальные, социально-культурные, этно-конфессиональные и иные связи, выходящие за пределы взаимодействий в нефтегазовой отрасли.

Устаревание отдельных НПА для внутреннего и зарубежных рынков предполагает периодический пересмотр ряда энергетических соглашений, документов стратегического развития, обеспечивающих практическую реализацию новых источников роста, предоставление мер поддержки.

Взаимодействие государства и нефтегазового бизнеса направлено на долгосрочное экономическое партнерство, реализацию проектов, устойчивость правовых и регуляторных норм, расширение промышленно-производственного потенциала, в целом подразумевает весь спектр энергетических отношений. На международном уровне оно осуществляется между руководителями стран, правительствами, профильными органами государственной власти и непосредственно нефтегазовыми предприятиями. При этом следует применять меры ответственности по отношению к исполнителям, специально, неосознанно или по собственной некомпетентности дестабилизирующим ситуацию на внутреннем энергетическом рынке.

Реализация нефтегазового проекта может включать в себя комплекс индивидуальных, точечных форм и инструментов государственного воздействия, в частности принятие мер по улучшению социально-экономической ситуации в регионе присутствия, аналитическую проработку и урегулирование различных аспектов недропользования, прав собственности на разрабатываемые участки недр и добываемое сырье, вопросов реализации продукции, открытия торговых границ и экономической интеграции. В рамках становления институциональной платформы значимая роль отводится национальной безопасности: ряд зарубежных государств применяют экономическую и военную агрессию за право пользования и распоряжения углеводородными запасами в некоторых наиболее

перспективных нефтегазовых регионах мира. Вследствие значительной активизации данного направления, рост обороноспособности государства, развитие ВПК и поставки новых видов вооружений являются необходимым условием устойчивого развития национальной экономики и НГК. Проведение общегосударственной экологической политики, мониторинга состояния окружающей среды выступает неотъемлемой составляющей комплексного социально-экономического развития регионов.

Практическая реализация отраслевых НПА предусматривает механизм контроля, ответственность за неисполнение либо срывы сроков. Нефтегазовые компании проводят активную социальную политику, осуществляют строительство объектов инфраструктуры, образования, спортивных сооружений, проведение культурных мероприятий, озеленение и ландшафтный дизайн населенных пунктов и др. Это достигается посредством различных соглашений, договоренностей с региональными и местными органами власти, представляя собой вариант осуществления благотворительной деятельности и исполнения социальных обязательств, направленный на содействие максимизации и практической реализации экономического потенциала субъектов Федерации и территорий деятельности нефтегазовых компаний, эффекта присутствия за счет устойчивого развития различных сегментов НГК.

Становление эффективной институциональной платформы и новых институтов развития способствует повышению экономической эффективности НГК и устойчивости ТЭБ, планомерному изменению его структуры. Реализация крупных энергетических проектов предполагает участие множества сторон, направлена на максимизацию экономического потенциала проводимых интеграционных преобразований и расширение направлений экспорта, в т.ч. за счет деятельности международных институтов. Использование международного опыта содействует развитию технологического направления нефтегазовых предприятий с совместным долевым участием, деятельность которых также может быть связана с энергетическими

рынками государств-партнеров. Применение комплексного управленческого инструментария в различных сегментах нефтегазового производства и промышленной политики подразумевает высокие результирующие показатели эффективности, сопоставимые с ведущими мировыми аналогами [16, 19].

Факторами, сопутствующими устойчивому развитию НГК, выступают существенное повышение эффективности его функционирования, укрепление долгосрочных внешнеэкономических взаимодействий субъектов нефтегазовой деятельности, выработка единых целевых показателей, определение средств и технологий их достижения, развитие внутренних и международных институтов и связей между ними, отсутствие излишних барьеров. Экономическая кооперация подразумевает детализированный анализ существующих и перспективных вопросов энергетической политики на различных уровнях государственной власти, дополнительных форм взаимодействий, скрепленных совместными стратегическими ориентирами и заверенных в рамках действующих институтов и ведомств государственного аппарата. Это возможно при концентрации всех ресурсов для достижения миссии или ключевой цели, а также комплексном развитии второстепенных направлений, представляющих значимую платформу для практической реализации основных положений энергетической стратегии [22].

Одной из основных задач ЕАЭС в нефтегазовой сфере выступает развитие транзитного направления, представляющего собой транспортировку углеводородов до границ другого государства или конечных потребителей в зарубежных странах. Структура ТЭБ импортеров энергоносителей и их потребительского спроса также подлежат корректировке; при этом отдельные страны активно развивают переработку углеводородов на экспорте из России. Для отечественной экономики ее осуществление в различных субъектах Федерации означает существенную экономию при поставках на национальный и зарубежные рынки, получение высокой добавленной стоимости внутри страны, основанное на полной вертикальной

интеграции и охвате всех стадий производственных процессов. Анализ взаимоотношений в холдинговых структурах между материнской и дочерними компаниями также способствует повышению общей эффективности и сокращению излишних непроизводительных расходов за счет подбора оптимальных управленческих сочетаний. Подобная практика позволяет направить высвободившиеся ресурсы на социально-экономическое развитие регионов, проведение дополнительных ГРР и воспроизводство МСБ. Так, во множестве компаний недостаточно обоснованы административно-управленческие расходы, которые в ряде государств и организаций напрямую привязаны к показателям результативности деятельности.

Развитие экспортных направлений трубопроводных поставок, соединение напрямую с конечными потребителями углеводородов предполагает строительство новых, увеличение пропускной способности и технологической модернизации действующих нефтегазопроводов. Органичная структура нефтегазовых компаний, при которой каждое дочернее предприятие занимается собственным направлением деятельности, в определенной степени связана с эффективным контролем со стороны органов ГР НГК. Размещение нефтегазовых предприятий в различных городах, отдельных случаях по кластерному типу, позволяет извлекать конкурентные преимущества из их географического и территориального расположения [17].

В рамках крупнейших нефтегазовых проектов обычно требуется разработка детализированных дорожных карт. Так, большинство стран СНГ по-прежнему пользуются производственной базой и инфраструктурой времен СССР, при этом испытывают потребность в значительном обновлении существующих производственных фондов. Государственный заказ, различные формы и инструменты ГР, меры поддержки направлены на загрузку производственных предприятий, по возможности их выход на проектной мощности. Ее постепенное увеличение возможно в т.ч. за счет применения цифровых технологий. Простаивание оборудования нарушает производственный цикл, негативно отражается на оплате

труда, исполнении социальных обязательств и некоторых других показателях функционирования предприятий.

Концентрация на основных целях и задачах ГР НГК, средствах и технологиях, обеспечивающих их легкое достижение в установленные сроки за счет жесткости и прагматизма принимаемых государственных решений, профессионализма кадрового состава позволяет планомерно устранять любые возникающие вопросы, в долгосрочной перспективе наращивать производительность и промышленный потенциал, максимально задействовать имеющиеся в распоряжении ресурсы, учитывать все относительно незначимые аспекты и факторы воздействия. Для решения поставленных задач устанавливаются сроки исполнения, назначаются ответственные исполнители и подразделения государственного аппарата. Одним из показателей единого, слаженно выстроенного экономического механизма выступает увеличение загрузки предприятий, которое возможно при использовании высвободившихся мощностей различными российскими и иностранными компаниями. Ранее существовавшая практика вхождения в уставный капитал других предприятий и назначений в правление и совет директоров способствовала расширению поставок, сбытовой сети и системы транспортных потоков.

Многие зарубежные государства нуждаются в технологическом обновлении существующих производственных мощностей, что главным образом вызвано недостатком инвестиций. Соответственно, российские предприятия вполне способны заниматься данным направлением на международном рынке, используя собственный накопленный опыт, основанный в т.ч. на действующей институциональной платформе. Это может затрагивать вопросы ремонта, новых участков работы, кардинального изменения действующих технологий, полной замены объекта и др. Развитие инфраструктуры в сопредельных странах требует значительных дополнительных капиталовложений. Содействие развитию зарубежных нефтегазовых рынков предполагает «экспорт» высокопрофессиональной рабочей силы, направленный

в т.ч. на обновление местных производственных активов и реализацию энергетических проектов. Государственные решения принимаются не только на федеральном уровне, но и в рамках конкретных регионов, местных органов власти, различных отраслевых, общественных институтов и объединений. Отдельные европейские страны занимаются поиском альтернативы российским поставкам с целью снижения собственной энергозависимости.

Технологическое взаимодействие и расширение кооперационных связей энергетических предприятий определяют инновационные тренды, содействуют увеличению внутреннего и внешнего товарооборота, строительству нефтегазохранилищ, терминалов, морских портов, перевалочных баз, которые, по сути, являются составной частью сегмента транспортировки ввиду тесной взаимозависимости с системой хранения и сбыта углеводородов. Предприятия стремятся разделять направления деятельности, прорабатывать вопросы становления объектов инфраструктуры, в т.ч. за счет частичного бюджетного финансирования, рассчитывают экономический эффект от их введения в промышленную эксплуатацию. Развитая инфраструктура государств-потребителей российских углеводородов способствует укреплению национальной и энергетической безопасности, повышению энергоэффективности экономики, снижению циклических колебаний и факторов неопределенности при поставках, выступает неотъемлемой составной частью антициклической формы ГР НГК [4, 7].

Новые нефтегазовые проекты предусматривают расширение существующих пропускных возможностей трубопроводов и транспортной инфраструктуры. Процесс повышения эффективности по своей сути бесконечен: меры ГР направлены на содействие внутреннему развитию НГК, обеспечение его устойчивости, постоянный рост производительности предприятий различных сегментов, поддержку действующих нефтегазовых объектов в исправном техническом состоянии, расширение каналов сбыта продукции и др. В структуре

импорта и энергопотребления целого ряда государств преобладают поставки из России. Детальный анализ и понимание перспектив различных направлений экспортных поставок содействуют максимизации конкурентных преимуществ в вопросах использования нефтегазовых ресурсов в качестве инструмента для решения межгосударственных вопросов с ключевыми и потенциальными потребителями [11, 15]. Особое внимание следует уделить поставкам энергоносителей в Калининградскую область, а также структуре органов государственной власти, воздействующих на НГК в зарубежных странах.

Выводы и рекомендации

Совершенствование и контроль различных форм и инструментов ГР НГК на внутреннем и внешнеэкономических рынках отражается на функционировании предприятий, конкретных энергетических проектах, а также взаимосвязях между ними. Экономическая интеграция с Беларуссией и Казахстаном направлена в т.ч. на согласование нормативно-правовой базы и государственных решений для развития общего энергетического рынка, судебной системы, институтов, включает разработку регламентов, стандартов, требований и др. Это необходимо для повышения устойчивости НГК, понимания целей, средств, технологий и механизмов их достижения. Планомерные действия государств призваны ускорить интеграционные процессы, обеспечить значительный макроэкономический эффект.

В рамках Союзного государства Беларуссии и России становление институциональной платформы подразумевает единство принимаемых государственных решений текущих и потенциальных вопросов нефтегазовой отрасли в контексте бюджетно-налогового, таможенно-тарифного, антимонопольного регулирования, иных форм и инструментов ГР. Органичное соответствие НПА государств ЕАЭС исключает неисследованные аспекты и факторы воздействия. Следует отметить значительные различия в налоговых механизмах НГК данных стран. Фактически должна быть выстроена единая валютно-финансовая система,

содействующая упрощению и ускорению реализации множества процедур при исполнении Союзного договора.

В ряде зарубежных стран государство осуществляет тотальный контроль на внутреннем нефтегазовом рынке, включая ценовую политику для населения и предприятий. В данных условиях резкое ослабление регулирования в энергетическом секторе может повлечь за собой усиление темпов инфляции и падение объемов промышленного производства, что фактически выступает критерием неэффективности ГР. При этом не исключается дальнейший переход части государственного сектора к частным инвесторам, равно как и обратные экономические процессы.

Заключение контрактов, подписание договоров и принимаемые решения в рамках энергетических форумов должны максимально охватывать долгосрочные перспективы и риски по различным направлениям социально-экономического развития государства, учитывать позиции партнеров по ключевым принимаемым решениям, прорабатывать собственные действия, анализировать детали закрепленных в нормативно-правовой базе документов. Подобная детализация в решении текущих вопросов позволяет избежать множества различных рисков, в особенности на первоначальном этапе.

Фактически НГК как структурообразующий элемент российской энергетики является тонкой составляющей межгосударственного взаимодействия, инструментом влияния на ключевые международные процессы. Это обуславливает детализированную проработку возникающих вопросов, условий контрактов, транспортировки, цен, объемов и качества поставок энергоносителей, глубины переработки, возможность постоянной корректировки заключенных договоров. Долгосрочное партнерство, основанное на собственных стратегических приоритетах, подразумевает дальнейшие взаимодействия по множеству направлений. Аналитика и мониторинг ключевых показателей функционирования НГК и исполнения контрактов осуществляются в режиме реального времени на постоянной основе.

В отношении зарубежных государств следует прагматично подходить к вопросу списания внешних долгов, извлекать из заключенных контрактов и возникающих ситуаций максимальные экономические и политические преимущества, воздвигнув принцип меритократии в качестве одного из основных в принятии регулирующих решений.

На государственную нефтегазовую политику оказывают влияние взаимоотношения между странами, объемы товарооборота, интеграционные процессы, деятельность международных институтов, отсутствие посредников, препятствующих осуществлению государственных полномочий или исполнению контрактов. В ряде случаев экономические и политические решения целесообразно разделить между собой. Вопросы ГР НГК следует рассматривать с различных сторон, например поставщиков и потребителей, детализировать условия контрактов в соответствии с внешней и внутренней конъюнктурой. Их скорейшее разрешение может зависеть от ценовых и таможенно-тарифных условий, ограничений, постоянной корректировки форм и инструментов ГР, затрагивать распределение долей в уставных капиталах совместных предприятий, их долгосрочные доходы. Выработка единой методологии и механизмов ее практической реализации позволяет избежать разногласий в рамках различных направлений функционирования НГК [21].

Литература

1. Березинская О.Б. Производственная зависимость российской промышленности от импорта и механизм стратегического импортозамещения / О.Б. Березинская, А.Л. Ведев // Вопросы экономики. – 2015. – № 1. – С. 103–115.
2. Бучнев А.О. Институциональные и экономические механизмы сбалансированного развития возобновляемой и невозобновляемой энергетики: 5.2.3 / А.О. Бучнев. – М., 2023. – 477 с.
3. Бушуев В.В. Евразийская энергетическая цивилизация. К вопросу об «энергии будущего» / В.В. Бушуев [и др.]. – М.: Энергия, 2017. – 208 с.
4. Винслав Ю.Б. Минерально-сырьевой комплекс России: тренды технологической модернизации и основные принципы формирования инновационной системы / Ю.Б. Винслав // Российский экономический журнал. – 2018. – № 6. – С. 27–60.
5. Глазьев С.Ю. О стратегических направлениях развития ЕАЭС / С.Ю. Глазьев // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2020. – № 1. – С. 11–30.
6. Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса / С.Ю. Глазьев. – М.: Экономика, 2010. – 255 с.
7. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике / В.Е. Дементьев // AlterEconomics. – 2022. – Т. 19. – № 1. – С. 116–130.

8. Дмитриевский А.Н. Перспективы инновационного развития отечественного нефтегазового комплекса / А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков, М.В. Кротова // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). – 2015. – Т. 6. – № 3. – С. 62–76.
9. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин. – М.: Ист Брук, 2005. – 638 с.
10. Конторович А.Э. Стране нужна мощная программа реиндустриализации на новом технологическом уровне / А.Э. Конторович // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 4–11.
11. Лисов С.В. Минерально-сырьевой комплекс России как объект национальной промышленной политики / С.В. Лисов // Российский экономический журнал. – 2017. – № 2. – С. 36–55.
12. Макаров А.А. Стратегические перспективы развития энергетического комплекса России / А.А. Макаров, Т.А. Митрова // Проблемы прогнозирования. – 2018. – № 5. – С. 81–96.
13. Мастепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях / А.М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2017. – № 1. – С. 20–37.
14. Наталенко А.Е. Взаимодействие государства и бизнеса в изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов / А.Е. Наталенко // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2013. – № 1. – С. 12–16.
15. Орлов В.П. О партнерстве государства и бизнеса в геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 4. – С. 23–32.
16. Пармон В.Н. Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации / В.Н. Пармон [и др.] // Энергетическая политика. – 2019. – № 1. – С. 22–39.
17. Перспективы экспорта энергоресурсов из России: социокультурные, экологические и технологические аспекты / под общ. ред. В.В. Клименко. – М.: Энергия, 2017. – 160 с.
18. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы / В.А. Стенников // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 32–39.
19. Токарев А.Н. Анализ влияния институциональных условий на политику нефтяных компаний в сфере недропользования / А.Н. Токарев // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16. – № 2. – С. 132–144.
20. Телегина Е.А. Перспективы энергетического сотрудничества ЕАЭС со странами Северо-Восточной Азии / Е.А. Телегина, Г.О. Халова // Мировая экономика и международные отношения. – 2017. – Т. 61. – № 4. – С. 50–59.
21. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
22. Узст Дж. Масштаб: Универсальные законы роста, инноваций, устойчивости и темпов жизни организмов, городов, экономических систем и компаний / Дж. Узст. – М.: Азбука Бизнес, Азбука-Аттикус, 2018. – 512 с.
23. Шафраник Ю.К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства / Ю.К. Шафраник // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 3–12.
24. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИЭИ РАН, АЦ при Правительстве РФ. – 2015. – 400 с.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, institutions of state regulation, institutional factors, institutional infrastructure, economic integration, national security, energy sustainability, technological sovereignty, advanced development.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Госдума РФ оценивает
вероятность строительства
МГП Южный поток
в 80–90 %

В июле 2014 г. председатель комитета Госдумы по энергетике И. Грачева высказал мнение, что МГП Южный поток будет построен с вероятностью 80–90 %.



После строительства газопровода и завершения МГП Северный поток ЕС гарантирует себе бесперебойные поставки российского газа и будет защищен от колебаний на Украине или в других местах. Ранее А. Миллер заявил, что Газпром с партнерами все равно будет строить МГП Южный поток, несмотря на негативные высказывания комиссара по энергетике Г. Эттингера.

• Комментарий Neftegaz.RU

МГП Южный поток так и не был построен. В том же году Еврокомиссия объявила о намерении приостановить реализацию проекта в странах ЕС, в первую очередь – в Болгарии. Претензии к Болгарии были связаны не только с «третьим энергопакетом», но и с «нарушением европейских правил проведения тендеров на строительство инфраструктурных проектов». Болгария была вынуждена заморозить работу по проекту. 1 декабря 2014 г. на пресс-



конференции в Анкаре президент России заявил, что «Россия в нынешних условиях не может продолжать реализацию данного проекта». Одновременно было объявлено о реализации нового проекта «Турецкий поток».

Завод Владивосток СПГ
будет построен в районе
мыса Ломоносова в
Хасанском районе

В июле 2014 г. для строительства завода по сжижению газа во Владивостоке была выбрана площадка в районе мыса Ломоносова. Проект предполагает строительство завода по производству сжиженного природного газа, состоящего из трех технологических линий мощностью 5 млн т СПГ в год каждая. Первая линия будет введена в 2018 г.



• Комментарий Neftegaz.RU

СПГ-завод мощностью 10 млн т в год не был построен, поскольку в условиях введенных санкций Запада против России у Газпрома возникли проблемы с импортным оборудованием для производства СПГ. В 2017 г. Газпром перестроил проект, решив

построить среднетоннажное производство мощностью 1,5 млн т в год с прицелом на рынок ГМТ и СПГ-бункеровки. Начать строительство Владивосток СПГ Газпром планировал в 2020 г., но пока проект находится в предынвестиционной стадии, в случае принятия решения о строительстве он может быть реализован в перспективе до 2025 г.

Газпром планирует
построить завод СПГ
в Томской области

В июле 2014 года «Газпром газэнергосеть» объявила запрос предложений на разработку проектно-сметной документации для создания комплекса по производству СПГ, который планируют построить возле ГРС «Каргала» в Шегарском районе Томской области. Результатом должно стать повышение уровня газификации с 7 до 14 %.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2017 году Газпром принял решение о строительстве еще одной системы приема, хранения и регазификации, что позволит увеличить производительность комплекса по сжижению газа с 6 до 7 тонн в час. В июле 2023 г. был одобрен проект строительства третьего этапа комплекса сжижения природного газа на газопроводе-отводе к ГРС «Каргала». Третий этап включает в себя строительство основного комплекса и линейной части газопровода-отвода. Основная цель – подготовка к сжижению газа, который поступает от МГП «Парабель-Кузбасс». ●



СОВРЕМЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПРОБЛЕМЕ ГЕОЛОГИИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ РАЗЛИЧНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ И ГЕОЛОГИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ БОЛЬШИНСТВО КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАХОДЯТСЯ НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ И УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НЕУМОЛИМО БУДЕТ ПАДАТЬ, ОДНАКО В МИРЕ ПОТРЕБНОСТЬ В УГЛЕВОДОРОДАХ РАСТЕТ. СУЩЕСТВУЕТ МНОЖЕСТВО ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВЫХ НЕФТИ И ГАЗА, НО И ОНИ В ПОЛНОЙ МЕРЕ НЕ МОГУТ ПЕРЕКРЫТЬ ПОТРЕБНОСТЬ В УГЛЕВОДОРОДАХ, ЧТО ДЕЛАЕТ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНЫМИ

THE ARTICLE CONSIDERS THE ISSUES OF THE VARIOUS ASPECTS OF THE DEVELOPMENT AND GEOLOGY OF GAS HYDRATE DEPOSITS. CURRENTLY, MOST LARGE FIELDS ARE IN THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT AND THE LEVEL OF OIL AND GAS PRODUCTION WILL INEVITABLY FALL, WHILE THE WORLD'S DEMAND FOR HYDROCARBONS IS GROWING. THERE ARE MANY TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION OF SHALE OIL AND GAS, BUT THEY CANNOT FULLY COVER THE NEED FOR HYDROCARBONS, WHICH MAKES THE DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE DEPOSITS ESPECIALLY RELEVANT

Ключевые слова: газогидраты, энергетика, проблемы, газ, газовый конденсат.

Рахматуллин Азат Фаилевич
студент

Бреслер Лия Хайдаровна
к.т.н.

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,
Институт геологии и нефтегазовых технологий

На данный момент традиционные нефть и газ составляют основу всей мировой экономики. Однако запасы традиционного сырья не бесконечны, из-за чего приходится разрабатывать и развивать технологии добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, в частности газовых гидратов.

Например, наибольших успехов в освоении газогидратных залежей добились Япония и США. Ими были разработаны и опробованы технологии добычи и транспортировки газогидратов.

В 2013 году компанией Japan Oil, Gas and Metals National Corp (JOGMEC) были получены промышленные притоки газа из газогидратных залежей на участке Daini–Atsumi в восточной части Нанкайского желоба.

В Соединенных Штатах также проводятся опытно-исследовательские работы в области добычи газовых гидратов. На Аляске в 2011 году министерством энергетики США (DOE) совместно с ConocoPhillips и JOGMEC на месторождении Прудхо-Бэй была введена в эксплуатацию

опытная скважина, с помощью которой планировалось закачать в пласт углекислый газ CO₂ и с помощью физико-химических реакций получить через эту же скважину промышленные притоки метана CH₄.

Цель статьи – рассмотреть основные проблемы, препятствующие добыче газа из газогидратов, и обзор исследований в данной теме.

Большинство крупных и уникальных нефтяных и газовых месторождений находятся на завершающем этапе разработки, время традиционной нефти приближается к концу. Добыча нетрадиционных углеводородов – один из способов удовлетворить растущий спрос мирового рынка на энергоносители.

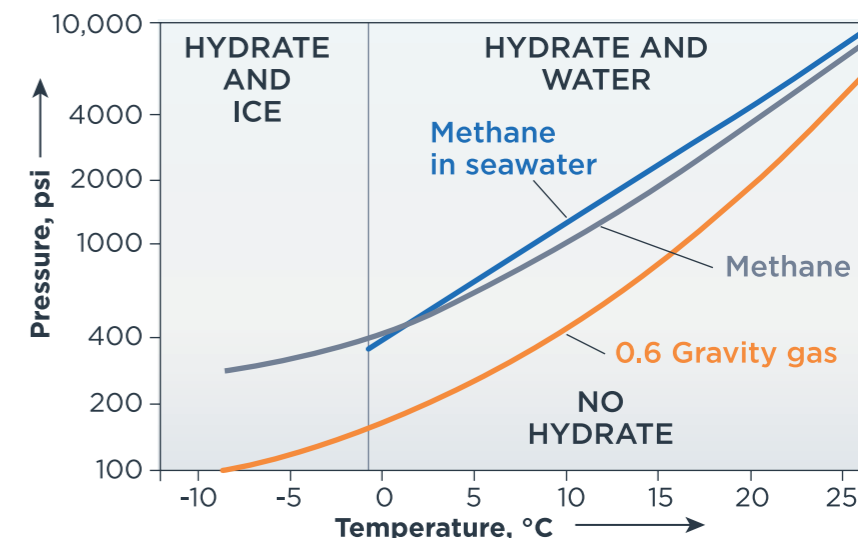
Промышленная добыча газа и газового конденсата из газогидратных залежей даст импульс освоению альтернативных источников энергии. Однако ввиду определенных сложностей в освоении месторождений газогидратов промышленная добыча на данный момент нерентабельна.

Газогидраты: от «помехи» до ценного ресурса

Газогидраты как энергоноситель давно привлекают к себе внимание ученых. Академиками А.А. Трофимукон и И.Н. Стрижовым были написаны труды, посвященные газовым гидратам. О перспективах добычи газа из газогидратных залежей велись дискуссии между учеными в лабораториях МИНХ и ГП им. И.М. Губкина.

Однако долгое время специалисты в области газовой промышленности рассматривали газовые гидраты не как ресурс, а как помеху при добыче и транспортировке газа, так как кристаллы газовых гидратов образуются на стенках обсадных колонн скважин и насосно-компрессорных труб, в трубопроводах и регулирующей арматуре в присутствии водяного пара и растворенной воды, препятствуя нормальной работе оборудования. Поэтому в трубопровод закачиваются различные вещества, которые препятствуют образованию газовых гидратов. Например, метиловый спирт.

РИСУНОК 1. График зависимости давления от температуры, показывающий область стабильности газовых гидратов



Ввиду истощения запасов традиционной нефти газогидратные залежи вновь привлекли к себе внимание.

Физико-химическая характеристика

Говоря простым языком, газогидраты являются природными кристаллическими образованиями наподобие льда или фирнового снега с включенными в структуру кристаллической решетки пузырьками газа. С точки зрения минералогии газовый гидрат, как и лед, считается минералом.

Молекулы, обычно встречающиеся в природном газе и занимающие полости, – это легкие алканы (C₁–C₄), углекислый газ, азот и сероводород.

Кристаллическая решетка может быть сложной, с большим количеством связей или же иметь примитивное строение, в зависимости от размеров и условий образования. Кристаллическая решетка размером 12 Å (1,2 · 10⁻⁹ м) считается небольшой и содержит до 8 молекул метана в пределах 46 молекул воды.

В структуре решетки, помимо метана, могут также содержаться и другие соединения: этан, сероводород и диоксид углерода CO₂. Кристаллическая решетка размерами от 17,4 Å (1,7 · 10⁻⁹ м) (рис. 4) считается крупной и состоит из элементарных ячеек, содержащих до 136 молекул воды.

Этот клатрат может удерживать более крупные молекулы пентана и н-бутанов.

Газогидраты образуются только при очень специфических условиях давления и температуры. Они стабильны при высоких давлениях и низких температурах, причем давление, необходимое для стабильности, логарифмически возрастает при линейном температурном градиенте (рис. 1). Газогидраты были обнаружены в донных отложениях мирового океана.

Обширные районы вечной мерзлоты Арктики и океанского дна содержат огромные запасы углеводородного газа, заключенного в клатратных отложениях. Клатраты могут удерживать в шесть раз больше газа, чем открытые, свободные, заполненные газом поры, и являются потенциальным источником энергии огромной важности.

Они были обнаружены в кернах скважин проекта глубоководного бурения, и их присутствие было установлено на основе сейсмических данных.

В частности, они были распознаны по ярким пятнам на сейсмических линиях на глубинах 1000–2500 м у восточного побережья Северного острова, Новая Зеландия, и на глубинах 1000–4000 м в западной части Северной Атлантики. Газогидратам приписывалось неглубокое биогенное происхождение, однако

УДК 55

РИСУНОК 2. Субаквально-биохимические газогидратные залежи

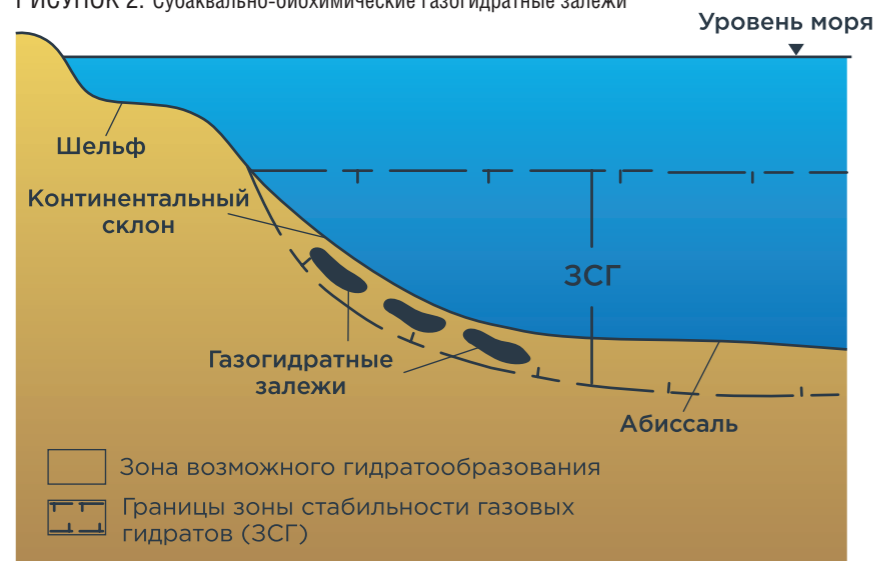


РИСУНОК 3. Субаквально-катагенные газогидратные залежи



а – ловушки несливающегося типа, б – ловушки сливающегося типа

постулировалось неорганическое происхождение гидратов из земной коры, основываясь на анализе их соотношения изотопов углерода и гелия. Вероятно, что метан поступает из трех источников. Некоторые из них могут быть получены из мантии, некоторые – в результате термического созревания керогена, а некоторые – в результате бактериального разложения органического вещества на небольших глубинах захоронения.

Осадочные газогидраты существуют в больших количествах под вечной мерзлотой и на шельфе. Недавние буровые работы в Японии

(Нанкайский желоб), Канаде, Соединенных Штатах, Корее и Индии показали, что газогидраты залегают в неглубоких отложениях на внешних континентальных шельфах и в арктических регионах. Залежи газогидратов с преобладанием песка считаются наиболее жизнеспособной мишенью для добычи газогидратов.

Газогидраты по происхождению и залеганию делятся на два основных типа:

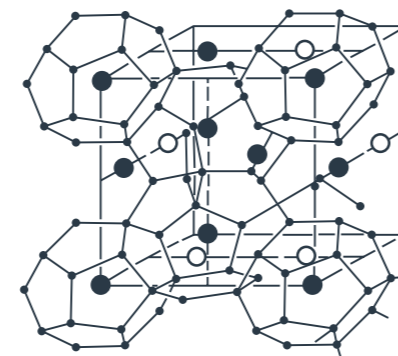
- субаквально-биохимические (рисунок 2);
- субаквально-катагенетические (рисунок 3).

Газ в связанном гидратном состоянии характеризуется иными свойствами, чем в свободном состоянии.

Формируется кристаллическая решетка газогидрата с помощью молекул воды и молекул-гостей, то есть молекулы-гидратообразователя, которой являются, например, легкие углеводороды, благородные газы, фторированные соединения или небольшие молекулы эфира.

Между молекулами-гостями и решеткой возникает Ван-дер-Ваальсовое взаимодействие.

РИСУНОК 4. Крупная структура газогидрата с решеткой 17,4 Å (1,7·10⁻⁹ м)



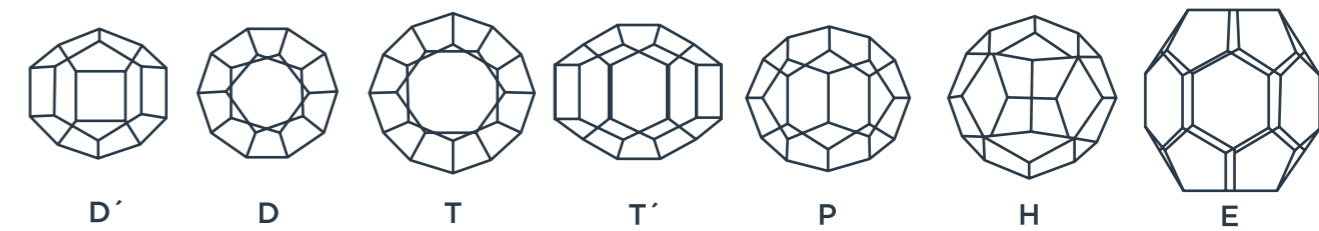
Хотя структура гидратов имеет много общего со структурой льда, однако газовые гидраты имеют меньше водородных связей и меньшую плотность упаковки за счет включения молекул-гостей, поэтому являются менее стабильными. Каркас гидрата нестабилен – включения молекул в полости повышают термодинамическую устойчивость системы. Газовые гидраты являются соединениями переменного состава и могут быть описаны формулой $M \cdot nH_2O$, где M – молекула, образующая гидрат, n – гидратное число, характеризующее состав ($5,71 < n$).

Небольшой объем неполярного газа CO_2 образуют относительно небольшие гидратные структуры при температурах ниже 283 К и давлении ниже 4,5 МПа.

Гидраты, образованные одним газом, называются индивидуальными, гидраты, содержащие две компоненты – двойные, более двух компонент – смешанными.

Имеется широкий спектр соединений, способных образовать гидраты:

РИСУНОК 5. Основные типы полостей гидратов



- углеводороды (CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_3H_8 , ...);
- инертные газы (Ar, Xe, ...);
- оксиды (CO_2 , SO_2 , ...);
- другие соединения (O_2 , H_2S , N_2 , ...).

Определяющим фактором в процессе гидратообразования является размер и количество молекул-включений. Именно эти параметры определяют, какой тип полости будет энергетически выгодным, а следовательно, определяют и общую структуру гидрата. Формы полостей описываются индексами m^n , где n – количество m -угольных граней: D' [$4^3 5^6 6^3$], D [5^{12}], T [$5^{12} 6^2$], T' [$4^2 5^8 6^4$], P [$5^{12} 6^4$], H [$5^{12} 6^3$], E [$5^{12} 6^8$].

Двенадцатигранные полости D' и D называют малыми, остальные полости являются большими. Многогранники в реальных системах отличаются от идеальной формы. При образовании кристалла кристаллическая решетка формируется вокруг молекулы-гидратообразователя, то есть молекулы газа.

Разработка месторождений газогидратов

Разработка газогидратных залежей должна происходить таким образом, чтобы перевести газ из связанного состояния в свободное непосредственно в пласте, с возможностью осуществления традиционной добычи через скважины.

Существует несколько потенциально промышленных способов перевода газа из связанного состояния в свободное непосредственно в пласте.

Метод повышения пластовой температуры, при котором в пласте создаются такие условия, когда температура в залежи выше температуры существования гидрата, при этом пластовое давление остается неизменным. При повышении температуры структура разрушается, освобождая газ.

Метод понижения пластового давления, при котором искусственно происходит

снижение пластового давления и температуры до равновесной точки, что приводит к нарушению устойчивости кристаллической решетки газового гидрата и его распаду.

Понижение давления в большинстве случаев производится за счет уменьшения давления свободного газа, находящегося под слоем гидрата.

Закачка ингибиторов в пласт. Ингибиторы меняют условия равновесия кристалла гидрата. Ввод в пласт таких агентов, как метанол, этанол, этиленгликоль и различных других соединений, приводит к растворению кристалла. Данный метод позволяет контролировать скорость разложения гидратов.

Метод замещения молекулами углекислого газа CO_2 , при котором молекулы газа CO_2 замещают молекулы углеводородов в кристаллической решетке. Гидраты CO_2 могут существовать при таком давлении, которое способствует разрушению структуры кристаллической решетки.

РИСУНОК 6. Процесс самоконсервации газогидратов

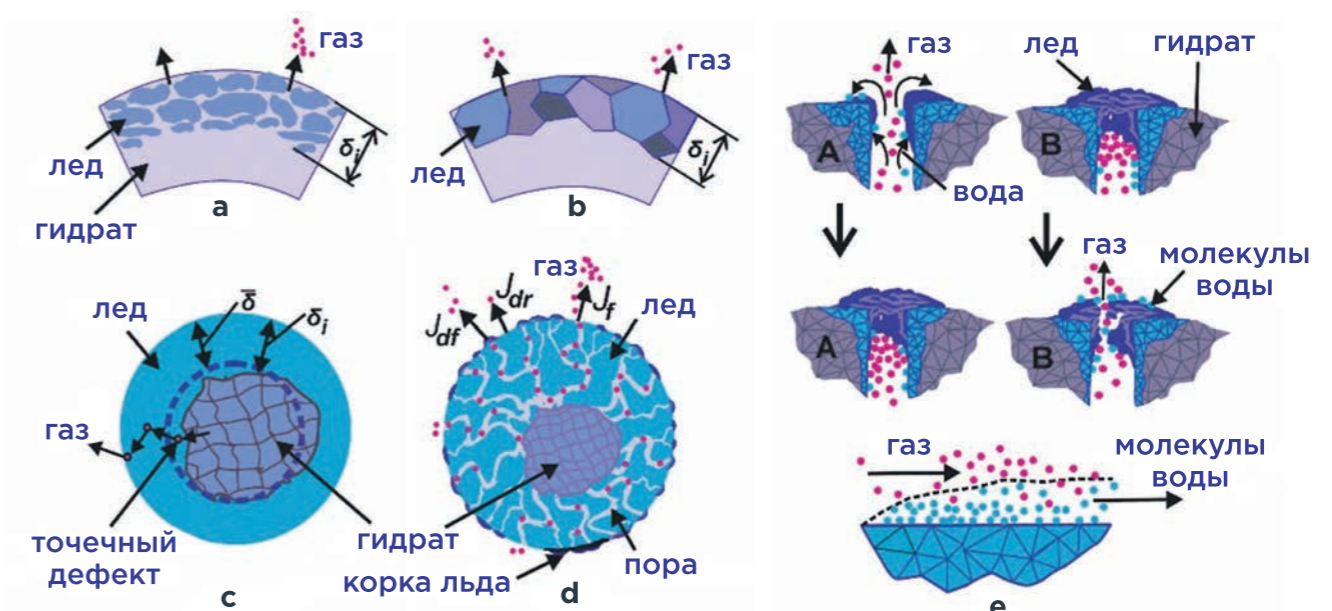
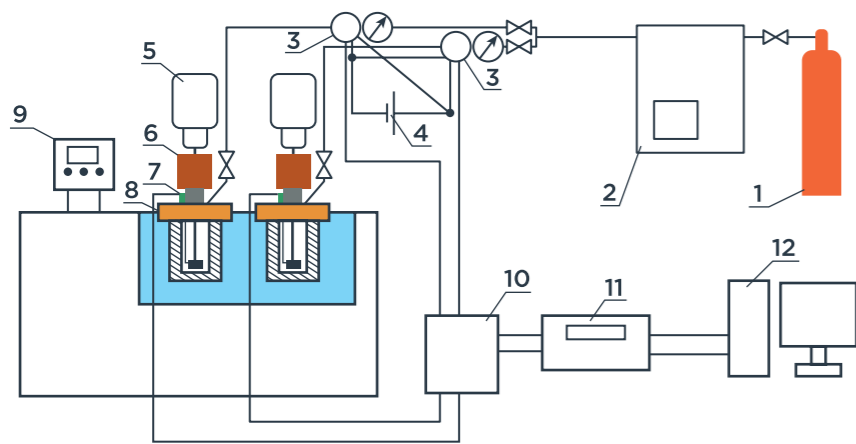


РИСУНОК 7. Схема экспериментальной установки для изучения гидратообразования (КФУ)



1 – баллон с модельным газом; 2 – газовый бустер; 3 – датчик давления; 4 – источник постоянного тока; 5 – верхнеприводная мешалка; 6 – магнитная муфта; 7 – термопара; 8 – автоклав; 9 – термостат; 10 – коммутатор; 11 – прецизионный преобразователь сигналов; 12 – компьютер

Экспериментальные работы в области получения и транспортировки газовых гидратов

В Японии остро стоит вопрос о сокращении импорта углеводородов, так как энергоносители обходятся дорого для бюджета страны.

Поэтому в 2018 году была разработана технология, позволяющая транспортировать газ в виде газового гидрата.

Суть технологии заключается в том, что на специальной установке путем смешения воды и природного газа при низких температурах получают брикеты газогидрата, погружают в машины-рефрижераторы и перевозят к месту газификации. Далее, брикеты постепенно оттаивают, выделяя газ, а оставшуюся воду собирают в контейнеры и отправляют обратно к месту производства газогидратных брикетов.

В Российской Федерации также ведутся работы в области изучения газовых гидратов.

Например, ученые Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе (ИТ) СО РАН разработали технологию самоконсервации газов, что позволяет наиболее эффективно хранить и транспортировать углекислый газ и метан.

Для поддержания устойчивости кристалла гидрата необходимо

проводилось изотермическим методом на автоклавах с перемешивающим устройством и внутренним объемом 280 см³, представленных на рисунке 7.

Суть методики заключается в следующем: охлаждение системы за 1 час до температуры +1 °С, далее выдерживание при изотерме в течение 8 часов, затем нагревание в течение 3 часов.

В статических условиях образцы на основе аспарагина, метионина и треонина проявили себя в качестве перспективных промоторов образования гидрата метана как с точки зрения температуры нуклеации, так и с точки зрения конверсии воды в гидрат. По совокупности определенных параметров оценки процесса гидратообразования на начальном этапе тестирования синтезированных производных масел для дальнейших исследований лучшими кандидатами являются производные хлопкового, кокосового и касторового масел.

При изучении гидратообразования в статических условиях в присутствии эктоина было выявлено, что он смещает равновесные условия образования гидрата в область более низких температур и высоких давлений, то есть является термодинамическим ингибитором.

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что они являются эффективными реагентами для опреснения морской воды и хранения газа в форме газовых гидратов, поскольку:

поддержание высокого давления. В условиях нормального атмосферного давления (101325 Па) стабильность существования кристаллической решетки может быть обеспечена при температурах не выше 193,2 К (≈ 80 °С), иначе произойдет распад с освобождением газа.

В настоящее время ученые Казанского университета также занимаются разработкой (синтезом) и тестированием промоторов гидратообразования метана и углекислого газа для технологий утилизации и хранения парниковых газов в твердой форме.

Экспериментальное исследование эффективности промоторов гидратообразования на основе сульфированных спиртов

РИСУНОК 8. Поглощение газа во времени при образовании гидрата метана в чистой воде, системах SDS и KCC при концентрации 0,05 мас. %

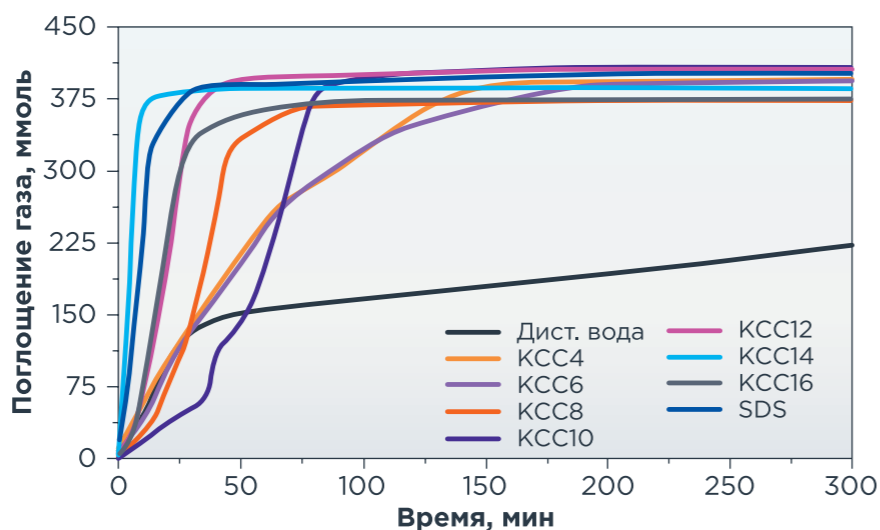
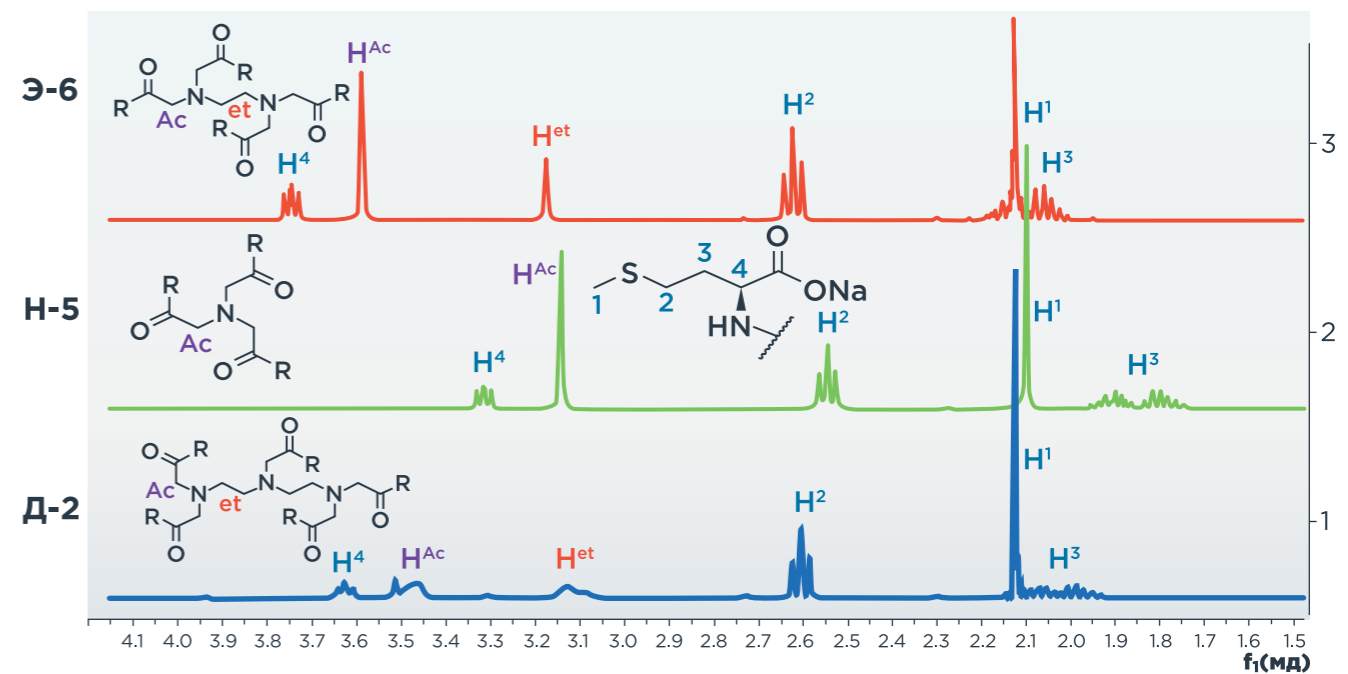


РИСУНОК 9. Сравнение спектров ЯМР ¹H амидов метионина и ЭДТА, НТК, ДТПА



- Большинство исследованных производных аминокислот показали промотирующую активность близкую, а производные лейцина, метионина (Э-6) и норлейцина более высокую, чем додецилсульфат натрия. Максимальная конверсия воды в гидрат 90 и 94,3% была достигнута для норлейцина и лейцина соответственно, что выше, чем для раствора додецилсульфата натрия (88%) при 0,05 мас. %.

Таким образом, производные лейцина и норлейцина продемонстрировали более высокую промотирующую способность, чем додецилсульфат натрия, даже при низких концентрациях.

- Установлено, что производные аминокислот обладают хорошей промотирующей способностью не только в пресной воде, но и значительно усиливают образование гидрата метана в минерализованных водных растворах, в качестве которых были использованы растворы хлорида натрия.

Самая высокая конверсия воды в гидрат 64% была достигнута в растворах производных аминокислот метионина по сравнению с 46,3% для системы с додецилсульфатом натрия при 0,05 мас. % в соленой воде.

- В отличие от додецилсульфата натрия при плавлении гидратов,

полученного с использованием производных аминокислот, и выделении метана не обнаружено пенообразования, что повышает их эксплуатационную ценность для гидратных технологий.

К тому же ни один из синтезированных промоторов не действовал как ингибитор для образования гидрата метана. Следовательно, правильная модификация аминокислот может привести к получению эффективных промоторов гидратообразования.

Заключение

Встречающиеся в природе газогидраты содержат огромное количество углеводородной энергии, накопленной в слоях отложений глубиной в несколько сотен метров, расположенных вблизи поверхности земли. Потенциальные запасы природного газа, присутствующего в виде гидратов, превышают 1,5 × 10¹⁶ м³.

В конечном итоге для промышленной добычи потребуются новые технологии. В настоящее время в различных регионах мира залежи газогидратов могут образовываться и существовать в стабильных условиях, в зависимости от термодинамических условий. Приблизительно 98% всех залежей газогидратов расположены на шельфе в верхних слоях осадочных пород. ●

Литература

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
2. Воробьев А.Е., Малоков В.П. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды. – 2-е издание, исправленное и дополненное. РУДН, Москва, 2009 г.
3. Журнал «Наука в Сибири». Сибирские ученые исследуют свойства газовых гидратов, 2023 – 3 с.
4. Журнал «The Arctic», Газогидраты: новые возможности для энергоснабжения, 2015 – 4 с.
5. Юнусов М.Б. О влиянии гостевых молекул CH₄, C₂H₆, CO₂, Xe и H₂S на стабильность sl-гидрата / М.Б. Юнусов, Р.М. Хуснутдинов // Ученые записки физического факультета Московского университета. – 2022. – № 4. – 32 с.
6. Юнусов М.Б. Численные исследования термодинамических свойств клатратных гидратов / М.Б. Юнусов, Р.М. Хуснутдинов // Выпускная квалификационная работа. – 2020. Казань.
7. Gas Hydrate Deposits: Formation and Development Dr. Y.F. Makogon, Texas A&M University, Dr. S.A. Holditch, Texas A&M University, K. F. Perry, Gas Technology Institute, Dr. J.C. Holste, Texas A&M University – 2004.
8. Анализ технологий разработки месторождений газогидратов и новые пути мышления / Х. Сян, В.В. Кадет, А.С. Оганов, С.Л. Симонянц // Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. География. Геология. – 2018. – Т. 4 (70), № 4. – С. 289 – 310. – EDN YXVAVN.
9. Пичугин З.А. Газогидраты: условия залегания, технологии обнаружения и добычи / З.А. Пичугин, Н.И. Гулый // Инновационная наука. – 2017. – № 5. – С. 37–43. – EDN YPMAQR.
10. Гиматулин Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов / Ш.К. Гиматулин, А.И. Ширковский. – 4-е издание, стереотипное. – Москва: ООО ТИД Альянс, 2005. – 311 с. – EDN KUFKKE.

KEYWORDS: gas hydrates, power engineering, problems, natural gas, natural-gas condensate.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ПОДВОДНОГО ОБУСТРОЙСТВА

удаленных газоконденсатных месторождений

Дряхлов Вячеслав Сергеевич
аспирант РУДН

Юшин Евгений Сергеевич
доцент РУДН, доцент, к.т.н.

ОДИН ИЗ МЕХАНИЗМОВ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ УДАЛЕННЫХ ШЕЛЬФОВЫХ ГКМ – ПОДАЧА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА С ПОДВОДНЫХ СКВАЖИН НА БЕРЕГОВУЮ УКПГ ПО ПОДВОДНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ С ОТЛОЖЕННЫМ ВВОДОМ ПДКС. ОДНАКО ПРИМЕНЕНИЕ ПДК БЕЗ ПЛАТФОРМ НА УДАЛЕННЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОГРАНИЧИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОГО МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕДЛАГАЮТ ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПОДВОДНОЙ СЕПАРАЦИИ ЖИДКОСТИ ИЗ ПОТОКА ПРИ МИНИМАЛЬНЫХ ПОТЕРЯХ ДАВЛЕНИЯ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ГАЗА НА ПАССИВНОМ ТЕПЛОБМЕННИКЕ, ПОДРАЗУМЕВАЮЩЕЕ МАКСИМАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ УДАЛЕННЫХ ШЕЛЬФОВЫХ ГКМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА С МИНИМАЛЬНЫМИ ПОТЕРЯМИ И ЭНЕРГОЗАТРАТАМИ

ONE OF THE MECHANISMS FOR THE EFFICIENT DEVELOPMENT OF REMOTE OFFSHORE GAS CONDENSATE FIELDS IS THE SUPPLY OF RESERVOIR FLUID FROM UNDERWATER WELLS TO AN ONSHORE GAS TREATMENT UNIT VIA UNDERWATER PIPELINES WITH A DELAYED INTRODUCTION OF THE FIELD BOOSTER COMPRESSOR STATION (PBCS). HOWEVER, THE USE OF PBCS WITHOUT PLATFORMS AT REMOTE GAS CONDENSATE FIELDS IS LIMITED BY THE ABILITY TO ENSURE A STABLE MULTIPHASE FLOW. THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROPOSE A TECHNICAL SOLUTION FOR UNDERWATER SEPARATION OF LIQUID FROM THE FLOW WITH MINIMAL PRESSURE LOSSES WITH PRELIMINARY GAS COOLING ON A PASSIVE HEAT EXCHANGER. THIS IMPLIES MAXIMUM USE OF THE NATURAL MODE OF OCCURRENCE OF REMOTE OFFSHORE GAS CONDENSATE FIELDS TO ENSURE EFFICIENT GAS TRANSPORTATION WITH MINIMAL LOSSES AND ENERGY COSTS

Ключевые слова: обустройство морских месторождений нефти и газа, подводная сепарация, многофазный поток, гидравлические расчеты, двухфазный сепаратор «газ-жидкость», подводный теплообменник, экономическая эффективность.

Проблематика обустройства удаленных газоконденсатных месторождений шельфа РФ

На конец 2021 года разведанные запасы природного газа в акваториях РФ составляли 15,06 трлн м³ в абсолютном выражении [1]. Доля шельфового газа в структуре запасов РФ ежегодно растет – с 16,5% в 2018 г. до 21,3% в 2021 г., по данным ежегодных государственных докладов Министерства природных ресурсов. Это обусловлено опережающими темпами отбора газа из сухопутных месторождений (96% от ежегодной добычи) и воспроизводством ресурсной базы преимущественно за счет открытий крупных и уникальных месторождений на шельфе. При этом принятие инвестиционных решений по данным месторождениям, многие из которых являются уникальными и крупными по запасам, откладывается до лучших времен,

ФАКТЫ

15,06

трлн м³

составляют разведанные запасы природного газа в акваториях РФ

а ГРП ведутся низкими темпами (преимущественно из необходимости соблюдения лицензионных обязательств) по причине неудовлетворительной прогнозируемой экономической отдачи от проектов.

Введены в разработку и планируются к вводу газовые / газоконденсатные шельфовые месторождения с небольшим удалением от береговой линии – до 30–60 км. В то же время львиная доля запасов шельфового газа России (9,2 трлн м³) сосредоточена в газовых и газоконденсатных месторождениях Баренцева и Карского морей, удаленных от потенциальных точек сдачи продукции и потенциальных сухопутных площадок для строительства УКПГ на 100–550 км.

По данным «Росгеолфонда», были определены естественные условия залегания, свойства пластовых флюидов, объемы запасов удаленных газовых месторождений шельфа РФ. На основании данных параметров, а также анализа природно-климатических условий ниже приводится обобщение условий обустройства и разработки данных месторождений.

Для двух ключевых регионов – Баренцева и Карского морей – с использованием GIS-системы, глобальной модели рельефа и батиметрии ETOPO [13] работ ААНИИ [2, 11] и данных по результатам экспедиций НИС «Академик Борис Петров» [4, 10] составлены карты

РИСУНОК 1. Ключевые акватории, объемы запасов газа и количество месторождений



Источник: [составлено автором]



ТАБЛИЦА 1. Природно-климатические условия месторождений Баренцева моря

Месторождение	С.У.М, м	Расстояние до точки подключения, км	Длительность ледового сезона, сут	Вероятность встречи айсберга, %	Опасность пропахивания дна	Длительность сезонов, мес.	
						бурения	строительства
Штокмановское ГКМ	310–340	550	60	3%	нет	10	4,5
Лудловское ГМ	220–240	100	150	9%	нет	7	4
Ледовое ГКМ	220–280	140	130	5%	нет	7,5	4,5
Мурманское ГМ	70–140	140	60	нет	нет	10	5
Северо-Кильдинское ГМ	240–260	120	0	2%	нет	12	5

батиметрии, расположения границ месторождений и распространения айсбергов. Максимальные глубины килей современных айсбергов в Баренцевом море могут достигать 200 м, в Карском море – 120 м.

Баренцево море

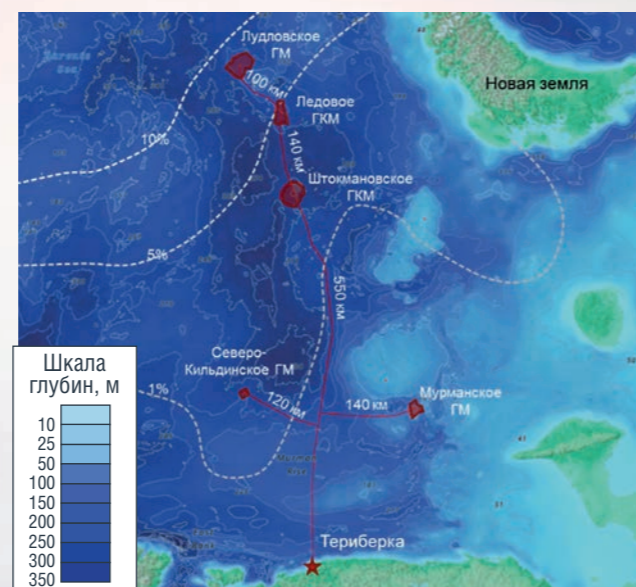
В условиях Баренцева моря длительность сезона бурения при использовании ППБУ ограничивается только наличием льда на акватории, т.к. ограничения эксплуатации отечественных ППБУ по ветро-волновым условиям позволяют обеспечить минимальные простои даже в зимний штормовой сезон. В то же время с точки зрения строительства объектов обустройства основные суда строительного флота (трубоукладчики, MSV, кабелеукладчики, крановые суда) имеют более строгие ограничения по допустимым условиям эксплуатации, что ограничивает возможности их применения в период с мая по сентябрь.

Обобщенные диапазоны показателей разработки, РТ-условий и составов пластовых флюидов для месторождений Баренцева моря:

- глубины залегания пластов: 1800–3150 м;
- прогнозные полки добычи (на одну нитку трубопровода): от 1 до 24 млрд м³/год;
- начальные пластовые давления: 200–480 атм.а;
- начальные устьевые давления: 185–410 атм.а;
- начальные пластовые температуры: 45–80 °С;
- начальные устьевые температуры: 20–60 °С;
- газоконденсатный фактор: от 0 до 20 г/м³;
- водогазовый фактор (вода конденсации + пластовая): 1,1–5,5 г/тыс. м³.

Для Штокмановского, Ледового и Лудловского месторождений с учетом глубин моря, площадей газоносности и айсберговой опасности подводное расположение устьев скважин безальтернативно. Расположение мощностей по подготовке на плавучей платформе судового типа (FPSO) с отсоединяемым подводным бумом технически возможно, однако это приведет к высоким капитальным затратам, заниженному коэффициенту эксплуатации и, как следствие, к низкой рентабельности проекта. Для Мурманского ГМ расположение устьев скважин на стационарной платформе ввиду меньших глубин и отсутствия айсберговой опасности технически реализуемо. Однако ввиду относительно небольших запасов и большой удаленности Мурманского и в особенности Северо-Кильдинского ГМ единственной

РИСУНОК 2. Карта глубин, расположения месторождений и айсберговой опасности Баренцева моря



— Трассы труб до ближайшей возможной точки подключения
--- Границы распространения айсбергов определенной вероятности

потенциально эффективной опцией обустройства может быть только подключение ПДК к ближайшей точке сдачи газа.

Карское море

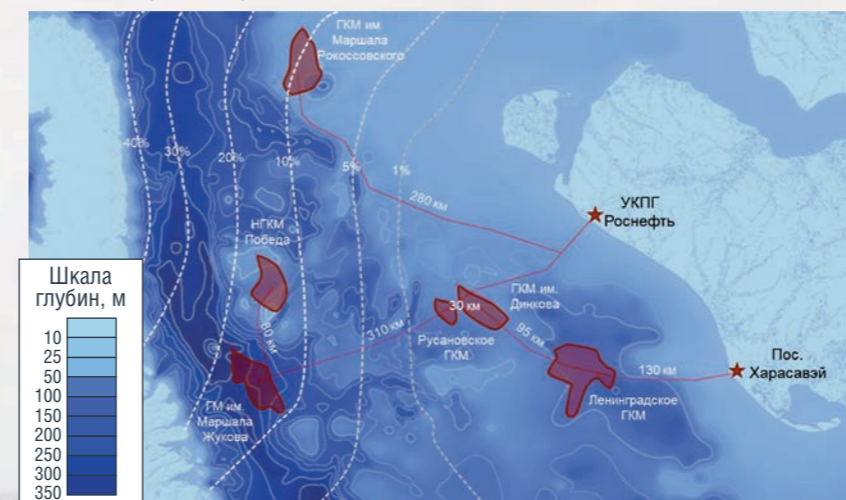
В условиях Карского моря длительность сезона бурения при использовании ППБУ также ограничивается только наличием льда на акватории и составляет в среднем 3 месяца в южной и 2,5 месяца в северной части рассматриваемого района. Карское море существенно более спокойное в части ветро-волнового режима, ввиду чего длительность строительного сезона аналогична сезону бурения и ограничивается только наличием льда на акватории.

Обобщенные диапазоны показателей разработки, РТ-условий и составов пластовых флюидов для месторождений Карского моря:

ТАБЛИЦА 2. Природно-климатические условия месторождений Карского моря

Месторождение	С.У.М, м	Расстояние до точки подключения, км	Длительность ледового сезона, сут	Вероятность встречи айсберга, %	Опасность пропахивания дна	Длительность сезонов, мес.	
						бурения	строительства
Ленинградское ГМ	90–130	130	270	–	нет	3	3
Русановское ГКМ	70–100	30	270	–	нет	3	3
ГКМ им. Динкова	50–80	95	270	–	нет	3	3
Победа НГКМ	35–120	80	295	15%	да	2,5	2,5
ГКМ им. Маршала Жукова	210–360	310	295	15%	нет	2,5	2,5
ГКМ им. Маршала Рокоссовского	25–90	280	295	10%	да	2,5	2,5

РИСУНОК 3. Карта глубин, расположения удаленных месторождений и айсберговой опасности Карского моря



— Трассы труб до ближайшей возможной точки подключения
--- Границы распространения айсбергов определенной вероятности

- глубины залегания пластов: 700–3800 м;
- прогнозные полки добычи (на одну нитку трубопровода): от 14 до 24 млрд м³/год;
- начальные пластовые давления: 76–636 атм.а;
- начальные устьевые давления: 55–450 атм.а;
- начальные пластовые температуры: 25–115 °С;
- начальные устьевые температуры: 15–80 °С;
- газоконденсатный фактор: от 0 до 600 г/м³;
- водогазовый фактор (вода конденсации + пластовая): 0,1–50 г/тыс. м³.

Для южного кластера газоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» предпочтительно подводное расположение устьев скважин и сухопутное размещение УКПГ в целях сокращения капзатрат на тяжелые ОГТ на относительно больших глубинах. С месторождениями ПАО «НК Роснефть» ситуация менее однозначная. Для ГМ им. Маршала Жукова подводное расположение устьев скважин безальтернативно ввиду больших глубин и айсберговой опасности. Однако ввиду низких пластовых давлений на ГМ им. Маршала Жукова потребуется применение

ДКС (в подводном исполнении или на платформе) со старта добычи. На НГКМ Победа и ГКМ им. Маршала Рокоссовского существует серьезная опасность пропахивания дна киллями айсбергов, величина заглубления которых может составлять до 5–8 метров, по данным последних экспедиций [4], а также участки с небольшими глубинами моря, ввиду чего сравнение первоначальных дисконтированных затрат по вариантам обустройства с применением платформы и с ПДК может оказаться не столь очевидным.

Необходимо отметить, что в условиях Карского моря с малой продолжительностью навигационного сезона важно обеспечить возможность привлечения одновременно нескольких ППБУ в каждый сезон эксплуатационного бурения для обеспечения адекватных темпов ввода скважин в эксплуатацию.

В целях обеспечения максимальной экономической эффективности шельфовых проектов, в особенности при высоких ставках дисконтирования (>10%), необходимо разделять затраты на этапы разработки во времени и вводить мощности по компримированию газа только по мере возникновения потребности в них, иными словами, максимально использовать энергию пласта. Такой подход предполагает минимизацию затрат на первом этапе, который является определяющим для экономики проекта, что может быть достигнуто путем подачи пластового флюида с подводных скважин на береговую УКПГ по подводным трубопроводам с последующим отложенным (на 10–20 лет) вводом ПДКС.

ФАКТЫ

200 м

могут достигать максимальные глубины килей современных айсбергов в Баренцевом море

РИСУНОК 4. Существующий мировой опыт эксплуатации подводных многофазных трубопроводов в компрессорном и бескомпрессорном режиме

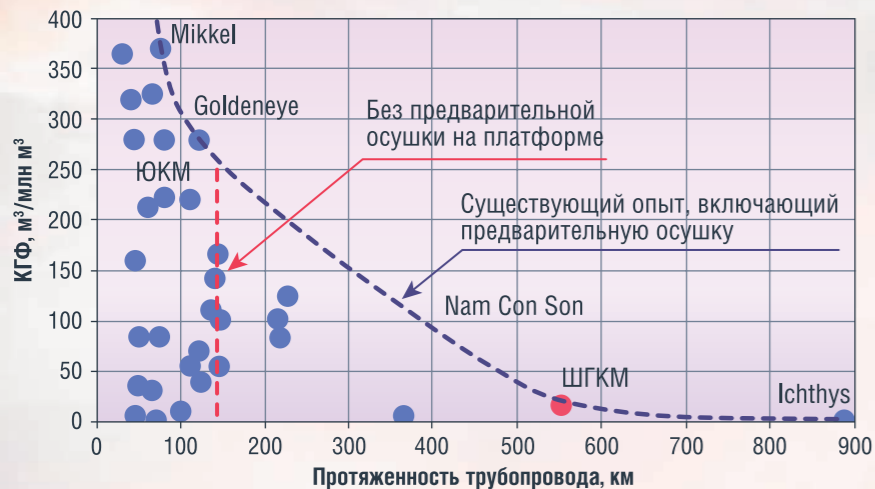
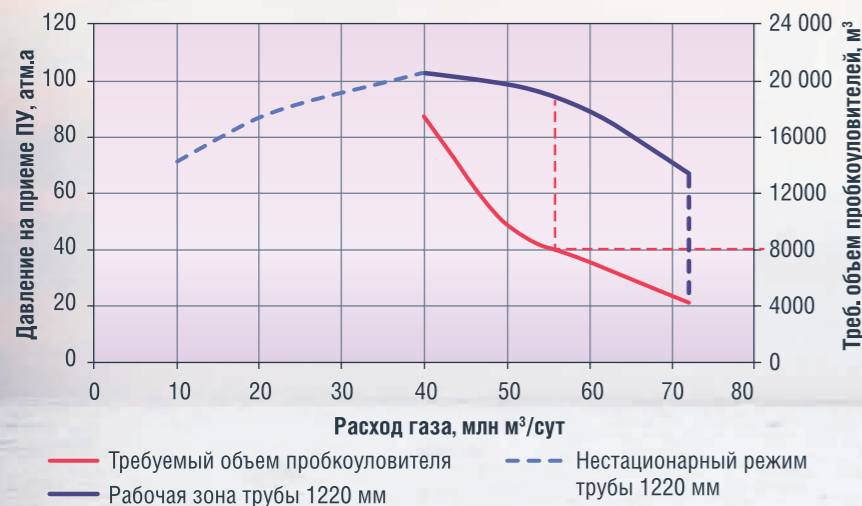


РИСУНОК 5. Гидравлические характеристики однониточного многофазного газопровода Ду 1220 мм



Проблема обеспечения стабильного многофазного потока является основным фактором, ограничивающим применение ПДК без платформ на удаленных газоконденсатных месторождениях. На рисунке 4 представлен существующий мировой опыт эксплуатации подводных многофазных трубопроводов в компрессорном и бескомпрессорном режиме. Наибольшая удаленность ПДК от объектов подготовки продукции, достигнутая на сегодняшний день, — 143 км, месторождение «Laggan-Tormore».

Если проблема гидратообразования в протяженных подводных газопроводах традиционно решается достаточным ингибированием воды метанолом или МЭГ (что дополнительно увеличивает объем жидкой фазы в потоке — LVF), то проблема узкого «коридора» допустимых эксплуатационных параметров (расход — давление) многофазного трубопровода требует более комплексного решения. При фиксированном устьевом давлении любое снижение расхода в трубе (например, по причине выполнения ТКРС на скважинах и временной их остановки) относительно номинального режима приводит к снижению

ФАКТЫ

3 месяца

в южной и 2,5 месяца в северной части составляет продолжительность сезона бурения при использовании ППБУ в условиях Карского моря

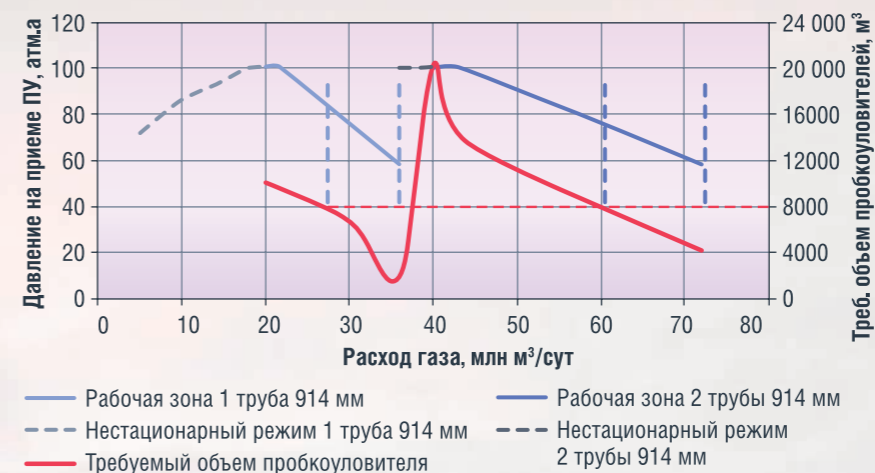
скорости потока газа в трубе, уменьшению выноса жидкости и увеличению объема жидкости в трубе, что в конечном счете приводит к экспоненциальному росту объема пробок на выходе и при определенном расходе — к самозадавлению трубопровода жидкостью (аналогично самозадавлению газовых скважин).

Ниже на примере Штокмановского ГКМ с относительно небольшим содержанием конденсата и воды в газе (14 г/м³ и 0,001–0,005 г/м³ соответственно) представлены гидравлические характеристики системы трубопроводного транспорта при входном давлении на сборном манифольде в 140 атм. абс. (на ~15-й год эксплуатации), рассчитанные в коммерческом ПО для гидравлических расчетов. Пример представлен для одного пускового комплекса с полкой добычи на уровне 72 млн м³/сут.

Как видно из графика на рисунке 5, допустимый расход газа при данном уровне давления находится в диапазоне 80–100% от максимального, что ограничивается разумными объемами пробкоуловителей на берегу (текущий опыт применения трубных пробкоуловителей ограничивается объемами 5000–8000 м³). При эксплуатации такой системы из одного многофазного трубопровода необходимо вводить все скважины сразу с выходом на номинальный режим, что откладывает начало получения прибыли проектом и снижает экономический эффект. Более того, существенно снижается коэффициент эксплуатации системы на полке добычи при необходимости выполнения замены или ремонтов оборудования, скважин, требующих в данном случае вместо частичного снижения расхода — полного останова добычи. Также невозможна эксплуатация такой системы после начала падения добычи газа с полки.

Ввиду вышеобозначенных факторов для эксплуатации протяженных многофазных трубопроводов применяются, как правило, двухниточные коллекторы меньшего диаметра, как это реализовано, например, на Кирином, Лунском, Южно-Кирином (в проекте) ГКМ. На примере Штокмановского ГКМ аналогичную пропускную

РИСУНОК 6. Гидравлические характеристики двухниточного многофазного газопровода Ду 914 мм



способность для одного пускового комплекса в 72 млн м³/сут может обеспечить система из двух коллекторов Ду 914 мм.

В случае с двухтрубной системой возможна эксплуатация в режимах 85–100% расхода и 39–50% расхода от номинала при переключении потока в один коллектор. Данный вариант несколько более гибкий с точки зрения эксплуатации, однако длительность (и стоимость) строительства двухтрубной системы на большие расстояния в 1,3–1,5 раза превышает показатели аналогичной по пропускной способности однотрубной системы большего диаметра.

Необходимо отметить, что наличие даже незначительного количества жидкости в потоке, помимо проблем с пробковым режимом существенно увеличивает потери давления. Например, для условий Штокмановского ГКМ минимальное давление на входе в многофазный газопровод (1 × 1220 мм или 2 × 914 мм) должно составлять 140 атм. абс. для обеспечения допустимого давления и скорости потока на выходе (выходе в УКПГ), что достигается уже на ~15-й год разработки. При удалении жидкости из потока и транспортировке «условно сухого» газа минимальное давление на входе будет составлять 115 атм. абс., что позволяет эксплуатировать месторождение в бескомпрессорном режиме на 9 лет дольше, оттягивая сроки ввода ПДКС.

Таким образом, можно сформулировать образ технического решения для решения проблем многофазного подводного транспорта пластового газа на большие расстояния — подводная сепарация жидкости из потока при высоком давлении с минимальными потерями давления в сепараторе. Такое техническое решение позволит обеспечить длительный период стабильной бескомпрессорной добычи на удаленных ГКМ с применением наиболее экономически эффективного варианта обустройства — подключения ПДК к береговой УКПГ — с исключением ограничений подводного многофазного транспорта: с возможностью использования однониточной схемы, минимизацией объемов пробкоуловителей и повышенным коэффициентом эксплуатации системы.

Преимущества применения подводной сепарации жидкости на примере Штокмановского ГКМ

Предлагаемая принципиальная технологическая схема подводной сепарации подразумевает максимальное использование естественных условий залегания удаленных шельфовых ГКМ для обеспечения эффективного транспорта газа с минимальными потерями и энергозатратами. Низкие температуры воды в придонном слое в арктических акваториях (0...-2 °С) создают возможность предварительного охлаждения потока пластового газа в пассивных трубчатых теплообменниках для выделения большей части воды и существенной части конденсата в самом начале трассы трубопровода. Т.к. выделение воды из газа регулируется практически только температурой и слабо зависит от давления, при стабилизации температуры потока на уровне температуры окружающей среды на блоке теплообменников дальнейшего выпадения воды в жидкую фазу не происходит. Выпадение конденсата в жидкую фазу происходит вдоль всей трассы по мере снижения давления в трубопроводе, ввиду чего необходима установка нескольких блоков сепарации вдоль всей трассы для обеспечения отвода выпадающего конденсата из газопровода и создания условий транспорта близких к условиям сухого газа. Поскольку в начальной точке трубопровода на первом блоке сепаратора возможно отделить порядка 99% всей воды, выпадающей в трубопроводе, возникает целесообразность дальнейшего разделения воды и конденсата (на первом сепараторе) и ее утилизации в пласт (аквифер или в иной не газоносный пласт) с помощью подпорных насосов. Данная схема, помимо описанных в предыдущем разделе преимуществ, позволяет также сократить затраты на УСК и систему утилизации пластовой воды на суше ввиду максимальной утилизации объемов пластовой воды на месторождении. Подобная схема установки нескольких трубных сепараторов высокого давления по потоку для отвода жидкой фазы в отдельный

ФАКТЫ

143 км

достигает наибольшая удаленность ПДК от объектов подготовки продукции

РИСУНОК 7. Принципиальная технологическая схема подводной сепарации пластового газа

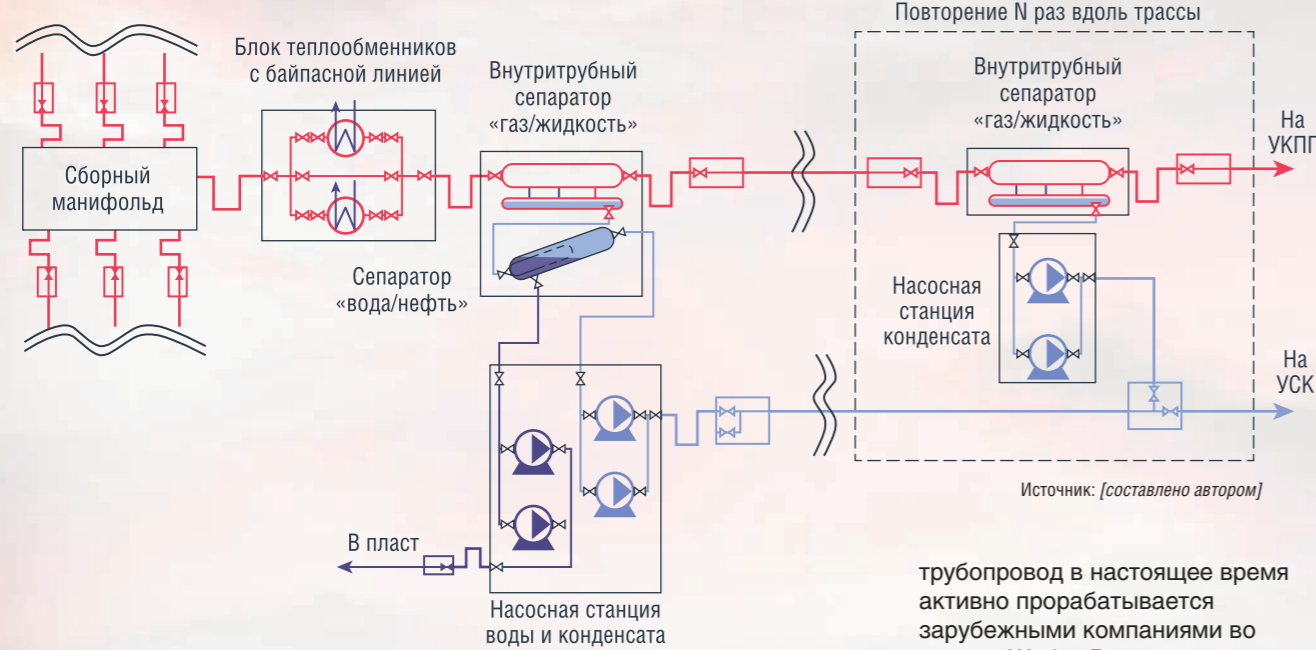


РИСУНОК 8. Давление и расход жидкой фазы по длине трубопровода без использования сепараторов

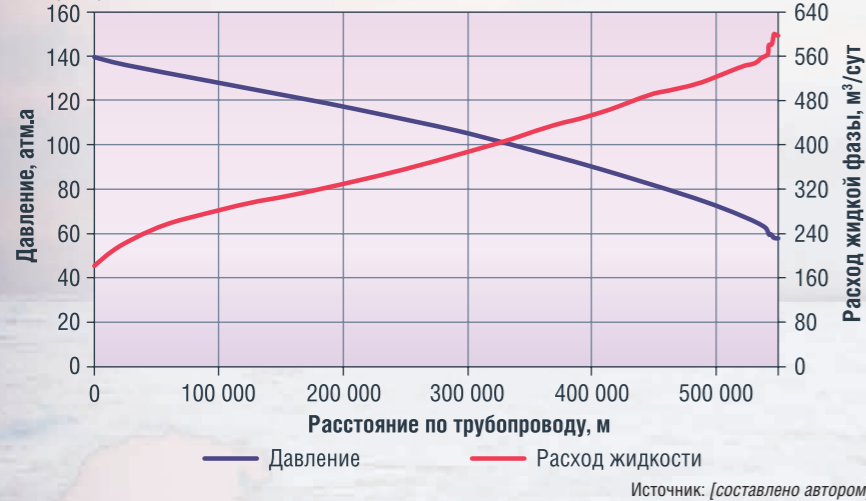
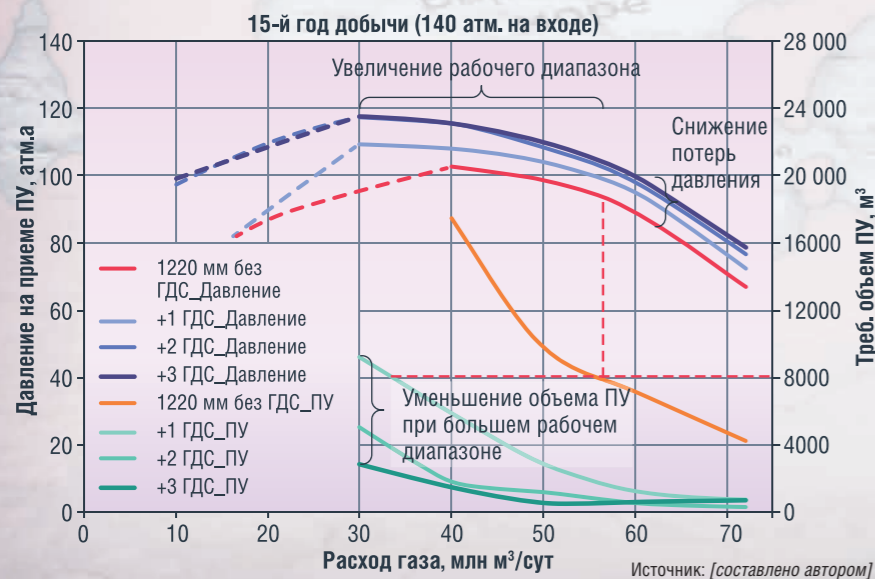


РИСУНОК 9. Давление на приеме УКПГ и требуемый объем пробкоуловителя от расхода пластового флюида для различных конфигураций системы транспорта



трубопровод в настоящее время активно прорабатывается зарубежными компаниями во главе с Worley Parsons, а сама модель сепаратора прошла модельные испытания [5, 6, 7]. Компанией АО «Гипроспецгаз» была запатентована [12], а рядом отечественных авторов описана в статьях [9] схема подводной сепарации с применением теплообменников. Подводные пассивные теплообменники для охлаждения газа используются в настоящее время на нескольких проектах, в т.ч. на ПДКС Асгард [8] и месторождении Линнорм в Северном море [3]. Способы подводной внутритрубной двухфазной сепарации «вода/нефть» изучены в ряде зарубежных работ, а ряд сепараторов испытан на суше [14]. Новизна предлагаемого решения заключается в комбинировании лучших составляющих данных изобретений в единую систему, наиболее эффективно решающую проблемы бескомпрессорного транспорта пластового газа удаленных ГКМ российского арктического шельфа.

На примере Штокмановского ГКМ в гидродинамическом симуляторе смоделированы режимы потока пластового флюида (ингибированного МЭГ) в системе из одного трубопровода Ду 1220 мм с 1, 2 и 3 гидродинамическими сепараторами (далее – ГДС) вдоль трассы и блоком теплообменников на входе для демонстрации последовательного приближения характеристик потока к «условно сухому» газу. Эффективность отделения жидкой фазы принята равной 95% по аналогии с PDG-сепаратором, эффективность

РИСУНОК 10. Точки установки ГДС вдоль трассы трубопровода, расходы конденсата и воды по длине трубопровода



РИСУНОК 11. График изменения давления и температуры потока по длине трубопровода для варианта с тремя ГДС

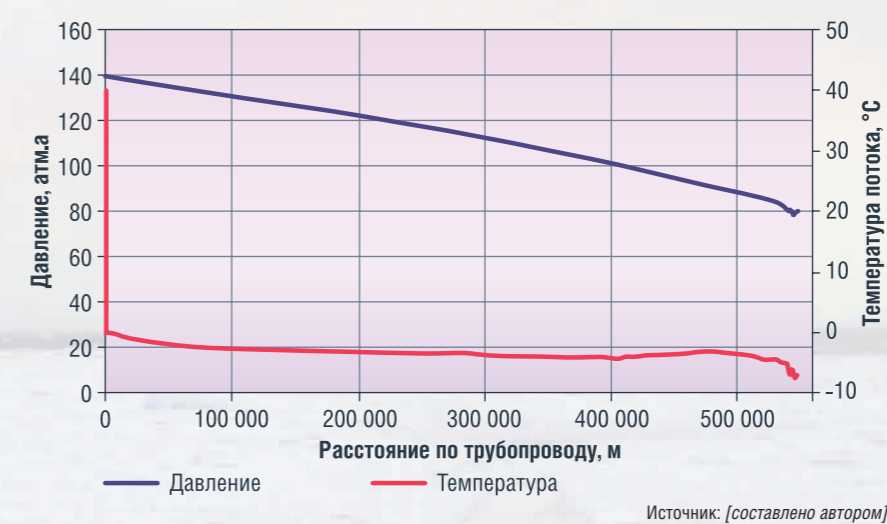
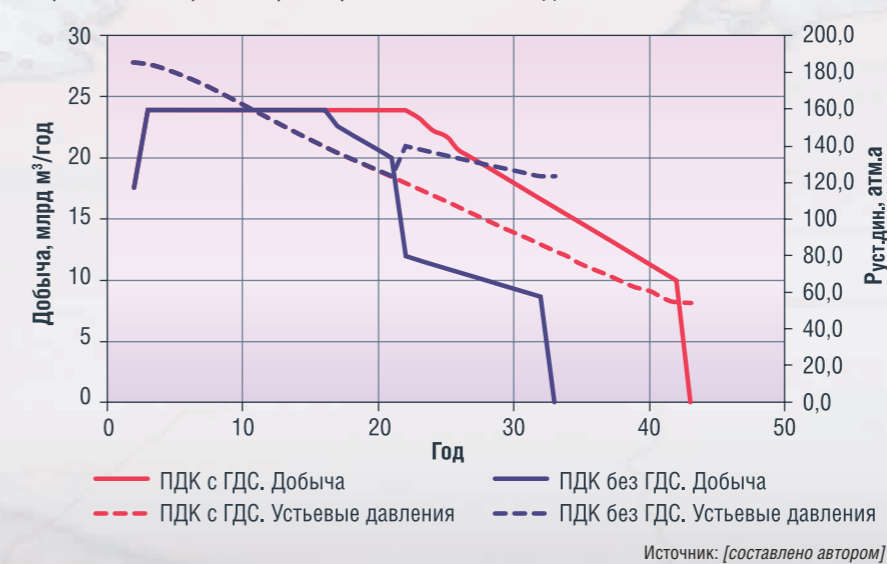


РИСУНОК 12. Профили добычи (бескомпрессорной) и падения устьевого давления для вариантов многофазного транспорта и использования ГДС



которого составляет от 85 до 99% при различных комбинациях РТ-условий и LVF [5]. На блоке теплообменников газ охлаждается до 0°C. Для сравнения на рисунке ниже приведены графики падения давления и объемного расхода жидкой фазы (конденсат + вода) по длине трубопровода (Ду 1220 мм) без сепараторов и теплообменника на последний год бескомпрессорной добычи с максимальным расходом, когда наступает ограничение по максимальной скорости движения жидкости в трубопроводе (3 м/с).

Для 15-го года добычи со входным давлением в 140 атм.а получены зависимости давления на приеме УКПГ и требуемые объемы пробкоуловителя от расхода пластового флюида. В систему транспорта последовательно добавлялись:

- входной теплообменник и ГДС на 0-м км трубопровода;
- 2-й ГДС на 162-м км трубопровода;
- 3-й ГДС на 496-м км трубопровода.

Как видно из графиков, добавление теплообменника и первых двух ГДС в систему позволяет существенно снизить потери давления и требования к объему пробкоуловителя при одновременном увеличении рабочего диапазона расходов с 80–100% до 40–100%. Добавление третьего ГДС позволяет дополнительно уменьшить объем пробкоуловителя, немного снизить потери давления при сохранении того же рабочего диапазона как для системы с двумя ГДС. Это означает, что поток с точки зрения гидравлики приблизился к «условно сухому» газу и дальнейшее увеличение количества ГДС не целесообразно.

Для транспорта жидкой фазы (состоящей преимущественно из конденсата) прокладывается трубопровод Ду168 мм, который может быть уложен одновременно с основным газосборным коллектором по технологии «Piggy-back». Подводные насосы для транспорта жидкой фазы с GVF в пределах 10–15% – однофазные или гибридные – мощностью 80 кВт, освоены в промышленности и эксплуатируются более чем на 40 проектах по всему миру.

На графике ниже представлены места установки ГДС вдоль трассы трубопровода, определенные

в понижениях рельефа перед подъемом, которые наиболее подвержены скоплению жидкостных пробок.

Как видно из графика на рисунке 11, характер падения давления по длине трубопровода приближен к условиям транспорта сухого газа. За счет снижения потерь давления по длине трубопровода для случая Штокмановского ГКМ минимальное давление на входе в трубопровод возможно снизить со 140 до 122 атм. абс. и тем самым продлить срок бескомпрессорной добычи на 7–8 лет. На графике ниже приведен индикативный эффект от реализации схемы с ГДС на профиль добычи газа без учета коэффициента эксплуатации системы (что является предметом отдельного исследования) и установки ПДКС для поддержания полки добычи.

Заключение

Для обеспечения экономической эффективности удаленных газоконденсатных месторождений шельфа РФ необходимо разделять затраты на этапы разработки во времени и максимально использовать энергию пласта, обеспечивая запуск в эксплуатацию и максимальную продолжительность бескомпрессорной добычи с минимальными первоначальными затратами. Это может быть достигнуто путем подачи пластового флюида с подводных скважин на береговую УКПГ по подводным трубопроводам с последующим отложенным (на 10–20 лет) вводом ПДКС. Однако применение ПДК без платформ на удаленных газоконденсатных месторождениях в настоящее время существенно ограничивается возможностями обеспечения стабильного многофазного потока.

Предложенное техническое решение по подводной сепарации жидкости из потока при минимальных потерях давления с предварительным охлаждением газа на пассивном теплообменнике подразумевает максимальное использование естественных условий залегания удаленных шельфовых ГКМ для обеспечения эффективного транспорта газа с минимальными потерями и энергозатратами. На примере одного пускового комплекса Штокмановского ГКМ представлены технические эффекты от внедрения системы подводной сепарации – существенное снижение потерь давления и объема пробкоуловителей при одновременном увеличении рабочего диапазона расходов в газосборном коллекторе с 80–100% до 40–100%, снижение минимально допустимого давления на устьях скважин на 20 бар и продление периода бескомпрессорной добычи на 8 лет. Определено оптимальное количество сепараторов по трассе трубопровода – 3 ед. на 550 км трассы.

Дальнейшие исследования в рамках данного технического решения будут направлены на моделирование конструкции сепаратора и потока в нем при различных условиях (расход, давление, температура, состав газа, содержание конденсата и воды и т.д.) средствами компьютерной вычислительной газогидродинамики (CFD) и установления коэффициентов эффективности сепаратора во всей области возможных значений переменных. Отдельной проработки требуют вопросы коэффициентов эксплуатации системы при

ФАКТЫ

7 ЛЕТ

– продление периода бескомпрессорной добычи газа на Штокмановском ГКМ за счет предлагаемого решения

использовании данной схемы и при классическом подключении ПДК к береговой УКПГ, конструктивные решения и массогабаритные характеристики подводных модулей теплообменников и сепараторов, оптимизации УКПГ при раздельной подаче частично осушенного газа и частично обезвоженного конденсата на берег. ●

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году». – Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Роснедра. – Москва, 2022. – 626 с.
2. Ледяные образования морей западной Арктики. Под ред. Г.К. Зубакина. – ААНИИ. – Санкт-Петербург, 2006. – 281 с.
3. Gyles B.R. Natural Convection – Subsea Cooling; Theory, Simulations, Experiment and Design / B.R. Gyles, B. Haegland, T.B. Dahl, A. Sanchis, S. Graftonning, R.B. Shuller, A. Jensen // International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. – 2011. – 11–20 p.
4. Kokin O. The distribution of maximum ice scour sizes by sea depth at the seabed of the Barents and Kara Seas / Osip Kokin, Stepan Maznev, Vasily Arkhipov, Evgeniy Moroz, Elena Sukhikh, Roman Ananiev, Sergey Nikiforov, Nikolay Sorokhtin, Sergey Vernyaev // Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. – 2023, June. – 11 p.
5. Liebana L. Experimental Separation Performance of In-Line Piggable Liquid Removal Unit – Pseudo Dry Gas Systems / L. Liebana, L. Thomas, T. Wood, L. Lao, G. Rogerson // SPE Energy Resources Conference. – 2021, June. – SPE-200917-MS. – 11 p.
6. Raftly A. Novel Pseudo Dry Gas System for Extended Subsea Tie-Backs / A. Raftly, L. Thomas, L. Liebana, T. Wood, S. Stokes // International Petroleum Technology Conference. – 2019. – 11 p.
7. Thomas L. Ultra-Long Subsea Gas Condensate Tie Back – Pseudo Dry Gas – Liquid Handling System / L. Thomas, T. Wood, L. Liebana, D. McLaurin, S. Stokes // Offshore Technology Conference. – 2019. – OTC-29332-MS. – 17 p.
8. Vesterkjaer R. Learning and Development from the World's First Operating Subsea Compression System / R. Vesterkjaer, S. Jorgensen // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – 2019, April. – 12 p.
9. Ибрагимов И.Э. Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла / И.Э. Ибрагимов, С.А. Трудов // ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2015, № 2 (22). – 151–154 с.
10. Кокин О.В. Исследование ледово-экарационного рельефа юго-западной части Карского моря и северо-восточной части Баренцева моря в 51 рейсе НИС «Академик Борис Петров» / О.В. Кокин, В.В. Архипов, Н.И. Мещеряков, Р.А. Ананьев, З.И. Слукковский // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. – 2022, №9. – 123–127 с.
11. Павлова Е.А. Особенности распределения айсбергов по данным судовых наблюдений в Карском море в 2004–2019 гг. / Е.А. Павлова, Т.А. Алексеева, Е.У. Миронов, В.М. Смоляницкий // Российская Арктика. – 2020, № 3 (10). – 30–36 с.
12. Подводная установка подготовки природного газа к транспорту [Текст]: пат. RU 148 609 U1 Российская Федерация : МПК B01D 53/00 (2006.01).
13. National Oceanic and Atmospheric Administration. ETOPO Global Relief Model // Режим доступа – URL: <https://www.ncei.noaa.gov/products/etopo-global-relief-model>.
14. Seabed Separation A/S. How it works // Режим доступа – URL: <https://seabedseparation.no/how-it-works/>.

KEYWORDS: offshore oil and gas field development, subsea separation, multiphase flow, hydraulic computations, two-phase gas-liquid separator, subsea heat exchanger, economic efficiency.

ОСНОВА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЧУДА. ТУРЦИЯ НЕ ПОВТОРИТ ОШИБКУ ЕС В ОТНОШЕНИИ РОССИИ

dikGAZETE

В то время как Европа переживает энергетический кризис из-за санкционной политики в отношении России, Турция продолжает развивать сотрудничество с «Газпромом». Долгосрочные



отношения с Москвой помогают Турции решить многие проблемы в сфере развития национальной энергетики, а в будущем позволят создать в Стамбуле совместную турецко-российскую компанию, которая станет оператором одного из крупнейших в мире нефтегазовых хабов. Эти планы вынашивались давно, поскольку поставки российского топлива позволили не только удовлетворить потребности турецкой экономики, но и направить газ на реэкспорт. Промышленный успех флагманских стран Евросоюза во многом обусловлен закупками углеводородов у России. Однако в последние годы ЕС пытается оправдать свой отказ от закупок дешевого российского топлива переходом к зеленой энергетике и либерализацией энергетического рынка. Санкции и теракт на «Северном потоке» усложнили ситуацию для ЕС, который потратил дополнительно десятки миллиардов на закупку СПГ у США и Африки. Одним из немногих каналов, по которым европейские страны могут получать относительно дешевый газ из России, остается турецкая газотранспортная система. Новая электронная площадка для торговли газом может быть претворена в жизнь в текущем году. Не только в США, пытающихся стать монополистами в поставках СПГ в ЕС, но и в Еврокомиссии находятся противники этого проекта, но нет сомнений в том, что

открытие газового хаба в Стамбуле обещает Турции экономические преимущества и важное место на мировом энергетическом рынке.

ЕС НАЦЕЛИЛСЯ НА РОССИЙСКИЙ СПГ



ЕС согласовал новый пакет антироссийских санкций. В частности, было принято решение ударить по энергетике. Четырнадцатый пакет санкций «лишит Россию доходов от продажи энергоносителей», – заявила председатель Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен. Меры, которые не включают запрет на покупку российского СПГ странами ЕС, запрещают реэкспорт российского газа в третьи страны в портах Европы. Эксперты газового рынка говорят, что запрет будет иметь незначительный эффект, поскольку Европа все равно будет покупать российский газ, а перевалка через порты ЕС в Азию составляет около 10 % от общего объема экспорта



российского СПГ. Европейские порты важны для России, поскольку это ключевой маршрут для экспорта СПГ из арктических портов на азиатские рынки в зимние месяцы. Бельгийский порт Зебрюгге и французский Монтуар являются особенно важными узлами для реэкспорта в Китай, Тайвань и Турцию. Дополнительные меры в пакете санкций направлены на то, чтобы затруднить использование Россией «теневого флота». ЕС также наносит удар по системе СПФС. Но переговоры, затянувшиеся более чем на месяц, в конечном итоге привели к смягчению одного из ключевых предложений комиссии, обязывающее компании ЕС предотвращать реэкспорт санкционной продукции в Россию через третьи страны, в частности поставки технологий двойного назначения, таких как микросхемы для стиральных машин, которые

могут быть использованы российским ВПК. Европейские дипломаты заявили, что Германия попросила провести оценку воздействия подобной меры, так что она может быть введена позднее. По их словам, еще несколько китайских компаний, обвиненных в оказании помощи России, были добавлены в черный список, запрещающий компаниям европейского блока торговать с ними.

«ОСВОБОДИЛИСЬ». ИМПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ В ФИНЛЯндиЮ БОЛЬШЕ НЕ БУДЕТ Talouselämä

Импорт российского СПГ в Финляндию прекратится, так как Европейский совет запретил его транспортировку через терминалы, не подключенные к газовой сети. До сих пор государственная компания Gasum продолжала импортировать СПГ из России в соответствии с долгосрочным контрактом с «Газпромом», аргументировав свои действия тем, что по контракту ей пришлось бы платить за газ в любом случае, даже если бы она его не получала. Компания заявила, что санкции, введенные ЕС, на самом деле не дают Gasum права расторгнуть контракт с «Газпромом», но «становятся обстоятельством непреодолимой силы для покупки или импорта российского СПГ через терминалы, не подключенные к газовой сети». СПГ импортировался из России



в Финляндию через терминалы Пори и Торнио, а топливо использовалось, в частности, сталелитейными компаниями Outokumpu и SSAB. В Gasum заявляют, что полностью соблюдают санкции, установленные ЕС, и с 26 июля прекратят закупать и импортировать российский СПГ в Финляндию. Контракт на закупку трубопроводного газа был расторгнут в 2023 году. ●

ТЕХНОЛОГИИ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ на газонасыщенные среды

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ДЕГАЗАЦИИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ. ОБСУЖДАЮТСЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К ЭТОМУ ПРОЦЕССУ, ВКЛЮЧАЯ КАВИТАЦИОННУЮ И ДИФFUЗИОННУЮ ГИПОТЕЗЫ. ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ, ЧТО ТЕКУЩИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИМЕЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И НЕ ВСЕГДА ПРИМЕНИМЫ НА ПРАКТИКЕ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЧАСТО НОСЯТ КАЧЕСТВЕННЫЙ ХАРАКТЕР И НЕ ПРЕДОСТАВЛЯЮТ ПОДРОБНОГО ОПИСАНИЯ ПРОИСХОДЯЩИХ ПРОЦЕССОВ. ОТМЕЧАЕТСЯ ОТСУТСТВИЕ ЕДИНОЙ МЕТОДИКИ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ И ПРИВОДЯТСЯ ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЦЕССА ДЕГАЗАЦИИ. АВТОР ПРИХОДИТ К ВЫВОДУ, ЧТО АКУСТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИМЕЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE ACOUSTIC EFFECT IN RELATION TO THE DEGASSING OF WELL FLUID. THEORETICAL AND EXPERIMENTAL APPROACHES TO THIS PROCESS, INCLUDING CAVITATION AND DIFFUSION HYPOTHESES, ARE DISCUSSED. IT IS EMPHASIZED THAT CURRENT THEORETICAL MODELS HAVE SIGNIFICANT LIMITATIONS AND ARE NOT ALWAYS APPLICABLE IN PRACTICE. EXPERIMENTAL STUDIES OFTEN HAVE A QUALITATIVE NATURE AND DO NOT PROVIDE A DETAILED DESCRIPTION OF THE PROCESSES INVOLVED. THE LACK OF A UNIFIED METHODOLOGY FOR SELECTING ACOUSTIC FIELD PARAMETERS IS NOTED, HOWEVER, THE BASIC REGULARITIES OF THE DEGASSING PROCESS ARE OUTLINED. DESPITE THE COMPLEXITY AND LACK OF UNIFORM TECHNIQUES, ACOUSTIC TECHNOLOGIES HAVE SIGNIFICANT POTENTIAL FOR APPLICATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: акустическая дегазация, дегазация нефти, кавитация, диффузия, ультразвук.

Сулейманов Махсуд Абдурахим угли

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

В нефтегазовой отрасли акустические технологии можно разделить на «информационные» и «силовые». Первые направлены на получение информации о какой-либо системе посредством эмиссии и последующей регистрации акустических волн. Ко вторым относят технологии воздействия на элементы добывающей системы или на добывающую систему в целом. Например, ультразвуковая обработка призабойной зоны скважины для декольматации порового пространства и восстановления продуктивности или акустическое воздействие на пласт в целом с целью вовлечения в процесс фильтрации каналов нефти, ранее не дренируемых в результате геологических особенностей строения залежи или техногенных изменений в пласте. При воздействии интенсивных акустических полей в жидкости наблюдается снижение количества растворенного и

свободного «пузырькового» газа. Данный эффект используется в промышленности для удаления газов из расплавов металлов, стекла, растворов смол, масел, напитков и других жидкостей. Кроме того, ультразвуковая дегазация способствует ускорению электрохимических процессов в жидкости под воздействием звукового поля.

В настоящее время не существует единой методики подбора параметров акустического поля для процесса дегазации нефти. Теоретические исследования в данной области имеют существенные ограничения на исследуемые модели и с трудом могут быть применены на практике. Большинство экспериментальных исследований носят качественный характер, приводимые авторами величины, как выходное напряжение преобразователя, его ток или мощность, носят косвенный признак, так как зависят от условия проведения испытаний, при этом авторами фиксируется сам факт ускорения процесса дегазации без подробного описания происходящих процессов. При этом сложно судить о влиянии абсолютных значений величин, характеризующих акустическое

УДК 622.831.325

поле – интенсивности (звуковое давление) с учетом диссипации и частоты излучения, на процесс дегазации в полученных экспериментальных данных [1, 4, 8, 11]. Характерной особенностью фундаментальных исследований механизма увеличения размера пузырьков газа при акустическом воздействии является проведение натурных испытаний единичного пузырька в фокальной области излучения при малых интенсивностях звукового давления, в отсутствие кавитационных процессов и в «закрепленном» положении самого пузырька [9]. Также все встречающиеся экспериментальные исследования воздействия акустических волн на пузырьки газа происходят в условиях статики (отсутствии движения) дисперсной среды, а аналитические исследования рассматривают колебания пузырька в большинстве случаев линейно гармоническими.

В то время как в реальных условиях при применении акустических технологий присутствуют процессы не только кавитации, но и дробления газовых пузырьков, «вторичные» волны от пульсации самих пузырьков, кумулятивные струи при их «схлопывании», стесненные условия пузырьков в области воздействия, диссипация волны и т.д. Исследование поведения единичного пузырька или группы однородных пузырьков с учетом всех протекающих процессов является сложной задачей и в настоящее время не решаемой ни аналитическими, ни экспериментальными методами.

Существует две гипотезы механизма процесса дегазации жидких сред [9]:

- кавитационная – предполагает образование большого количества пузырьков в результате местного понижения давления во время полупериода разрежения, которые затем в результате диффузии растворенного газа из жидкости и коалесценции увеличиваются в объеме и покидают жидкость;
- диффузионная – предполагает наличие в жидкости стабильных пузырьков, которые проходят те же этапы дегазации.

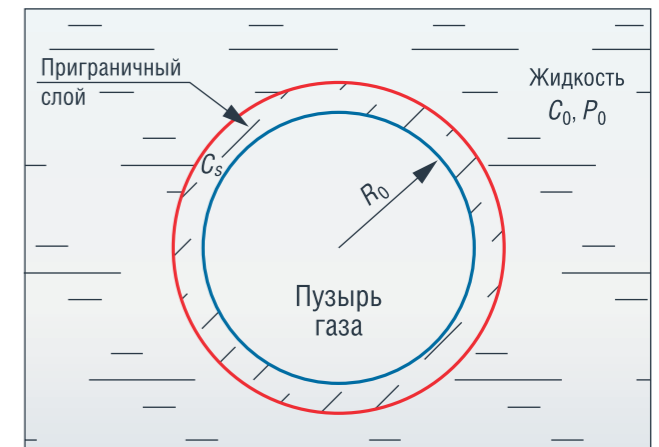
Исследования [9] показали, что дегазация происходит и до начала кавитации в системе, т.е. наличие кавитационных пузырьков не является необходимым условием для дегазации. Тогда «источниками» дегазации служат существующие стабильные газовые пузырьки в жидкости, а кавитация является механизмом их быстрого роста с последующим коллапсом на более мелкие пузырьки. Согласно исследованиям авторов [3, 9], сам процесс дегазации можно разделить на три стадии:

1. Существующие в жидкости небольшие газовые пузырьки при изменении термобарических условий начинают расти за счет диффундирования растворенного газа из объема жидкости. Если в условиях отсутствия внешнего механического воздействия на систему процесс диффундирования происходит достаточно медленно, то в акустическом поле за счет специфических акустических эффектов (таких как радиальное колебание пузырьков и наличие микротоков на границе раздела фаз), процесс массопередачи существенным образом ускоряется.
2. Под действием сил Бьеркнеса и Бернулли и радиационного давления (среднее по времени избыточное давление на препятствие, помещенное в акустическое поле) группы мелких пузырьков газа коалесцируют или объединяются в агломерации.

3. Обладая большей плавучестью, пузырьки или их агломерация быстрее поднимаются к поверхности жидкости и покидают ее.

Рассмотрим схему диффундирования на примере одиночного пузырька в несжимаемой жидкости при малых давлениях акустического поля (рис. 1). Система характеризуется следующими параметрами: C_0 – концентрация газа в жидкости; C_s – концентрация газа в приграничной зоне; R_0 – равновесный радиус пузырька; P_0 – давление в жидкости.

РИСУНОК 1. Схема пузырька газа в жидкости



При разнице концентрации C_0 от C_s возникает диффузионный поток, величина которого определяется уравнением:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + (u \nabla) C = D \nabla^2 C \quad (1)$$

Решение уравнения (1) при статической диффузии, пренебрегая конвективным членом, является выражением потока газа на пузырек за счет обычной молекулярной диффузии:

$$I_0 = 4\pi D R_0^2 (C_0 - C_s) \left(\frac{1}{R_0} + \frac{1}{\sqrt{\pi D t}} \right), \quad (2)$$

где D – коэффициент диффузии; t – время.

В зависимости от отношения C_0/C_s существуют три случая поведения пузырька:

- $0 \leq C_0/C_s < 1$ – жидкость недонасыщена газом и пузырек с течением времени растворяется;
- $C_0/C_s = 1$ – система находится в динамическом равновесном состоянии, когда диффузионный поток в пузырек и из него равны между собой;
- $C_0/C_s > 1$ – жидкость перенасыщена и размер пузырька увеличивается.

Вынужденные колебания пузырька газа в акустическом поле приводят к так называемой односторонней диффузии в пузырек газа, при котором массоперенос газа из жидкости становится возможным при условии $C_0/C_s \leq 1$.

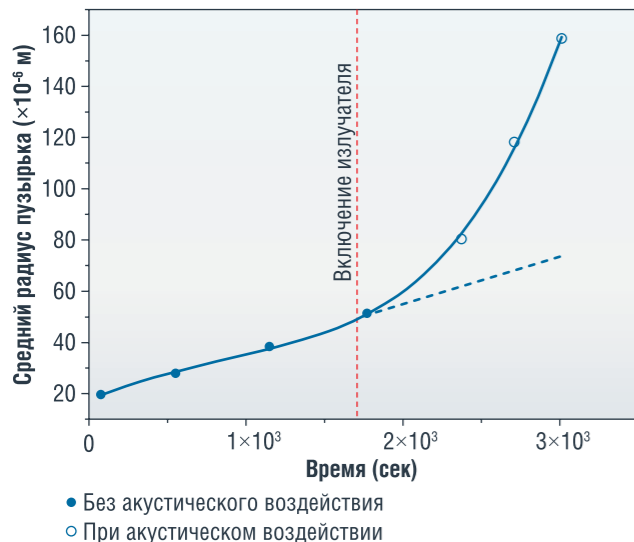
Согласно [9], односторонняя диффузия объясняется следующими процессами:

- при расширении поверхность пузырька газа больше, чем при сжатии, так что массоперенос газа в пузырек при расширении больше, чем при сжатии в обратном направлении;

- скорость диффузии газа от стенки пузырька при расширении больше скорости диффузии газа в направлении к пузырьку при сжатии, так как при колебаниях величина градиента концентрации в жидкости у стенки пузырька меняется в соответствии с изменением толщины сферической жидкой оболочки;
- наличие микропотоков у поверхности пузырьков в результате образования у границы пузырька сдвиговой волны вследствие торможения, вызванного вязкостью в акустическом пограничном слое.

Экспериментальные данные [5, 6] показали, что время, в течение которого мгновенный радиус пузырька R_t превышает его значение в состоянии покоя R_0 , больше времени, когда $R_t < R_0$, т.е. наблюдается преобладание диффузии газа в пузырек над диффузией из него. Экспериментальные исследования [9] при частоте акустического поля 26,5 кГц и вводе пузырька воздуха в перенасыщенную воду показали рост радиуса пузырька от времени (рис. 2), такой же эффект наблюдался в воде с добавлением додецилсульфата натрия (ПАВ) или метанола [3].

РИСУНОК 2. Изменение среднего радиуса пузырька во времени без и с акустическим воздействием ($f = 26,5$ кГц; $P_A = 0,36$ атм.) [9]



Исследования [9] выявили следующие закономерности для квазиравновесной концентрации — концентрация газа в жидкости, при которой наступает равновесное динамическое состояние в системе «пузырьки газа — жидкость» при акустическом воздействии:

- величина квазиравновесной концентрации не зависит от плотности энергии акустической волны, последняя влияет только на время ее установления;
- скорость установления квазиравновесного состояния при дегазации выше, чем при растворении через свободную поверхность жидкости;
- величина относительной квазиравновесной концентрации не зависит от частоты волны и температуры системы, но понижение статического давления существенно влияет на нее в сторону увеличения;

- кавитация не влияет на величину квазиравновесного состояния.

В недавно полученных экспериментальных данных в работе [2] по дегазации воды, насыщенной воздухом, опровергается независимость значения квазиравновесной концентрации от частоты и мощности акустической энергии при атмосферном давлении. В частности, для некоторых частот акустической волны значение квазиравновесной концентрации имеет выпуклость к оси абсцисс. Однако при давлении 5 кПа квазиравновесная концентрация не зависела от частоты и была близка к равновесной динамической концентрации, что может быть подтверждением выводов об увеличении относительного значения квазиравновесной концентрации при уменьшении давления в жидкости.

Большинство ультразвуковых технологий имеют мощность, превышающую кавитационный порог обрабатываемой жидкости, с связи с этим представляет интерес влияние кавитации на процесс дегазации. При наступлении кавитации увеличение скорости дегазации связывают со следующими факторами:

- увеличение диффузионного потока при увеличении амплитуды поверхностных колебаний пузырька, вследствие утончения и уменьшения прочности сольватной оболочки в пограничном слое пузырька и увеличения поверхности контакта;
- увеличение количества пузырьков-зародышей при кавитационном схлопывании;
- кумулятивные струи, увеличивающие потоки вокруг пузырьков, заменяют «обедненную» жидкость в пограничном слое пузырька на «насыщенную».

Однако увеличение мощности акустической волны не приводит к постоянному увеличению скорости процесса дегазации жидкости. Связано это со временем схлопывания пузырьков, в частности, время становится больше полупериода давления в акустической волне, давление в конечной стадии схлопывания снижается, что приводит к уменьшению количества вторичных «пузырьков-осколков», т.к. разрушение пузырька оказывается менее интенсивным. При дальнейшем увеличении времени схлопывания пузырек газа не успевает сжаться в достаточной степени для разрушения и переходит в процесс расширения, при этом получается стабильный кавитационный пузырь длительностью несколько периодов волны, пока не достигнет критического размера и не схлопнется или раздробится.

Учитывая сложность процесса дегазации, ограниченность аналитических моделей, на сегодняшний день не представляется возможным подобрать оптимальные параметры акустической волны для дегазации жидкости и создания единой методики подбора. Для каждого технологического процесса необходимо подбирать оптимальные параметры опытным путем, однако можно выделить принципы акустической дегазации жидкости:

- скорость дегазации растет при увеличении объемной плотности энергии (количество акустической энергии на единицу объема жидкости), температуры и снижении давления в жидкости;
- кавитация способствует увеличению мелких пузырьков «зародышей» газа при схлопывании.

Порог кавитационного давления растет с увеличением частоты акустической волны, вязкости, давления и уменьшением температуры жидкости;

- скорость дегазации имеет экстремум в зависимости от частоты акустической волны;
- эффективность дегазации снижается с увеличением вязкости жидкости и диссипации акустической энергии.

Широкое внедрение акустических технологий в нефтегазовую отрасль, как отмечалось выше, ограничено отсутствием единой методики подбора параметров акустической волны. Подбор оптимальных параметров воздействия на сегодняшний день возможен только эмпирическим путем, при этом лабораторные исследования будут носить качественный характер, т.к. условия на реальных объектах могут существенно отличаться от лабораторных и нивелировать весь эффект акустического воздействия.

Несмотря на трудности внедрения, научным сообществом не прекращаются исследовательские работы в данном направлении. В работе [11] приводятся экспериментальные данные по влиянию акустического воздействия на модельную жидкость «трансформаторное масло — жидкий пропан». Отмечается повышение давления насыщения модельной жидкости с увеличением объемной энергии ультразвука и мольной доли газа в жидкости, но не приводятся параметры акустической волны, кроме амплитуды сигнала звукоприемника. Исследование процесса дегазации воды насыщенной углекислым газом в образце керна, показало увеличение скорости выделения газа при акустическом воздействии, однако методика испытаний и параметры акустической волны в работе не приводятся [4]. Промысловый опыт внедрения внутрискважинной дегазации нефти приводится в работе [8], показавший технологическую состоятельность.

В работе [7] приводятся лабораторные исследования ультразвукового воздействия на давление насыщения рекомбинированных устьевых проб нефтей Новопортовского НГКМ и Пальяновского месторождений углеводородов. Изменение угла прироста давления насыщения при изменении частоты акустической волны может быть связано, согласно теоретическим исследованиям, с распределением по радиусу стабильных пузырьков газа в образце нефти. Согласно авторам, прирост давления насыщения при акустическом воздействии тем выше, чем выше энергетический показатель нефти по растворенному в нем газу, а дополнительные исследования показали возможность акустического воздействия на любой стадии разгазирования.

Авторами исследований [7] также были проведены испытания по влиянию акустической волны при дифференциальном разгазировании нефти. При выходной электрической мощности генератора 100 Вт и 38,4 кГц исследования не показали какого-либо влияния, что может быть связано с долгим временем установления квазиравновесной концентрации. Недостаточное время установления равновесия на каждой стадии дифференциального разгазирования в совокупности с малой акустической мощностью могло быть причиной недостижения эффекта от воздействия. Авторами исследований [7] не приводятся сведения

о кавитационных процессах в рекомбинированных пробах нефти, увеличение давления должно было привести к повышению порогового давления начала кавитации [10], отсутствие кавитации также могло быть причиной малой скорости установления квазиравновесной концентрации в системе.

Учитывая многофакторность происходящих процессов при акустической дегазации нефти, на данный момент невозможно рекомендовать оптимальные параметры акустической волны или системы акустического воздействия в целом (генератор, излучатели, резонаторы и т.д.). Лабораторные исследования на рекомбинированных пробах не могут в полной мере отражать процессы, происходящие в нефтяных скважинах, так как в испытаниях отсутствует движение флюида и стесненные условия газовых пузырьков. Лабораторные испытания позволяют понять верхний предел акустического воздействия, однако оптимальные параметры или возможность применения акустического дегазирования должны подбираться для каждой скважины индивидуально посредством промысловых испытаний. Накопленный опыт промысловых испытаний позволит уточнить и дополнить границы применимости технологий. Интерес также вызывает воздействие коротких (время озвучивания, равное прохождению единицы объема нефти через промысловый ультразвуковой излучатель) мощных излучений на рекомбинированные пробы нефти, результаты которых могут быть интерпретированы для рекомендации оптимальной длины промысловых излучателей. ●

Литература

1. Amani, M. Application of Ultrasonic Waves for Degassing of Drilling Fluids and Crude Oils / M. Amani, S. Al-Juhani, M. Al-Jubouri et al. // *Advances in Petroleum Exploration and Development*. — 2016. — Vol. 11. — № 2. — P. 21–30. DOI: 10.3968/8525.
2. Asakura, Y. Frequency and power dependence of ultrasonic degassing / Y. Asakura, K. Yasuda // *Ultrasonics Sonochemistry*. — 2022. — Vol. 82. — P. 105890. DOI: 10.1016/j.ultrsonch.2021.105890.
3. Ashokkumar, M. Bubbles in an acoustic field: An overview / M. Ashokkumar, J. Lee, S. Kentish, F. Grieser // *Ultrasonics Sonochemistry*. — 2007. — Vol. 14. — P. 470–475. DOI: 10.1016/j.ultrsonch.2006.09.016.
4. Kuznetsov, O.L. Improved oil recovery by application of vibro-energy to waterflooded sandstones / O.L. Kuznetsov, E.M. Simkin, G.V. Chilingar, S.A. Katz // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 1998. — Vol. 19. — № 3–4. — P. 191–200. DOI: 10.1016/S0920-4105(97)00022-3.
5. Lauterborn, W. Cavitation bubble dynamics / W. Lauterborn, C.-D. Ohl // *Ultrasonics Sonochemistry*. — 1997. — Vol. 4. — № 2. — P. 65–75. DOI: 10.1016/S1350-4177(97)00009-6.
6. Mundry, E. Kinematographische Untersuchungen der Schwingungskavitation / E. Mundry, W. Guth // *Acustica*. — 1957. — № 7. — P. 241.
7. Verbitsky, V.S. Optimization of Oil Production Wells Flowing Mode by Ultrasonic and Induction Systems (Russian) / V.S. Verbitsky, K.A. Goridko, A.V. Dengaev et al. — [Electronic resource] // *SPE Russian Petroleum Technology Conference SPE Russian Petroleum Technology Conference*. — Virtual : Society of Petroleum Engineers, 2020.
8. Гарипов, О.М. Ультразвуковой газлифтный способ добычи нефти / О.М. Гарипов, М.Г. Гарипов // *Нефтяное хозяйство*. — 1999. — № 6. — С. 36–39.
9. Капустина, О.А. Дегазация жидкостей / О.А. Капустина // *Физика и техника мощного ультразвука: Кн. 3 Физические основы ультразвуковой технологии / Л.Д. Розенберг ред.* — Москва: Наука, 1970. — С. 255–336.
10. Смирнов, И.В. Анализ пороговых параметров начала акустической кавитации жидкости в зависимости от частоты ультразвукового поля, гидростатического давления и температуры / И.В. Смирнов, Н.В. Михайлова, Б.А. Якупов, Г.А. Волков // *Журнал технической физики*. — 2021. — Т. 91. — № 11. — С. 1631. DOI: 10.21883/JTF.2021.11.51521.352-20.
11. Степанова, Г.С. Влияние ультразвуковых колебаний на процесс разгазирования нефти / Г.С. Степанова, Г.Н. Ягодов, Т.Л. Ненартович, В.Н. Николаевский. — [Электронный ресурс] // *Бурение и Нефть*. — 2003. — № 7–8.

KEYWORDS: acoustic degassing, oil degassing, cavitation, diffusion, ultrasound.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ТГВ на Приобском месторождении при различных схемах налогообложения

ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КАК ЗАВОДНЕНИЯ, ТАК И ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЮЖНОЙ ЛИЦЕНЗИОННОЙ ТЕРРИТОРИИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. БЫЛИ РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ НАЛОГОВЫЕ РЕЖИМЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В РФ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ НАИБОЛЕЕ ПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПОДТВЕРЖДЕНА ВЫСОКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДА ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

THE AIM OF THE RESEARCH IS TO ASSESS THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF DEVELOPING HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES USING BOTH FLOODING AND THE THERMAL GAS METHOD OF ENHANCING OIL RECOVERY IN THE SOUTHERN LICENSE AREA OF THE PRIOBSKOYE FIELD. VARIOUS TAX REGIMES IN FORCE IN THE RUSSIAN FEDERATION APPLIED FOR THE TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE MOST PRODUCTIVE DEPOSITS OF THE FIELD UNDER REVIEW WERE CONSIDERED. THE HIGH EFFICIENCY OF THE THERMAL GAS IMPACT METHOD FOR DEVELOPING HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES WAS CONFIRMED. RECOMMENDATIONS FOR CHOOSING THE MOST OPTIMAL OPTIONS USING THERMAL GAS IMPACT WERE GIVEN

Ключевые слова: нефтяные месторождения, трудноизвлекаемые запасы углеводородов, термогазовый метод воздействия на пласт, технико-экономическая оценка эффективности разработки, налоговые режимы, чистый дисконтированный доход инвестора и государства.

Богаткина Юлия Геннадьевна
К.Т.Н., В.Н.С.

Сарданашвили Ольга Николаевна
К.Т.Н., С.Н.С.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Одним из месторождений Западной Сибири является Приобское нефтяное месторождение, которое находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. Запасы маловязкой нефти Приобского месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых в связи с тем, что промышленная нефтеносность приурочена к низкопроницаемым песчано-глинистым отложениям [1].

Метод заводнения в этом районе является наиболее распространенным способом разработки нефтяных

месторождений. Однако при заводнении более половины запасов нефти остается в пласте. К таким объектам относится уникальное Приобское месторождение, содержащее гигантские запасы высококачественной маловязкой нефти, величина которых превосходит 4 млрд т. Основные продуктивные пласты южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения АС₁₀ и АС₁₂ обусловлены аномально низкими фильтрационными характеристиками, 1–10 мД. Для достижения эффективной степени извлечения таких запасов, согласно мировой практике, необходимо

освоение и промышленное применение современных методов увеличения нефтеотдачи, в первую очередь – газовых [2–6].

В этой связи следует подчеркнуть, что испытания газовых методов увеличения нефтеотдачи позволит обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти в 1,5–2,0 раза, или на 0,6–1,3 млрд т.

К настоящему времени разработан и успешно апробирован в промысловых условиях отечественный термогазовый метод интенсификации нефтедобычи на залежах с трудноизвлекаемыми запасами легкой нефти в низкопроницаемых (10 мД) карбонатных коллекторах и в высокопроницаемых терригенных коллекторах после заводнения. Термогазовый метод является одним из наиболее перспективных и приоритетных инновационных методов увеличения нефтеотдачи, поскольку он относится к так называемым интегрированным технологиям, сочетающим в себе сразу ряд преимуществ различных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических). Развитие и промышленное освоение именно интегрированных технологий увеличения нефтеотдачи может значительно увеличить объемы добычи нефти [2–6].

В этой связи следует упомянуть, что в международной практике нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза – и это без затрат на геологоразведку. Роль инновационного развития нефтедобычи за счет МУН в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи быстро растет и становится все более приоритетной. Осознание этого факта особенно важно в свете усиления негативных процессов в развитии российской нефтедобывающей отрасли и воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи. Причиной данных негативных процессов, наряду с отсутствием проведения геологоразведочных работ, явились сохраняемый до настоящего времени приоритет политики интенсификации добычи нефти за счет многолетней выборочной отработки активных запасов и отсутствие эффективной государственной системы

управления рациональной разработкой месторождений нефти. Анализ состояния сырьевой базы России показывает, что решить проблему ее воспроизводства только за счет открытия новых месторождений в труднодоступных регионах не представляется возможным. В этой связи развитие нефтедобывающей отрасли должно идти по пути развития и промышленного освоения инновационных методов увеличения нефтеотдачи, в том числе термогазового метода как одного из наиболее перспективных методов.

Следует подчеркнуть, что промысловый опыт применения термогазового метода на объектах, аналогичных Приобскому месторождению, отсутствует. В то же время такие объекты в нашей стране содержат около 70% от существующих трудноизвлекаемых запасов нефти. Возможный положительный опыт на Приобском месторождении может обеспечить крупный прирост извлекаемых запасов на месторождениях с аналогичными коллекторами.

Основные особенности механизма вытеснения нефти с использованием термогазового метода применительно к условиям Приобского месторождения в достаточной степени были изучены как лабораторно, так и численно.

Основные особенности термогазового метода показывают, что для достоверного математического моделирования процесса разработки необходимо учитывать возникающие в пласте химические реакции окисления нефти, фазовые переходы и тепловые эффекты. Смоделировать полностью данный процесс позволяет коммерческий термогидродинамический симулятор CMG–STARS, входящий в линейку симуляторов процесса разработки канадской фирмы CMG.

По результатам многочисленных численных исследований ключевую роль в процессе вытеснения играет формирующаяся в пласте оторочка газов, в состав которой входят преимущественно азот, диоксид углерода и ШФЛУ. Знание состава образующейся в процессе термогазового воздействия (ТГВ) газовой оторочки позволяет использовать следующий подход к расчету основных технологических показателей разработки. Заданное количество закачанного агента

создает в пласте оторочку известного состава и объема, которая, продвигаясь по пласту, вытесняет нефть. Таким образом, если вместо данного объема воздуха закачать эквивалентный объем газов, образующихся в результате внутрипластовых окислительных процессов, то принципиальный эффект вытеснения будет тот же самый. Данный упрощенный подход к вычислению технологических показателей разработки при ТГВ является эффективным, в случае когда требуется проводить многовариантные расчеты технологических показателей при масштабном применении предлагаемого способа разработки [4].

Итак, как это было упомянуто выше, механизм вытеснения нефти при ТГВ исследовался численно на линейной модели пласта с осредненными геолого-физическими параметрами, характерными для основных объектов разработки ЮЛТ Приобского месторождения. Результаты проведенных численных исследований позволяют сделать следующие выводы:

- Скорость продвижения вытесняющей оторочки существенно превышает скорость продвижения фронта максимальной температуры.
- Формирование вытесняющей газовой оторочки происходит после прокачки 0,2–0,4 поровых объемов участка, охваченного ТГВ.
- Поскольку объекты разработки, характеризующиеся аномально низкой проницаемостью, обычно демонстрируют существенный статистический разброс значений проницаемости, было исследовано влияние анизотропии фильтрационно-емкостных свойств пласта на результат действия ТГВ. Расчеты показывают, что анизотропия, присущая объектам разработки ЮЛТ Приобского месторождения, не меняет механизм ТГВ и несущественно влияет на конечную нефтеотдачу.
- Эффективная мощность пласта несущественно влияет на конечный КИН процесса ТГВ, а сказывается лишь на сроках разработки – с увеличением мощности пласта срок разработки растет.

УДК 004:330.322:622.276



ТАБЛИЦА 1. Основные технико-экономические показатели разработки ЮЛТ Приобского месторождения

Технико-экономические показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
1	2	3	4	5	6	7
Добыча нефти, тыс. т	158 396	158 396	158 396	280 996	280 996	280 996
Выручка от реализации нефти (млн руб.)	4 706 089	4 706 089	4 706 089	8 348 667	8 348 667	8 348 667
Капитальные вложения, млн руб.	793 671	793 671	793 671	793 671	793 671	793 671
Эксплуатационные расходы без амортизации, млн руб.	2 844 749	1 256 834	2 052 771	4 357 431	4 696 206	2 952 452
В том числе:						
Условно-постоянные эксплуатационные расходы, млн руб.	836 196	836 196	836 196	836 196	836 196	836 196
Условно-переменные эксплуатационные расходы, млн руб.	284 750	284 750	284 750	568 364	568 364	568 364
Налоги в составе себестоимости, млн руб.	1 723 803	135 888	931 826	2 952 871	135 888	1 547 892
Налоги вне себестоимости, млн руб.	1 389 046	1 647 636	1 491 231	2 600 217	3 155 758	2 873 357
Себестоимость, руб./т	21 834	11 809	16 834	17 691	7666	12 691
Чистый доход инвестора, млн руб.	-138 667,64	595 328,68	268 604,93	782 119,53	1 521 780,54	956 978,96
Чистый дисконтированный доход инвестора, млн руб.	-148 617,73	118 368,45	-31 002,96	253 837,67	529 062,92	272 687,91
Срок окупаемости, лет	25	8	25	4	1	5
Внутренняя норма рентабельности, %	0	24	7	50	50	43
Индекс доходности, ед.	1	2	1	2	4	3
Доход государства, млн руб.	3 112 849	1 783 524	2 423 057	5 553 088	3 291 646	4 421 249
Дисконтированный доход государства, млн руб.	1 462 218	857 351	1 154 612	2 543 986	1 520 186	2 032 936

Рассмотрим технико-экономическую оценку эффективности проведения опытно-промышленных работ по суммарным вариантам ЮЛТ Приобского месторождения на основе данных недропользователя ООО «Нефтяная компания Сибнефть-Югра».

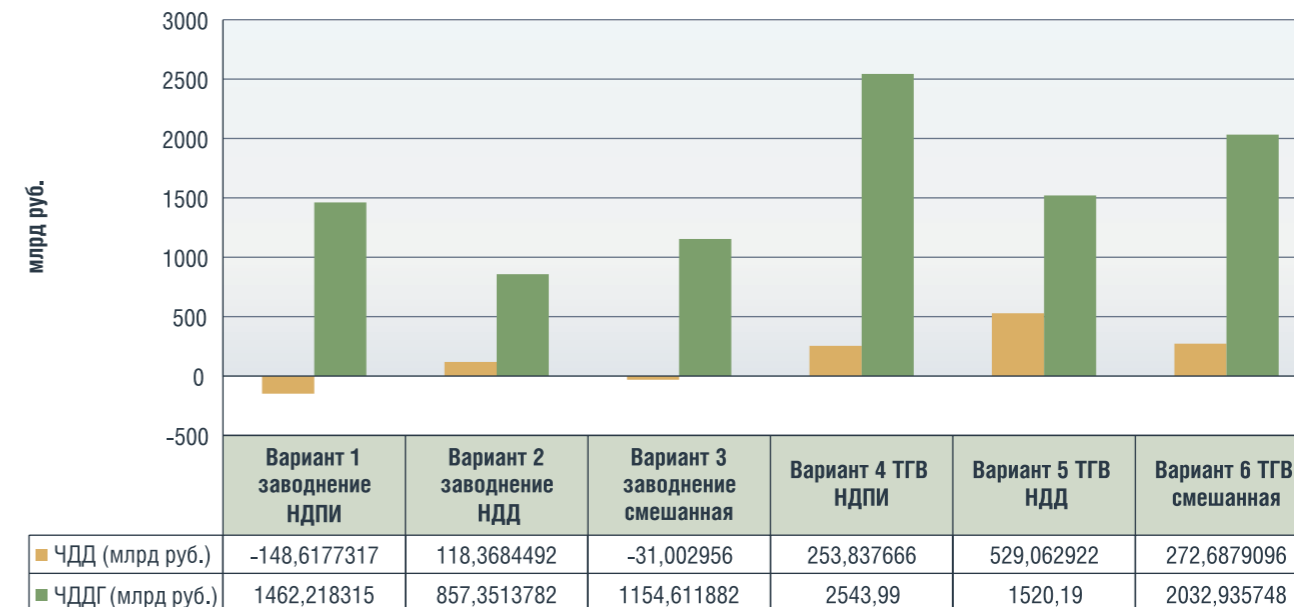
Оценка эффективности разработки ЮЛТ Приобского месторождения проведена по двум вариантам, первый из которых характеризует показатели разработки с применением заводнения, а второй – с закачкой водогазовой смеси. Технологические варианты отличаются между собой объемами добычи нефти, жидкости, а также применением МУН (таблица 1). Технико-экономическая оценка освоения извлекаемых запасов проведена на основе разработанной в ИПНГ РАН [7–9].

Налоговый блок включает в себя налоговые отчисления в соответствии с действующим законодательством РФ на момент оценки [10–12]. При этом исследовались три системы налогообложения – применение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), применение налога на дополнительный доход (НДД), а так же смешанная схема с 50%-ным снижением НДПИ и применением НДД. Инвестирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств предприятия при норме дисконта 10%. Основными экономическими критериями оценки эффективности освоения месторождения являются чистый дисконтированный доход инвестора (ЧДД) и государства (ЧДДГ). Дополнительными критериями оценки являются внутренняя норма рентабельности (ВНР) проекта, его срок окупаемости (Ток) и индекс доходности (ИД) [7]. Все затраты по освоению месторождения, определены

на основе исходной информации, обоснованной и подготовленной недропользователем по состоянию на начало 2022 года. Были проведены численные исследования основных показателей технико-экономической эффективности для всех вариантов за 25 лет (срок лицензии недропользователя на освоение месторождения):

- применение заводнения при налоговом режиме НДПИ (вариант 1);
- применение заводнения при налоговом режиме НДД (вариант 2);
- применение заводнения при налоговом режиме по смешанной схеме (вариант 3);
- применение ТГВ при налоговом режиме НДПИ (вариант 4);
- применение ТГВ при налоговом режиме НДД (вариант 5);
- применение ТГВ при налоговом режиме по смешанной схеме (вариант 6).

РИСУНОК 1. Варианты разработки ЮЛТ Приобского месторождения с учетом различных налоговых режимов



Основные показатели технико-экономической эффективности для всех вариантов представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

Анализ результатов оценки технико-экономической эффективности разработки Приобского месторождения показывает, что добыча нефти и выручка при использовании ТГВ почти в два раза выше, чем при заводнении. Это подтверждает высокую эффективность использования метода ТГВ для Приобского месторождения. В целом ЧДД недропользователя в течение всего лицензионного срока при ТГВ существенно выше, чем при заводнении. Применение заводнения для разработки рассматриваемого месторождения практически неэффективно за исключением применения НДД во втором варианте с наименьшим доходом государства. Как показали расчеты различных схем налогообложения высоко эффективны. Наибольший эффект достигается в 5 варианте. Однако доход государства значительно ниже, чем в других вариантах с применением ТГВ. Варианты 4 и 6 принимают практически одинаковые значения экономических критериев и могут быть предложены для проведения переговоров между недропользователем и государством. Таким образом, оценка механизма ТГВ

применительно к условиям Приобского месторождения показывает возможность эффективной реализации этого метода при различных схемах налогообложения, действующих в РФ. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. Приобское месторождение [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/207323/> (дата обращения: 10.01.2024).
2. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/332102-termogazovoe-vozdeystvie-i-mestorozhdeniya-sibirii/> (дата обращения: 10.01.2024).
3. Щеколдин К.А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты // Диссертация на соискании ученой степени кандидата технических наук, Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016, 105 с.
4. Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Боксерман А.А. и др. Техника и технология термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 30 с.

5. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. 2020. № 12 (624). С. 37–45.
6. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадешин И.А. и др. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей Баженовской свиты в ОАО «РИТЭК» // Бурение и нефть. 2014. № 11. С. 26–28.
7. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. – М.: Наука, 2006. – 134 с.
8. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 2. С. 10–16.
9. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
10. ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL: <https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-p-2395-1-o/> (дата обращения: 2023-03-11).
11. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс] URL: <https://nalog.garant.ru/fns/nk> (дата обращения: 2023-03-11).
12. Джафаров И.С., Иванов К.В., Боксерман А.А. О совершенствовании налогообложения в нефтедобывающей отрасли // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 3. С. 36–38.

KEYWORDS: oil fields, hard-to-recover hydrocarbon reserves, thermogasic method of impact on the reservoir, technical and economic assessment of the effectiveness of development, tax regimes, net discounted income of the investor and the state.

НЕФТЬ САУДОВСКОЙ АРАВИИ: международные и экономические аспекты



В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА И ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ИСТОРИЯ, ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО РЫНКА САУДОВСКОЙ АРАВИИ. АВТОР ИСПОЛЬЗУЕТ МЕТОДЫ СИСТЕМОГО И СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА В КОНТЕКСТЕ МИРОВОЙ И БЛИЖНЕВОСТОЧНОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ И ПРИХОДИТ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ, ЧТО, НЕСМОТЯ НА БЫСТРОЕ ИСТОЩЕНИЕ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САУДОВСКОЙ АРАВИИ В ОБОЗРИМОМ БУДУЩЕМ, РЫНОК АДАПТИРУЕТСЯ К БОЛЕЕ ШИРОКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДОБЫВАЕМОГО ВНУТРИ СТРАНЫ

THE ARTICLE EXAMINES AND ANALYZES THE HISTORY, CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE SAUDI ARABIAN OIL MARKET. THE AUTHOR USES SYSTEMATIC AND COMPARATIVE ANALYSIS METHODS IN THE CONTEXT OF THE GLOBAL AND MIDDLE EASTERN OIL INDUSTRY AND CONCLUDES THAT, DESPITE THE RAPID DEPLETION OF SAUDI ARABIA'S LARGE OIL FIELDS IN THE FORESEEABLE FUTURE, THE MARKET IS ADAPTING TO INCREASED USE OF DOMESTICALLY PRODUCED NATURAL GAS

Ключевые слова: сырая нефть, нефтепродукты, добыча, ОПЕК, переработка, потребление, трубопроводы, внешняя торговля, Саудовская Аравия, США, Россия.

Хартуков Евгений Михайлович

Московский государственный университет международных отношений (МГИМО), профессор, руководитель Центра изучения нефтяного бизнеса (CPBS) и Группы анализа и прогнозирования мировой энергетики (GAPMER), вице-президент по странам бывшего СССР Petro-Logistics S.A.

Ближневосточное королевство Саудовская Аравия расположено на Аравийском полуострове, в стране находится крупнейшая в мире песчаная пустыня Руб-эль-Хали, или Пустой квартал. По оценкам запасов это вторая по величине страна-член ОПЕК после Венесуэлы, на долю которой приходится около 17% мировых доказанных запасов нефти.

Саудовская Аравия является одним из ведущих мировых производителей нефти (в настоящее время – более 12 млн баррелей в сутки), деля первое место с Россией и США. Известно,

что это одна из богатейших стран планеты. По оценкам Всемирного банка, ВВП Королевства на душу населения в 2023 году составил более 50 тыс. долл.

Становление нефтяной промышленности в Саудовской Аравии

В 1922 году Абдулазиз ибн Абдул Рахман Аль Сауд (известный на Западе как Ибн Сауд, основатель Саудовского государства) познакомился с новозеландским горным инженером майором

Фрэнком Холмсом. Во время Первой мировой войны Холмс побывал в Галлиполи, а затем в Эфиопии, где до него впервые дошли слухи о залежах нефти в районе Персидского залива. После войны Холмс помог основать компанию Eastern and General Syndicate Ltd, чтобы, помимо прочего, получить нефтяные концессии в регионе.

В 1923 году король подписал с Холмсом концессионное соглашение, позволяющее ему вести поиски нефти в восточной части Саудовской Аравии. Синдикат Eastern and General привлек швейцарского геолога для оценки земель, но тот заявил, что поиски нефти в Аравии будут «чистой воды авантюрой». Это отбило у крупных банков и нефтяных компаний охоту инвестировать в арабские нефтяные предприятия.

В 1925 году Холмс подписал концессию с шейхом Бахрейна, позволявшую ему вести там поиски нефти. Затем он отправился в Соединенные Штаты, чтобы найти нефтяную компанию, которая могла бы заинтересоваться получением концессии. Он обратился за помощью к Gulf Oil. В 1927 году компания взяла под свой контроль концессию, которые Холмс заключил много лет назад. Партнеры подписали так называемое «Соглашение о красной линии», которое, в частности, означало, что Gulf Oil не может получить концессию в Бахрейне без согласия других партнеров. Несмотря на многообещающие результаты разведки в Бахрейне, Gulf Oil была вынуждена передать свою долю другой компании, Standard Oil of California (SOCAL), которая не была связана соглашениями о красной линии.

Тем временем Ибн Сауд отправил американского горного инженера Карла Твитчелла исследовать Восточную Аравию. Твитчелл обнаружил обнадеживающие признаки утечки нефти и асфальта в окрестностях Катифа, но посоветовал королю дожидаться результатов Бахрейнского проекта № 1.

31 мая 1932 года дочерняя компания SOCAL, Bahrain Petroleum Company (BAPCO), добыла нефть в Бахрейне. Это открытие придало новый импульс поискам нефти на Аравийском полуострове.

В марте 1933 года в Джидде начались переговоры о нефтяной концессии в провинции аль-Хаса.

SOCAL создала дочернюю компанию California Arabian Standard Oil Company (CASOC) для разработки нефтяной концессии.

РИСУНОК 1



SOCAL также объединила усилия с Texas Oil Company, когда в 1936 году они создали компанию CALTEX.

Когда геологи CASOC обследовали территорию, они определили многообещающий участок и назвали его Даммам № 7, в честь близлежащей деревни. Это открытие стало первым из многих и в конечном итоге выявило крупнейший источник сырой нефти в мире. Для короля доходы от продажи нефти стали важнейшим источником богатства, поскольку ему больше не приходилось полагаться на доходы от паломничества в Мекку. Это открытие навсегда изменило политические отношения на Ближнем Востоке.

В 1943 году название компании было изменено на Arabian American Oil Company (ARAMCO). Кроме того, в первоначальную концессию были внесены многочисленные изменения после обнаружения нефти. В 1939 году первая модификация предоставила Арабо-американской нефтяной компании большую территорию для поиска нефти и продлила концессию до 1949 года, продлив первоначальную сделку на шесть лет. Взамен ARAMCO согласилась

предоставлять правительству Саудовской Аравии большие объемы бесплатного керосина и бензина, а также увеличить платежи.

С 1950 года правительство Саудовской Аравии начало предпринимать попытки увеличить долю государства в доходах от добычи нефти, в частности начало взимать налог. К 1982 году площадь концессии ARAMCO была сокращена до 220 тыс. км² по сравнению с первоначальными 930 тыс. К 1988 году ARAMCO была официально выкуплена Саудовской Аравией и стала называться Saudi Aramco, которая является национальной нефтяной компанией Королевства (NOC).

Запасы нефти

В настоящее время в Саудовской Аравии работают более 50 компаний, занятых в нефтяной и сопредельных отраслях. Доказанные запасы нефти в Саудовской Аравии в 2017 году оценивались в 268 млрд барр., включая 2,5 млрд барр. в нейтральной зоне между Саудовской Аравией и Кувейтом. Это соответствует более чем 50 годам добычи при нынешних темпах. Запасы нефти сосредоточены преимущественно в Восточной провинции. Эти запасы, по-видимому, были крупнейшими в мире, пока Венесуэла не объявила в январе 2011 года, что увеличила свои доказанные запасы до 297 млрд барр. Запасы Саудовской Аравии составляют около одной пятой от общих мировых запасов традиционной нефти.

В 2000 году Геологическая служба США подсчитала, что оставшиеся неразведанными запасы нефти в Саудовской Аравии в среднем составляют более 87 млрд барр. сырой нефти и ШФЛУ, в том числе более 11 млрд барр. на шельфе [2].

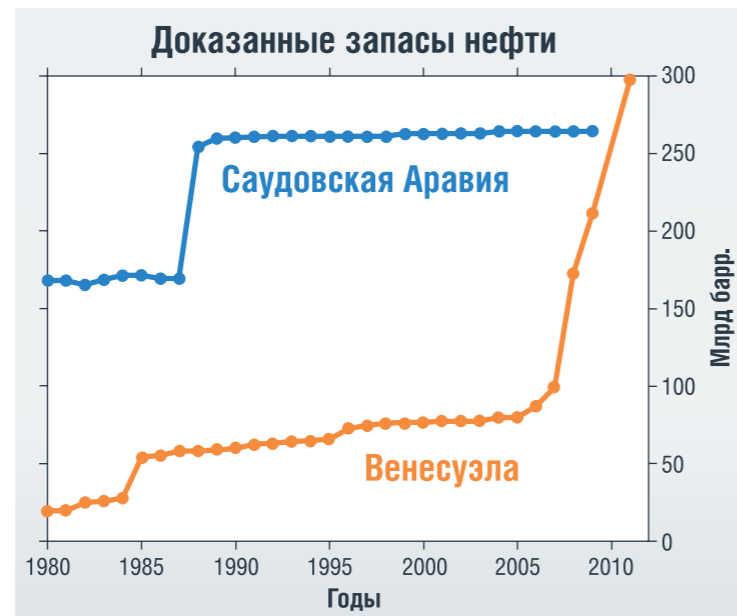
Саудовская Аравия добывала 10,3 млн барр. нефти в сутки в 1980 году, 10,6 млн барр. в сутки в 2006 году, 9,2 млн барр. в сутки в 2008 году и 10,4 млн барр. в сутки в 2022 году. С учетом официально объявленного ОПЕК сокращения добычи в октябре 2023 года добыча сырой нефти в ноябре была снижена до 8818 тыс. барр. в сутки.

С 1982 года Саудовская Аравия держала данные о запасах и связанную с ними техническую

РИСУНОК 2



РИСУНОК 3



информацию в строжайшем секрете. Это сделало независимую проверку ресурсов Королевства практически невозможной, в результате чего аналитикам приходилось полагаться на предположения и косвенные показатели.

В исследовании 2004 года Мэтью Симмонс проанализировал 200 технических статей о запасах Саудовской Аравии, подготовленных Обществом инженеров-нефтяников, и пришел к выводу, что добыча нефти в Саудовской Аравии в ближайшем будущем столкнется с сокращением и что она не сможет стабильно добывать больше, чем в 2004 году, когда добыча сырой нефти и конденсата составляла в среднем 9,10 млн барр. в день. Симмонс также утверждал, что саудовцы, возможно, нанесли непоправимый ущерб своим крупным нефтяным месторождениям, чрезмерно закачивая соленую воду в попытке поддержать давление пласта и увеличить добычу в краткосрочной перспективе. Он заключил (в 2004 году): «Через 2–3 года у нас будут убедительные доказательства того, что саудовская нефть достигла своего пика» [5].

С момента его прогноза добыча сырой нефти в Саудовской Аравии варьировалась от 8,25 млн барр. в день (в среднем за 2009 год) до 9,83 млн барр. в день (в среднем за 2012 год). В целом за девять лет, прошедших с момента его

прогноза, добыча сырой нефти и газового конденсата в Саудовской Аравии составляла в среднем 9,20 млн барр. в день, что лишь немного превышает уровень 2004 года.

Однако в 2019 г. с целью содействия усилиям Саудовской Аравии по первичному размещению акций (IPO) национальной нефтяной компании Saudi Aramco была проведена независимая оценка. DeGolyer и MacNaughton завершили первую в истории Королевства независимую оценку доказанных запасов. Более 60 геофизиков, петрофизиков, геологов, инженеров, специалистов по разработке запасов и экономистов провели детальную независимую оценку, используя обширную базу данных по каждой скважине в оцениваемых коллекторах, применяя свои собственные методы. Результаты этих усилий указывают на то, что доказанные запасы в Королевстве близки к предыдущим официальным оценкам и даже несколько превышают их. Внешний аудитор сообщил, что доказанные запасы нефти составляют не менее 270 млрд барр.

Запасы Венесуэлы vs запасы Саудовской Аравии

По данным Rapier, нефтяные запасы Венесуэлы в основном состоят из сверхтяжелой сырой нефти, добыча которой при

определенных рыночных условиях может оказаться нерентабельной. Увеличение заявленных доказанных запасов Венесуэлы в период с 2005 по 2014 годы почти в четыре раза – с 80 до 300 млрд барр. – было вызвано резким ростом цен на сырую нефть, которые внезапно сделали экономически невыгодную более тяжелую нефть Венесуэлы рентабельной и таким образом повысили ее до уровня, доступного Венесуэле. Следовательно, утверждает Rapier, периоды снижения рыночных цен на сырую нефть могут вывести эти запасы из категории доказанных, в результате чего жизнеспособные доказанные запасы Венесуэлы окажутся значительно ниже доказанных запасов Саудовской Аравии [6].

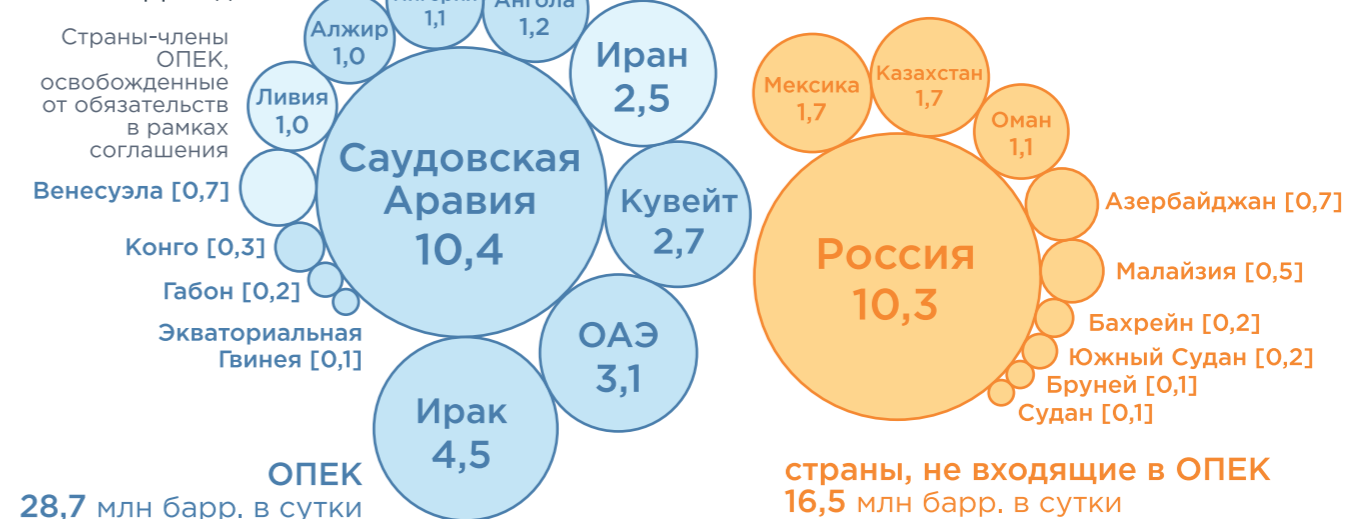
Добыча

В декабре 2016 года страны-члены ОПЕК, а также Азербайджан, Королевство Бахрейн, Бруней-Даруссалам, Экваториальная Гвинея, Казахстан, Малайзия, Мексика, Султанат Оман, Российская Федерация, Республика Судан и Республика Южный Судан собрались в Вене, чтобы обсудить события, влияющие на мировой рынок нефти. Это стало началом сотрудничества стран-членов ОПЕК с производителями и экспортерами нефти, не входящими в ОПЕК, по ускорению стабилизации мирового нефтяного рынка в целях поддержки падающих мировых цен на нефть.

РИСУНОК 4. Национальные квоты на добычу нефти стран-членов ОПЕК+, официально объявленные в ноябре 2023 года

Общий объем производства нефти странами и ОПЕК+

ОПЕК+ в 2022 году в млн барр. в день



На 1 января 2019 года в Организацию входили в общей сложности 13 стран: Алжир, Ангола, Республика Конго, Экваториальная Гвинея, Габон, Иран, Ирак, Кувейт, Ливия, Нигерия, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты и Венесуэла. Экваториальная Гвинея стала членом ОПЕК в мае 2017 года. Катар, специализирующийся на добыче природного газа, прекратил свое членство 1 января 2019 года. Эквадор вновь вышел из ОПЕК в начале 2020 года. И, наконец, после нескольких лет членства в ОПЕК Ангола, которой было предложено ограничить добычу нефти в стране (с 1,46 млн барр. в сутки до 1,11 млн барр. в сутки), не согласилась и решила выйти из соглашения с 2024 года.

В 2022 году квота Саудовской Аравии на добычу составила 11 млн барр. в день – это больше, чем было за долгое время, и все еще на целый млн барр. в день ниже максимальной квоты страны. В апреле того же года добыча достигла предельного уровня в 12 млн барр. в сутки – во время так называемой ценовой войны с Россией – и упала в августе до 9 млн барр. в сутки, что стало следствием ранее объявленных планов по сокращению поставок. Официальные лица Саудовской Аравии заявили, что добыча останется на этом уровне как минимум до декабря 2023 года. Усилия ОПЕК+ не пропали даром – форвардные цены на нефть

марки West Texas Intermediate в ходе торгов на NYMEX 20 сентября 2022 года поднялись выше 92 долл. за барр., что стало самым высоким показателем за последние 10 месяцев для американского

бенчмарка, в то время как цена Brent поднялась выше 95 долл. за баррель [9].

Добыча нефти в Саудовской Аравии, если ее не регулировать, достигнет пика в середине 20-х

ТАБЛИЦА 1. Мощности нефтеперерабатывающих заводов Саудовской Аравии по состоянию на конец 2023 года

Название НПЗ	Местоположение (город)	Проектная мощность, млн барр./сутки	Год запуска	Управляющая компания
НПЗ в Рас-Тануре	Рас-Танура	550	1945	Saudi Aramco
НПЗ Рабиг	Рабиг	400	1989	Saudi Aramco и Sumitomo
НПЗ в Янбу (SAMREF)	Янду	400	1984	Saudi Aramco и ExxonMobil
НПЗ в Джубайле (SATORP)	Янду	400	2013	Saudi Aramco и Total Energies
НПЗ YASREF	Янду	400	2015	Saudi Aramco и Китайская нефтехимическая корпорация (Sinopec)
НПЗ Jazan	Джазан	400	1990	Saudi Aramco
НПЗ в Джубайле (SASREF)	Джубаил	305	1985	
НПЗ в Янбу	Янбу	225	1983	
НПЗ в Эр-Рияде	Эр-Рияд	120	1981	
НПЗ в Джидде	Джидда	100	1967	
Всего 9 компаний-операторов	Различные города Саудовской Аравии	3200	1945 – 2015	Saudi Aramco и ее партнеры

годов и составит около 15,3–15,5 млн барр. в сутки, а затем естественным образом и довольно резко снизится (в соответствии с парадигмой Хабберта или в результате истощения эксплуатируемых нефтяных месторождений) до 0 к 2100 году.

Переработка

В настоящее время в Саудовской Аравии работают 9 крупных нефтеперерабатывающих заводов с проектной мощностью 3,2 млн барр. в сутки, самый крупный из которых производительностью 550 тыс. барр. в сутки расположен в порту Рас-Танура в Персидском заливе. С 1967 года на побережье Красного моря функционировал еще один крупный НПЗ, принадлежащий компании Saudi Aramco, но в 2016 г. он был закрыт, т.к. оборудование предприятия устарело и не соответствовало экологическим нормам.

Пандемия не оказала заметного влияния на нефтепереработку в Саудовской Аравии, в 2020–2022 годах средняя загрузка НПЗ составляла от 81 до 93%.

АЗС

В период 2005–2022 годов в Саудовской Аравии в среднем ежегодно продавалось около 471,230 тыс. легковых автомобилей [17]. В конце 2022 года автомобилизация населения (количество легковых автомобилей на тысячу постоянных жителей) в Саудовской Аравии составляла около 320 единиц на 1000 человек, в то время как в США более 800, в России 345 автомобилей на 1000 человек, а средний показатель по миру менее 107 [19].

В 2022 году более 73% зарегистрированных в Саудовской Аравии автомобилей работали на бензине, менее 3,8% – на дизельном топливе и почти 4,4% – на электричестве (электрокары появились в стране только в 2019 году) [20].

По состоянию на август 2023 года в Королевстве насчитывалось более 2890 работающих автозаправочных станций, в основном расположенных в районе Эр-Рияда и на дорогах, ведущих из столицы.

Помимо станций, предлагающих бензин и дизельное топливо, в городах Эр-Рияд и Давадими

не менее 12 пунктов подзарядки электромобилей, а также 11 заправочных станций, работающих на природном газе (CNG).

В 2019 году Saudi Aramco и американская Air Products открыли первую в стране станцию заправки водородом в новом технологическом центре Air Products в научном парке Techno Valley в Дахране. Пилотная станция заправляет первый парк из шести электромобилей Toyota Mirai на топливных элементах сжатым водородом высокой чистоты.

Автозаправочные пункты принадлежат Saudi Aramco, Wafi Energy Company, Aldress Petroleum & Transport Services Company, Petromin Corporation, TotalEnergies, ADNOC Distribution, ENOC Company, Saudi Automotive Services Co (SASCO), Tas'Helat Marketing, Fuel Integrated и Al-Atoz company.

В мае 2021 года Главное управление Саудовской Аравии по вопросам конкуренции выдало Национальной нефтяной компании Абу-Даби (ADNOC Distribution) сертификат об отсутствии возражений на приобретение 15 станций технического обслуживания в Восточной провинции Саудовской Аравии. 15 автозаправочных станций принадлежат First Mazaya Company, одной из ведущих компаний в Саудовской Аравии, занимающейся управлением и эксплуатацией автозаправочных станций.

В октябре 2021 года Saudi Aramco и TotalEnergies запустили первые две станции технического обслуживания своей совместной розничной сети в Эр-Рияде. Это является частью соглашения о создании совместного предприятия, в рамках которого планируется модернизировать сеть из 270 станций технического обслуживания и расширить спектр качественных розничных услуг, доступных по всей Саудовской Аравии [22].

Ожидается, что рынок автозаправочных станций Саудовской Аравии вырастет в среднем на 7,5% в период с 2024 по 2032 годы [22].

Потребление

Согласно данным ВР, в 2022 году Королевство потребляло 3876 кбайт /сут (или 11,5 ЭДЖ) нефтепродуктов, что составило

62,17% от внутреннего потребления первичной энергии, что значительно выше среднемирового показателя, составлявшего почти 31,6% в 2022 году. Это общее число можно сравнить с 3580 кбит /сут в России и 20 820 в США [13].

Кроме того, Саудовская Аравия, как и Япония, сжигает импортируемую из Китая тяжелую сырую нефть без переработки сырья. В летние месяцы потребление электроэнергии в Королевстве увеличивается по мере роста внутреннего спроса. Прямое потребление сырой нефти Саудовской Аравией для производства электроэнергии достигло рекордного уровня летом 2015 года, составив в среднем 0,9 млн барр. в сутки с июня по август. Для сравнения, прямые затраты на добычу сырой нефти летом 2018 года были ниже – 0,5 млн барр. в сутки [23].

Потребление нефти в Саудовской Аравии сократилось с 4 100 кб/сут в 2016 году до 3 445 кб/сут в 2020 году, но выросло до 3 160 кб/сут в 2021 году и до 3 876 кб/сут в 2022 году.

Транспортировка

Королевство Саудовская Аравия располагает действующими трубопроводами протяженностью 12 889 км, в том числе газопроводом Abqaiq-Yanbu NGL протяженностью 1171 км, обслуживающим нефтехимические заводы в Янбу, и газопроводом IPSA (Восток – Запад) протяженностью 821 км [24].

Трансаравийский нефтепровод (TAPline) протяженностью 1648 км является одним из важнейших объектов промышленного наследия Саудовской Аравии. Его строительство началось в 1948 году по приказу основателя современной Саудовской Аравии короля Абдулазиза для транспортировки нефти из восточной части Саудовской Аравии.

Реверсивный нефтепровод мощностью 1,65 млн барр. в сутки между южным Ираком и саудовским портом Муаджиз в Персидском заливе (IPSA) был окончательно закрыт в 2003 году после того, как он был поврежден на иракском участке. Саудовская Аравия конфисковала трубопровод в 2001 году.

РИСУНОК 5



Внешняя торговля

Являясь экспортером нефти номер один, Саудовская Аравия поставляет сырую нефть и нефтепродукты на сумму более 292 млрд долл., что составляет более 17% ВВП страны по ППС и 80% национального экспорта товаров.

Тем не менее объем экспорта сырой нефти из Королевства значительно сократился с 2018 года – в основном из-за обещанного сокращения добычи и падения экспортных цен. В 2021 году экспорт сырой нефти из Саудовской Аравии сократился всего до 315,3 млн тонн нефтяного эквивалента (или до 161,7 млрд долл.) [25].

В 2021 году объем экспорта саудовской сырой нефти составил 138 млрд долл., что составляет почти 54% всего экспорта товаров из Саудовской Аравии. Сырая нефть в основном экспортировалась в Китай, Японию и Южную Корею.

Что касается нефтепродуктов, то их экспортная стоимость в размере 35,9 млрд долл. в 2021 году заняла второе место в саудовском экспорте (14% от общего объема), основные поставки осуществлялись в ОАЭ (12,8%), Южную Корею (4,7%) и Индию (3,35%) [26].

Поскольку имеющиеся в Саудовской Аравии нефтеперерабатывающие заводы не могут удовлетворить внутренний спрос на нефтепродукты, Королевству приходится импортировать часть переработанной сырой нефти. В 2021 году это был самый дорогой импортный товар, нефтепродукты поступали в основном из Индии (2,17 млрд долл.), Греции

(1,09 млрд долл.), России (892 млн долл.), Объединенных Арабских Эмиратов (835 млн долл.) и Египта (689 млн долл.) [26].

Несмотря на быстрое истощение крупных нефтяных месторождений Саудовской Аравии в обозримом будущем, рынок Саудовской Аравии будет адаптирован к более широкому использованию природного газа, добываемого внутри страны. ●

Литература

1. Saudi Arabia oil reserves (Available in the Internet at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>) [Accessed December 27 2023].
2. Saudi Arabia Assessment Results Summary – Allocated Resources (Available in the Internet at: <https://certmapper.cr.usgs.gov/data>) [Accessed December 27 2023].
3. Oil Production in Saudi Arabia (Available in the Internet at: <https://en.wikipedia.org/wiki>) [Accessed December 27 2023].
4. Monthly Oil Production (Available in the Internet at: <https://www.climateactioncard.org/2022/12>) [Accessed December 27 2023].
5. Saudi Arabia's Petroleum Production (Available in the Internet at: <https://www.climateactioncard.org/2022/12>) [Accessed December 27 2023].
6. It's Official: Venezuela beats Saudi Arabia In Proven Oil Reserves (Available in the Internet at: <https://www.dlcalce.com/en>) [Accessed December 27 2023].
7. Oil reserves in Saudi Arabia and Venezuela (Available in the Internet at: <https://www.wikiwand.com>) [Accessed December 27 2023].
8. Crude oil production in Saudi Arabia (Available in the Internet at: <https://www.statista.com/chart/19369>) [Accessed December 27 2023].
9. Saudi Arabia tightens its oil taps, sending prices toward \$100 per barrel (Available in the Internet at: <https://www.axios.com/2023/09/20>) [Accessed December 27 2023].
10. Analytical Study of Mideast Nonrenewable Energy Resources Using Hubbert Theory (Available in the Internet at: <https://www.researchgate.net/publication/357639424>) [Accessed December 27 2023].
11. Saudi refineries (Available in the Internet at: <https://en.wikipedia.org/w/index>) [Accessed December 27 2023].
12. Saudi Aramco's refinery footprint (Available in the Internet at: <https://twitter.com/Herms>) [Accessed December 27 2023].
13. Saudi Arabia Oil Refining: Oil Consumption (Available in the Internet at: [file:///C:/Users/DELL/Desktop/BP Statistical Review of World Energy-2023](file:///C:/Users/DELL/Desktop/BP%20Statistical%20Review%20of%20World%20Energy-2023)) [Accessed December 27 2023].
14. Roads quality country rankings (Available in the Internet at: <https://www.the-globeconomy.com>) [Accessed December 27 2023].
15. Saudi Arabia roads: Resources at full stretch (Available in the Internet at: <https://www.meed.com>) [Accessed December 27 2023].
16. Oman, Saudi Arabia Open 725-km Rub-el-Khali Highway (Available in the Internet at: <https://omannews.gov.om/topics/en/79/show/106554>) [Accessed December 27 2023].
17. Saudi Arabia: Passenger car sales (Available in the Internet at: <https://www.the-globeconomy.com>) [Accessed December 27 2023].
18. Estimating the Total Number of Vehicles Active on the Road in Saudi Arabia (Available in the Internet at: https://www.kau.edu.sa/Files/320/Researches/52561_22867) [Accessed December 27 2023].
19. World (Available in the Internet at: [http://mecometer.com/topic/vehicles per thousand people](http://mecometer.com/topic/vehicles%20per%20thousand%20people)) [Accessed December 27 2023].
20. Technical-specifications (Available in the Internet at: <https://es.statista.com/outlook/mmo/passenger-cars/saudi-arabia>) [Accessed December 27 2023].
21. Saudi Arabia: full year 2022 Toyota Camry No.1 again (Available in the Internet at: <https://bestsellingcarsblog.com/2023/02>) [Accessed December 27 2023].
22. Saudi Arabia fuel station market (Available in the Internet at: <https://www.expert-marketresearch.com/reports>).
23. Saudi Arabia used less crude oil for power generation in 2018 (Available in the Internet at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail>) [Accessed December 27 2023].
24. Saudi Arabia (Available in the Internet at: <https://www.wpsummits.com/meps>) [Accessed December 27 2023].
25. Countries with highest value of crude oil exports worldwide in 2021 (Available in the Internet at: <https://www.statista.com/statistics/657103/global-crude-oil-exporter-value-by-country>) [Accessed December 27 2023].
26. Saudi Arabia Trade 2021 (Available in the Internet at: <https://oec.world/en/profile/country/sau>) [Accessed December 27 2023].

KEYWORDS: crude oil, petroleum products, production, OPEC, refining, motorization, consumption, pipelines, foreign trade, Saudi Arabia, the USA, Russia.

Курорт Sheraton Maldives Full Moon Resort & Spa

СТАЛ НОВЫМ ДОМОМ ДЛЯ КОРАЛЛОВ



РЕКЛАМА

На острове Фуранафуши, омываемом теплыми водами Лаккадивского моря, принимает гостей спа-отель Sheraton Maldives Full Moon Resort & Spa. Этот пятизвездочный курорт стал любимым местом отдыха для тех, кто ценит баланс жизненного комфорта и нетронутой природы.



Этой весной прибрежный риф стал новым местом обитания кораллов. Морские биологи в партнерстве с сотрудниками курорта Sheraton Full Moon Resort & Spa, командой Reefscapes, стали свидетелями массового нереста кораллов. Это завораживающее явление – главное событие в жизни рифа. Нерест продемонстрировал тот факт, что колонии хорошо себя чувствуют на новом месте, что подтверждает необходимость программы по восстановлению рифов, целью которой является перенос как можно большего числа фрагментов кораллов на каркасы.

После вечернего отлива нерест произошел у трех видов кораллов, один из которых неизвестен ученым.



Кораллы размножаются посредством широковегетельного нереста. Личинки образуются в толще воды в результате оплодотворения взвешенных пучков гамет. Их появление сильно зависит от ряда природных и астрономических факторов, к которым относятся лунные фазы, приливы и отливы, температура воды и направление ветра. Когда все эти условия соблюдены, кораллы одновременно выпускают в воду гаметы. Течение поднимает их на поверхность, после чего личинки возвращаются на дно и прикрепляются

к субстрату, заселяя коралловый риф. Коралловые колонии, спасенные с острова Гулхи Фалху и переселенные на пирамиды возле курорта Sheraton Full Moon Resort & Spa, со временем разрастаются, формируя неповторимый подводный пейзаж, которым могут любоваться гости отеля.

Путь от международного аэропорта Велана до отеля займет всего пятнадцать минут. Это приятное путешествие на катере дает возможность еще до заселения насладиться прекрасными видами мальдивской природы.



176 номеров пятизвездочного курорта гармонично вписаны в окружающую природу с бирюзовой водой, чистыми пляжами и пышной зеленью. К услугам гостей три открытых тропических бассейна с пресной водой. Гурманов порадуют рестораны и бары, разнообразная кухня которых не оставит равнодушными даже самых требовательных ценителей кулинарных изысков.



Независимо от того, решили вы отдохнуть всей семьей, приехали в романтическое путешествие или путешествуете один, курорт Sheraton Maldives Full Moon Resort & Spa предложит особые процедуры и развлечения.





Акустика для снижения шума

Ученые Национального исследовательского университета МЭИ (НИУ МЭИ) разработали акустический экран с надстройкой в виде антидифрактора, обладающий повышенной акустической эффективностью по сравнению с аналогами за счет увеличения дифракции с использованием специального расположения антидифрактора относительно кромки экрана и выбора места его расположения относительно источника шума. Антидифрактор – это звукопоглощающее устройство со сложным профилем свободного ребра шумозащитного экрана. Его назначение – ухудшать прохождение дифрагированного звука. При дифракции звуковые волны изгибаются и распространяются вокруг препятствия, вместо того чтобы просто отражаться от него. Изобретение обеспечивает более высокое качество защиты окружающей среды от шумового загрязнения, источниками которого являются в т.ч. объекты энергетики. Акустический экран способен дополнительно снижать шум на 3–4 дБА, а при соответствующем его расположении по отношению к расчетной точке и источнику шума – до 10–15 дБА. При этом достигается значительная экономия средств на изготовление вследствие уменьшения его высоты при достижении необходимого снижения шума.

Очистка скважин бактериями

Ученые Новосибирского государственного университета и научного центра вирусологии и биотехнологий Вектор Роспотребнадзора разработали микробиологический способ очистки добывающих скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений. Метод основан на штаммах-деструкторах нефти, способных с высокой скоростью разлагать нефть и относительно высокой скоростью роста. Концентрат с бактериями заливается в скважину, где он начинает циркулировать за счет работы насоса, в итоге бактерии распространяются, очищая все элементы скважины. Такой подход избавляет от необходимости надолго отключать скважину и проводить трудоемкий и дорогой процесс извлечения оборудования на поверхность и очисткой. Бактерии являются аэробными (нуждающимися в кислороде), поэтому, когда потребность в них отпадает, доступ воздуха в скважину на время приостанавливают. Разработан способ насыщения жидкости в скважине воздухом с определенными частотами, что обеспечивает жизнедеятельность бактерий и создает колебания жидкости, которая способствует отслоению отложений.

Новая смесь для упрощения строительства скважин

Ученые из Пермского Политеха и ПермНИПИнефть создали смесь из цемента и «сшитого» полимера, предотвращающую проблемы в процессе строительства нефтяных скважин. Если при бурении буровой раствор попадает в трещины породы. Использование цементных материалов имеет ограничения из-за распространения цемента под действием гравитации. Новый раствор предотвращает растекание, выдерживает давление и способен адаптироваться к структуре трещиноватого пространства пласта. После смешивания состав проходит три фазовых перехода: в скважину он закачивается как жидкость, в нижней части колонны происходит «сшивка», и в зону поглощения попадает уже в упругом состоянии. После материал затвердевает и набирает прочность, позволяющую ему противостоять гидродинамическим давлениям при строительстве скважины. Необходимые свойства обеспечиваются за счет использования базового состава и полимера, что позволяет получить однородную смесь, плотность и время загустевания которой могут быть подобраны в соответствии с геолого-технологическими условиями путем добавления реагентов-замедлителей. Состав отличается коротким сроком схватывания (5 мин) и устойчивостью к размыву в условиях движения пластовых вод.

Программа оценит климатическое воздействие на аварийность линий электропередачи

Ученые НИУ «МЭИ» разработали программу по оценке климатического воздействия на аварийность линий электропередачи. Инструмент включает в себя математическую модель оценки аварийности объектов в результате воздействия климатических факторов и информационную панель с визуализацией данных. Разработка позволяет демонстрировать структуру климатических причин и количество технологических нарушений по заданным пользователем временным промежуткам, наименованиям энергосистем, классу напряжения и типу уязвимого оборудования. Аварии по причине повышенных климатических нагрузок требуют значительных экономических затрат на их ликвидацию. Наблюдаемая возросшая частота экстремальных и систематических опасных метеорологических явлений способствует увеличению доли аварийности в электросетевом комплексе, который обладает высокой уязвимостью из-за территориальной рассредоточенности. Для того, чтобы обеспечить надежное электроснабжение потребителей необходимо заранее понимать структуру аварийности в конкретном регионе, которая во многом определяется техническим состоянием, а также иметь возможность прогнозирования отключений на основании данных о предполагаемых климатических воздействиях.



Быстровозводимые электрические сети

Национальный исследовательский университет МЭИ совместно с Кабельным заводом Эксперт-Кабель и Военным учебно-научным центром Сухопутных войск Общевойсковой академии Вооруженных сил РФ разработали быстровозводимые электрические сети, которые позволяют оперативно развернуть электроснабжение потребителей небольшой мощности. Разработка стала альтернативным решением применению дизельных генераторных установок, монтаж которых не всегда экономически целесообразен, в ряде случаев не может обеспечить требуемые категорию надежности и уровень шума. Они состоят из модульной мобильной трансформаторной подстанции, устройства подключения к стационарной электрической сети под напряжением и кабельной сети с использованием кабеля облегченной конструкции. При необходимости они могут работать совместно с применяемыми дизель генераторными установками. Предлагаемый вариант комплекта быстровозводимых электрических сетей на прицепе позволяет построить электрическую сеть напряжением 10 кВ длиной 1 км за 2 часа бригадой из 4 человек.

На 4 % меньше вредных выбросов

Создание экологичных авиадвигателей требует совершенствования систем автоматического управления. Новый подход ученых из ПНИПУ к управлению камерой сгорания газотурбинного двигателя подразумевает коррекцию расхода топлива. Информация о состоянии двигателя поступает в электронный регулятор, который формирует управляющее воздействие. Ученые предложили использовать 2 адаптивных нейронных измерителя. Первый работает в диапазоне, где выбросы оксидов азота минимальны, а значение, выдаваемое измерителем, является эталонным для системы и поддерживаются на минимальном уровне. Второй отвечает за мониторинг текущих значений оксидов азота в реальном времени, он фиксирует фактические показатели и передает их в систему контроля. Значения, полученные от измерителей, сравниваются и если текущее значение отклоняется от эталонного система автоматически корректирует расход топлива, именно этот показатель в совокупности с температурой в камере сгорания напрямую влияет на выбросы. Регулятор автоматически перераспределяет топливо между коллекторами, так достигается баланс между экономичностью процесса и соблюдением экологических норм. Благодаря разработке выброс оксидов азота можно уменьшить с 2,14 до 2,06 кг, т.е. на 3,74 %.



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



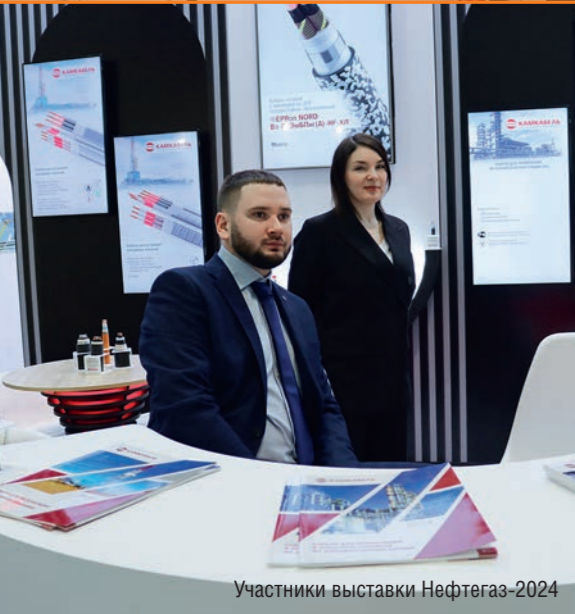
Участник выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



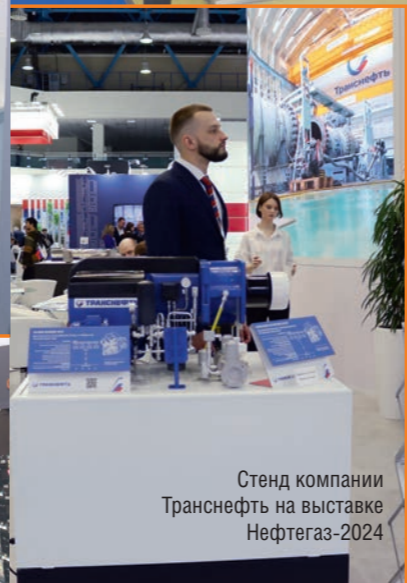
Стенд «Уралмаш НГО Холдинг» на выставке Нефтегаз-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Транснефть на выставке Нефтегаз-2024



С. Маркарян у стенда ООО «НЗВО» (Группа компаний «Энергосила») на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



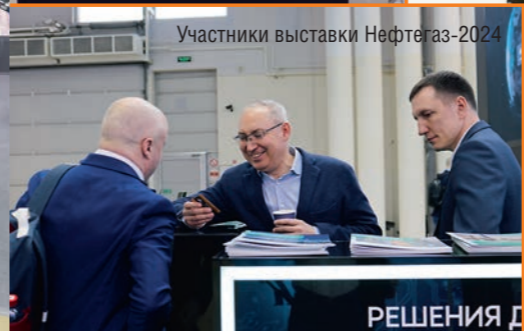
Посетитель выставки Нефтегаз-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Sichuan Xiongchen Technology Co., Ltd на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании ЭКСЭЛ на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Крус-Запад на выставке Нефтегаз-2024

FSRU

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

2.2.4 Прочее



Floating Storage Regasification Unit – плавучее хранилище сжиженного природного газа, оснащенное судовой регазификационной установкой.

FSRU – стационарный объект регазификации и хранения, стоящий на рейде или у причала и соединенный газопроводом с берегом.

FSRU оснащено:

- специальными термоизолированными резервуарами для перевозки СПГ;
- специальной системой хранения груза (первичный контейнер для хранения жидкости, слой изоляции, вторичная оболочка для недопущения утечек, повторный слой изоляции);

Материалы поверхностей, контактирующих с СПГ, изготавливаются с использованием нержавеющей стали, алюминия или инвара.

Преимущества по сравнению с наземными СПГ-терминалами:

- более низкая стоимость;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	
пропускная мощность судовой регазификационной установки	1,4 млн м ³ /сутки (50 mmscf/d) – 22,7 млн м ³ /сутки (800 MMscf/d)
быстроходность	18–20 узлов
скорость операций по наливу и разгрузке СПГ	12–18 часов
грузовместимость	200–250 тыс. м ³
осадка	12 м
двигатель	дизельный, газомазутный, двухтопливный
структура судна	двухкорпусная для недопущения утечек и взрывов

- срок строительства около 1–3 года;
- меньшая площадь FSRU и морское размещение минимизирует воздействие на окружающую среду;
- устанавливается на рейде у берега либо швартуется к специальному причалу в порту.

Широкое распространение имеют FSRU типа Moss (41% от мирового флота FSRU).

FSRU типа Moss:

- обладают самонесущими резервуарами сферической формы;
- имеют систему трехмембранных резервуаров. ●

ПЛАВУЧИЙ КРАН

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.5 Специальные транспортные и грузоподъемные средства

1.1.5.1.6 Плавучие краны

Кран стрелового типа на самоходном или несамоходном понтоне, предназначенном для его установки и передвижения.

Плавучие краны состоят из верхнего строения (собственно крана) и понтона. ●



ПЛАВУЧИЕ КРАНЫ ПОДРАЗДЕЛЯЮТСЯ:

По назначению	краны для погрузочно-разгрузочных работ в портах краны для монтажных работ
По самоходности	самоходные (если должен обслуживать несколько портов или перемещаться на значительные расстояния) несамоходные
По конструкции верхнего строения	неповоротные поворотные комбинированные

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАВУЧИХ КРАНОВ

Механизмы	дизель-электрический привод
Двигатели	гребные винты или крыльчатые двигатели
Предназначение	работы, производимые на плаву
	Массовые перегрузочные работы (используют краны, как правило, несамоходные, грузоподъемностью до 25 т с вылетом до 35 м)
	перевозка судов-тяжеловесов
	строительно-монтажные и аварийно-спасательные работы (поворотные краны грузоподъемностью до 350 т, как правило самоходные, с вылетом до 60 м)

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОНТОНА

Состав корпуса	Поперечные (шпангоутов и палубных бимсов) и продольные (киль и кильсон)элементы, обшитые листовой сталью
Форма	параллелепипед с закругленными углами, либо корабельные обводы. Понтоны с прямоугольными углами имеют плоское дно и срез в кормовой или носовой части
кран-катамаран монтируют на двух понтонах	каждый понтон имеет выраженный киль и форму, аналогичную форме корпусов обычных судов
непотопляемость	наличие продольных и поперечных переборок
остойчивость	жилые помещения для команды крана и склады помещаются внутри понтона, что позволяет избежать высоких надстроек и увеличить остойчивость
танки для дизельного топлива и пресной воды	располагаются внутри понтона, вдоль его бортов

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛ ПРОЕКТА 2220 ТИПА ЛК-60Я

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Ледокольное сопровождение

Арктика

Рассчитан на преодоление ровного льда толщиной 2,8 метра со скоростью 1,5–2 узла (3,0 метра – наибольшая).

Является двухосадочным ледоколом: при глубокой осадке способен проламывать толстые океанские льды, при мелкой – работать в руслах рек, тем самым замещая собой сразу два ледокола – классов «Арктика» и «Таймыр» соответственно.

Ледокол оборудован двумя ядерными энергетическими установками с реакторами РИТМ-200, тепловой мощностью по 175 МВт каждый. Пар от реакторов приводит в действие два паровых турбогенератора мощностью по 36 МВт. Три гребных винта фиксированного шага приводятся в действие шестью гребными электродвигателями суммарной мощностью 60 МВт. Двигатели установлены по два на каждом из трех валов судна.

После выхода из строя одного двигателя общая мощность ледокола снизилась с 60 МВт до 50 МВт. Принято решение работать с потерей мощности до замены нерабочего двигателя в доке. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Водоизмещение	25 540 т (стандартное)
	33 540 т (полное по КВЛ)
Длина	173,3 м (160,0 м по КВЛ)
Ширина	34,0 м (33,0 м по КВЛ)
Высота	15,2 м (борта на миделе)
	54,0 м (наибольшая)
Осадка	8,55 м (минимальная рабочая)
	10,5 м (полная по КВЛ)
Двигатели	2 ядерных реактора РИТМ-200 по 175 МВт
Мощность	60 МВт (81 500 л. с.) на валах
Движитель	3 гребных винта фиксированного шага с 4 съемными лопастями
	22,0 узла (полная) по чистой воде
Скорость хода	12,0 узлов по льду 1,5 м
	2,0 узла по льду 2,8 м (3,0 м – наибольшая толщина льда)
	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Автономность плавания	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Экипаж	75 человек

БУНКЕРОВОЧНОЕ СУДНО

- Оборудование для АЗС, АГНКС, нефтебаз, бункеровки
- Суда-бункеровщики

Бункеровщик предназначен для снабжения судов на стоянке или на ходу топливом и моторными маслами. Имеет оборудование для перекачки жидкого топлива или перегрузки угля на бункеруемое судно.

Грузовместимость танкеров-газовозов – от 145 тыс. м³.

Грузовместимость крупнейшего танкера-бункеровщика СПГ Gas Agility – Gas Agility – 18,6 тыс. м³.

* На бункеровщике обычно есть несколько видов горючего: дизель, КСТ, мазут с разным содержанием серы (от 1,5 до 4%). Топливо хранится в специальных емкостях – танках, под каждый вид выделен один или несколько танков, чтобы одно топливо не смешивалось с другим. Мазут попадает в резервуары терминала нагретым до 55–65 °С. За счет теплоизоляции такая температура сохраняется в них в течение нескольких дней, при необходимости топливо можно нагреть, пропустив через теплообменник. На причал топливо подается по трубопроводу или подвозится в автоцистернах. Во время погрузки бункеровщик окружают бонами. На случай аварийного разлива на причале хранится запас сорбента, упрощающего сбор нефтепродуктов с поверхности воды.

Горючее с нужными характеристиками может быть приготовлено на бункеровочном терминале или прямо на бункеровщике путем смешения легких и тяжелых компонентов. Так, из стандартного мазута с вязкостью 380 сантистокс можно приготовить мазут с более низкой вязкостью, разбавляя его светлыми нефтепродуктами.



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	73,2
Длина между перпендикулярами, м	69,2
Ширина габаритная, м	12,9
Ширина по КВЛ, м	12,6
Высота борта, м	4,8
Осадка по КВЛ, м	3,0
Скорость, узлы	9,35
Автономность, сутки	12
Количество мест, ед.	10
ГЛАВНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА	
Тип	дизельная двухвальная
Мощность главного двигателя, кВт	ок. 2 × 440
Дизель-генератор, кВт	2 × 160
Аварийно-стояночный дизель-генератор, кВт	1 × 50
ОСНОВНОЕ СУДОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Тип	дизельная двухвальная
Плот спасательный сбрасываемый, чел	2 × 10
Грузовой кран, т × м	2 × 15
Комплект ЛАРН, шт	1
Рабочая шлюпка, чел	1 × 6
Катер бонопостановщик, шт	1

Танкер-бункеровщик дедвейтом 1200 т (проект 00213)**

Класс судна – О 2,0 (лед 40) А Российского речного регистра судоходства. Однопалубное двухвинтовое судно с баком и ютом, с двойным дном и двойными бортами в районе грузовой зоны, с четырьмя грузовыми танками дизельного топлива с двумя

грузовыми танками масла моторного, с двумя грузовыми трюмами для бочек с маслом моторным, с двумя танками нефтесодержащих вод, танком сепарированного топлива, с кормовым расположением машинного отделения и жилой надстройки, с наклонным форштевнем и транцевой кормой. Между надстройкой и баком находится переходный мостик. ●

* www.gazprom-neft.ru
** www.vympel.ru

ГАЗОВОЗ

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Танкеры-газовозы

Специально построенное судно для перевозки сжиженного природного газа (а также сжиженного нефтяного газа – пропана и бутана) в танках (резервуарах)

Система хранения СПГ состоит из танка или резервуара для хранения, слоя изоляции, вторичной оболочки, предназначенной для недопущения утечек, и еще одного слоя изоляции. В случае повреждения первичного резервуара вторичная оболочка не допустит утечки.

Все поверхности, контактирующие с СПГ, изготавливаются из материалов, стойких к чрезвычайно низким температурам.

В танкерах, построенных по технологии Газ Транспорт (GT), танки выполняются из инвар стали (FeNi36) толщиной 0,5 мм с изоляцией перлитом, а по технологии Техник Газ (TG) – из рифленой нержавеющей стали 1,2 мм с изоляцией ПВХ блоками.

Наибольшее распространение получили танкеры с резервуарами типа MOSS, составляющими ныне 41% мирового флота метановозов.

На танкерах-газовозах устанавливают двухтопливные паровые турбины, способные работать как на судовом мазуте, так и на отпарном газе. Предельно допустимое значение показателя испарения в кипящем слое составляет порядка 0,15% в сутки от объема груза.

СПГ-танкеры

Разновидность газозавозов рефрижераторного типа. Предназначены для перевозки сжиженного природного газа при атмосферном давлении и температуре -162 °С. Большинство СПГ-танкеров (метановозов) имеет вместимость от 125 000 до 135 000 м³.



Однако существуют и суда этого типа вместимостью 18 000–19 000 м³. Современные танкеры серий Q-Flex и Q-Max способны перевозить до 210–266 тыс. м³ СПГ.

Для транспортировки СПГ в арктических условиях используются СПГ-танкеры ледового класса (Yamalmax).

На базе СПГ-танкеров создаются также плавучие регазификационные установки – Floating storage and regasification unit.



LH₂-танкеры (LH₂ – "liquefied" сжиженный, H₂ – водород)

Предназначены для перевозки сжиженного водорода при атмосферном давлении и температуре -253 °С. По состоянию на май 2021 года в мире имеется только один LH₂-танкер – Suiso Frontier. В январе Moss Maritime в сотрудничестве с Equinor, Wilhelmsen и DNV-GL представила проект бункерного судна для сжиженного водорода.



Этановозы VLEC класса (Very Large Ethane Carrier)

Предназначены для перевозки этана при атмосферном давлении и температуре -89 °С. Первое судно этого класса – ETHANE CRYSTAL, спущено на воду в октябре 2016 года. Вместимость его грузовых танков – 87 200 м³.

СУДНО-ТРУБОУКЛАДЧИК

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Суда-трубоукладчики

Крупнотоннажное морское судно, оснащенное подъемным краном большой грузоподъемности, которое используется при строительстве подводной инфраструктуры.

Служит для прокладки морских трубопроводов и подключения нефтедобывающих платформ к нефтеперерабатывающему заводу, расположенному на берегу. Для достижения этой цели типичное судно-трубоукладчик оборудовано насосами и клапанами, а также другим специальным оборудованием, которое необходимо для прокладки трубы под водой.

Термин «судно-трубоукладчик» или «трубоукладчик» применяют ко всем судам, способным осуществлять укладку труб на дно океана. Он также может применяться и в отношении кораблей двойного назначения, способных укладывать трубопроводы на дне океана в дополнение к основной работе.



В процессе работы использует якорь или систему динамического позиционирования, предназначенную для удержания судна в заданной позиции и (или) на заданном курсе с целью следования вдоль заданного маршрута автоматически с высокой точностью посредством использования судовых движителей и подруливающих устройств для поддержания правильного положения и скорости при прокладке трубы.

Прокладка трубопровода может быть успешно реализована судном при работах на глубине более 2500 м. В мире имеются только две компании, обладающие компетенциями и подготовленными быстрыми трубоукладчиками – швейцарская Allseas и итальянская Saipem.

Суда-трубоукладчики используют различные способы укладки трубопровода. К таким основным способам относятся способы укладки трубопроводов методом S-Lay, J-Lay и Reel-Lay* (рис. 1–3).

РИС. 1. Схема укладки трубопровода на дно методом S-Lay

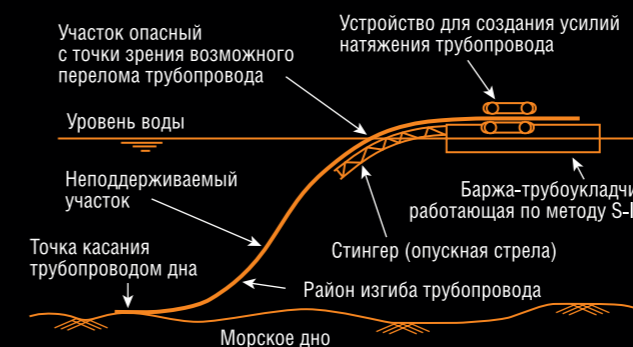


РИС. 2. Судно для укладки трубопровода методом J-Lay

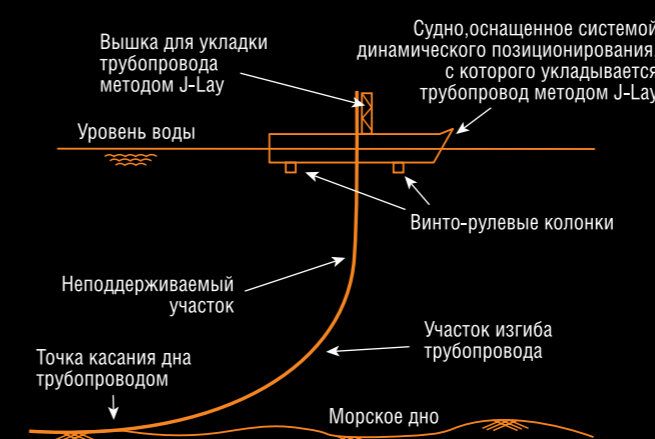
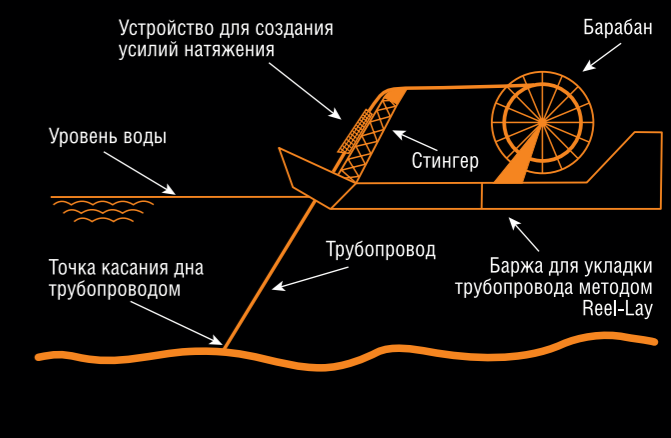


РИС. 3. Судно для укладки трубопровода методом Reel-Lay



* sudostroenie.info



К. Симсон

Участие ЕК в общеевропейских учениях по кибербезопасности стало крайне актуальным



А. Новак

Наши НПЗ производят больше бензина и дизельного топлива по сравнению с 2023 годом



А. Чекунов

СМП – это транспортный коридор мирового значения, но Россия в нем главный игрок



Р. Гросси

Все семь основополагающих принципов ядерной безопасности полностью или частично нарушены



А. Силуанов

Обратные акцизы и демпферные выплаты обеспечивают стабильность цен на нефтепродукты, независимо от внешней конъюнктуры



И. Додон

Людей вынудили платить 1,7 долл. за кубометр газа, чтобы покрыть коррупционные схемы в правительстве бывшего вице-преьера



С. Гильбо

Правительство не обладает юрисдикцией для ограничения добычи



А. Чибис

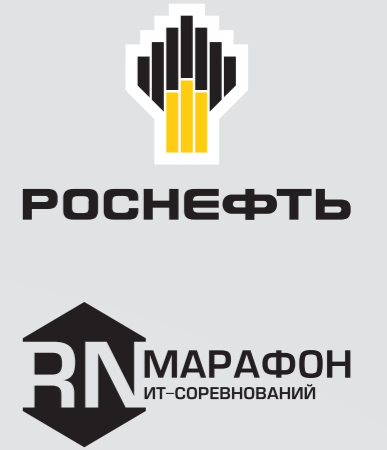
Мурманск может стать главным контейнерным хабом в Арктике



Р. Хабек

Тарифы ЕС на китайские электромобили не следует считать карательными мерами

2024 СОЗДАЙ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ С НАМИ



АКАДЕМИЧЕСКИЙ
ТУРНИР

ХАКАТОН
ДЛЯ ПРОГРАММИСТОВ-
РОБОТОТЕХНИКОВ

ЛИГА
ГЕОНАВИГАЦИИ

ФИНАЛ
СОРЕВНОВАНИЙ:
3-6 ДЕКАБРЯ

ОБЩИЙ ПРИЗОВОЙ ФОНД

4 200 000₽*

*сумма указана до вычета налогов (подробнее на сайте rn.digital)



events.rn.digital

при информационной
поддержке



РН-БашНИПИнефть
научно-исследовательский и проектный институт

VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



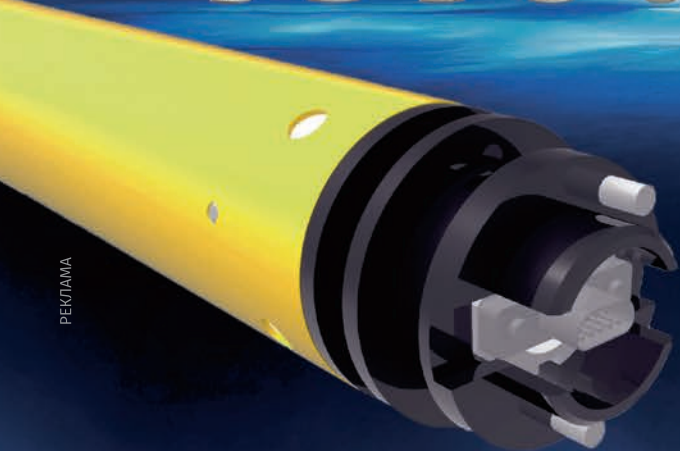
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижевартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL