



ППБУ
В ЛЕДОВЫХ
УСЛОВИЯХ

ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ
ПОДВОДНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ

ТЕХНОЛОГИИ
ХРАНЕНИЯ
ВОДОРОДА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

1 [121] 2022

ГЛУБОКОВОДНЫЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Входит в перечень ВАК



МОРЕ БЕЗ СЕРЫ: ПЕРСПЕКТИВЫ ЕСО- БУНКЕРОВКИ

Проект посвящен современной судоходной отрасли, рыночным изменениям, связанным с новыми требованиями ИМО, перспективам экологичного судового топлива и достижениям одного из крупнейших участников бункерного бизнеса – компании «Газпромнефть Марин Бункер»

MARINEBUNKER.NEFTEGAZ.RU



ППБУ в ледовых условиях



14

Буровой инструмент для освоения арктического шельфа



20

Освоение глубоководных нефтегазовых месторождений арктических морей с применением унифицированной конструкции МАСП



32

Радиальная установившаяся фильтрация сжимаемой вязкопластичной жидкости в пористой среде



38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

ESG-концепция – революция или эволюция? 6

Плоды недоинвестирования 8

События 10

Первой строчкой 12

АРКТИКА

ППБУ в ледовых условиях 14

Буровой инструмент для освоения арктического шельфа 20

Нефтегазодобывающие регионы российской Арктики: проблемы освоения и устойчивого развития 26

Россия в заголовках 31

ДОБЫЧА

Освоение глубоководных нефтегазовых месторождений арктических морей с применением унифицированной конструкции МАСП 32

Радиальная установившаяся фильтрация сжимаемой вязкопластичной жидкости в пористой среде 38

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности 42

Доступные сегодня технологии хранения и транспортировки водорода 50

Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности



42

Моделирование решений для размещения арктических нефтегазовых объектов



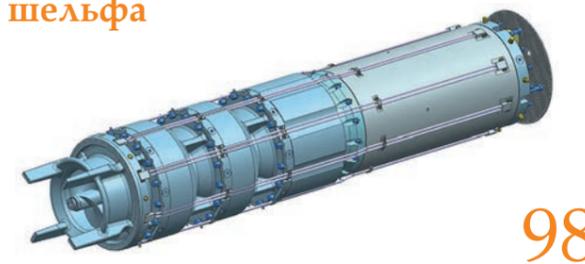
62

Цифровые модели подводных трубопроводов в северных морях



72

Погружные насосы СПГ для газовых проектов Арктической зоны и морского шельфа



98

НЕФТЕСЕРВИС

Новый подход для определения тампонирующей способности формирующегося цементного камня 56

Хронограф 61

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Моделирование решений для размещения арктических нефтегазовых объектов 62

Цифровые модели подводных трубопроводов в северных морях 72

БУРЕНИЕ

Кольская сверхглубокая скважина – космический полет в недра Арктической зоны России 78

ОБОРУДОВАНИЕ

Технология водогазового воздействия с использованием выхлопных газов от электрогенерирующих установок на месторождениях Арктики 94

Погружные насосы СПГ для газовых проектов Арктической зоны и морского шельфа 98

ЭКОЛОГИЯ

Экологическая безопасность Арктической зоны РФ 103

Новости науки 106

Нефтегаз *Life* 108

Классификатор 110

Цитаты 112

СОДЕРЖАНИЕ

135 лет назад

В 1887 году Карл Федорович Сименс получил подряд на освещение квартир доходного дома-пассажа купца Постникова (ныне это здание театра им. Ермоловой), вскоре в Георгиевском переулке Москвы была запущена локомобильная электростанция малой генерации.

127 лет назад

В 1895 году швейцарским акционерам удалось заключить с московскими властями пятидесятилетний концессионный договор об электрификации «любых районов Москвы, где только горожане пожелают».

104 года назад

В 1918 году под патронатом В.И. Ленина была проведена I Всероссийская конференция работников электропромышленности, по результатам которой через четыре месяца был создан Электрострой.

82 года назад

В 1940 году производство электроэнергии в СССР достигло 48,3 млрд кВт·ч, при этом суммарная мощность советской электроэнергетики составила 11,2 млн кВт.

79 лет назад

В 1943 году произведена первая мобильная электростанция, которая была отправлена в Сталинград, с этого времени передвижные электроустановки работали в Ростове, Харькове, Киеве, Севастополе, Донбассе, Кривом Роге, Крыму, Минске, Риге, Таллине и Вильнюсе.

59 лет назад

В 1963 году началось строительство Саяно-Шушенской ГЭС, официально ее сдали в эксплуатацию в 2000 г., но станция окупилась еще в 1986 г. благодаря монтажу на первых двух турбинах временных рабочих колес, способных генерировать ток при промежуточных напорах воды. К этому времени станция выработала уже 80 млрд кВт·ч, вернув в госбюджет все средства, направленные на ее строительство.

55 лет назад

В 1967 году создана единая энергетическая система европейской части страны, объединившая 600 электростанций общей мощностью 65 млн кВт.

44 года назад

В 1978 году начала работать Зейская ГЭС на реке Зее мощностью 1330 МВт с массивно-контрфорсной плотиной высотой 123 м.

32 года назад

В 1990 году мощность советских гидроэлектростанций достигла 65 млн кВт, а их выработка составила 233 млрд кВт·ч.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Сабина Бабаева
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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-Данильян Виктор Иванович
д.т.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.т.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

Сальгин 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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов
Александр Скоморохов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук
Андрей Кужиков

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, Благоевский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

Перепечатка 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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы



НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2022



www.neftgaz-expo.ru

18–21 апреля 2022
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+
Реклама



МИНПРОМТОР
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР





6,6 млрд рублей составляет коррупционный рынок в России



Забота об окружающей среде – одна из составляющих успешного бизнеса



Ответственная социальная позиция – показатель качества современного производства



Управленческая прозрачность – один из ключевых принципов ESG

ESG-КОНЦЕПЦИЯ – РЕВОЛЮЦИЯ ИЛИ ЭВОЛЮЦИЯ?

Анна Павлихина

Мир, стоящий на пороге четвертой промышленной революции, с каждым днем все очевиднее очерчивает свои горизонты. Чтобы вписаться в них уже недостаточно обладать только инновационными технологиями, для комфортной жизни в обновляющемся мире необходимо инновационное мышление. К одной из характеристик новой бизнес-ментальности относится подход, основанный на ESG-доктрине.

Впервые высказанная К. Аннаном идея о том, что бизнес должен строиться на трех китах – ответственной экологической позиции («E»), социальной направленности («S») и управленческой прозрачности («G») – перешла в активную жизненную фазу, регулируя рыночные взаимоотношения. Такая модель предполагает существенную трансформацию не только компаний, но также регуляторов и психологии потребителей. Насколько она оправдана для российской действительности, стоит ли перенимать заданные европейскими странами тенденции и возможен ли дальнейший прогресс вне этой модели?

В отношении экологической составляющей большинство компаний сделали однозначный выбор и планомерно следуют определившемуся курсу декарбонизации. Некоторые даже в ущерб экономической целесообразности.

Так, осенью нынешнего года компания Repsol вышла из прибыльных российских проектов, обосновав этот шаг стремлением предприятия к нулевым выбросам. По той же причине Royal Dutch Shell отказалась от разработки нефтяного месторождения Камбо в Великобритании. Австралийская Woodside Petroleum планирует вложить к 2030 году 5 млрд долл. США в ВИЭ, несмотря на то, что «зеленые» проекты окупаются хуже углеводородных.

И это, бесспорно, правильный выбор, планета – наш общий дом, заботиться о ее чистоте обязаны все без исключения, без льгот, без предпочтений.



С социальной направленностью и управленческой прозрачностью несколько сложнее. Последняя предполагает прозрачную отчетность, зарплаты менеджменту и антикоррупционные меры. По данным ВШЭ, которые приводит РБК, объем коррупционного рынка по госзакупкам в России составляет 6,6 млрд рублей. Непросто в такой ситуации занять привлекательную позицию в ESG-рейтинге. А без этого претендовать на иностранные инвестиции, выгодные партнерские проекты, да и просто на кредиты в скором времени станет невозможно.

Уже сегодня инвестподразделения крупных российских банков начинают тестировать потенциальных заемщиков на соблюдение ESG-принципов. Не говоря уже об иностранных инвесторах, значительная часть которых подписала Принципы ответственного инвестирования ООН, предполагающие отказ от вложений в компании, манкирующие основами ESG.

Из всей триады экологическая составляющая, сколь бы ни было ее соблюдение технологически простым, становится наиболее реализуемой.

К ее соблюдению подталкивают не только очевидная экономическая необходимость. После того, как Россия ратифицировала Парижское соглашение, обязательства компаний по сокращению выбросов перешли на международный уровень. Прибавит ли это российским предприятиям инвестиционной привлекательности? По первому пункту – да. Для энергетики этот пункт имеет первостепенное значение.

Но если экология дело общее, то социальная ответственность еще долго будет оставаться внутренним делом компаний. Еще сложнее с прозрачностью. В июне Бундестаг принял закон о должной осмотрительности в цепочках поставок, действие которого затронет, в том числе, поставщиков сырья. Учитывая нацеленность российских газовых мейджеров на этот рынок, закон может оказать существенное влияние на политику компаний.

Рассуждая над вопросом: какие из принципов ESG не для России, эксперты сходятся во мнении, что реализуемо все, но с разной степенью усилий. Возможно или нет, приемлемо или трудно

выполнимо – уже не столь важно. Важно, что это новая высокая планка, к которой придется стремиться, новый эволюционный этап, который не получится проигнорировать. Чтобы российский бизнес смог выжить, он должен в числе первых «отрастить» эволюционные преимущества.

Следование новым международным стандартам становится естественной необходимостью, и не отдаленного будущего, а сегодняшнего дня. Живой пример тому – отказ инвестиционного фонда PIMCO финансировать РЖД по причине использования последней значительной доли угля и нефтепродуктов.

Также эксперты говорят о «реальной ценности действий и риске утраты рентабельности», другие заявляют, что для реализации масштабных инициатив необходима единая государственная политика, поддержка в отношении социальных и экологических вопросов. Подобное мнение – свидетельство консервативного мышления и необходимости мировоззренческого перелома. С господдержкой всегда проще, конечно, но новаторство не должно ждать директив и предпочтений, исторический опыт показывает, что оно чаще продиктовано необходимостью нынешнего дня, пусть даже в ущерб некоторой доли прибыли.

Говорить о масштабной господдержке справедливо разве что в отношении декарбонизации, которая невозможна без активного участия научных центров. Что касается социальных проектов и прозрачности управления, по которым у российских компаний очевидное провисание, здесь, как говорится, «хозяин – барин». И у этого хозяина должен измениться подход, как, впрочем, и у потребителя конечного продукта. Он должен перестать быть исключительно потребительским. В отношении последнего хочется отметить, что в Европе население готово платить за экологическую упаковку, делать выбор в пользу более дорогого продукта, но произведенного компанией, реализующей социально ответственный подход. В России большинство потребителей чувствительны к цене, которая является первоочередным приоритетом в выборе товара. Будь иначе, возможно, спрос подтолкнул бы предложение, так сказать, сработала бы инициатива снизу.

Подводя небольшой итог, можно отметить, что пренебрежение принципами, которые сегодня воспринимаются как «буржуазные замашки», завтра может поставить под угрозу если не существование самого бизнеса, то его конкурентоспособность. ●

ПЛОДЫ НЕДОИНВЕСТИРОВАНИЯ: ПРИРОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В МИРЕ – МИНИМАЛЬНЫЙ С 1946 ГОДА

Елена Алифирова

2021 г. стал худшим по объему открытия новых месторождений в мире за последние 75 лет. К таким выводам пришли аналитики Rystad Energy. В январе–ноябре 2021 г. объем открытых запасов нефти и газа составил 4,7 млрд бнэ. На жидких углеводородах приходится 66% открытий, за 11 месяцев были открыты залежи с объемом запасов 424 млн бнэ. Сокращение совокупного объема подчеркивает отсутствие крупных единичных открытий, как и в предыдущие годы. В ближайшем будущем нефтегазовая отрасль может столкнуться с последствиями масштабного недоинвестирования прошлых лет.

Если в 2011–2015 гг. ведущие мировые нефтегазовые компании инвестировали в геологоразведку в среднем 16 млрд долл. США в год, то в 2020 г. расходы на восполнение запасов углеводородов упали в 3 раза, до 5 млрд долл. США.

В результате уровень восполнения запасов нефти и газа в мире снижается уже четвертый год подряд, и эта тенденция сохраняется. В 2021 г. глобальные инвестиции в нефтегазовые проекты будут в два раза ниже, чем в 2014 г.

Накопленный дефицит инвестиций, необходимых для удовлетворения спроса на нефть, в 2021–2025 гг. может составить 135 млрд долл. США, и если инвестиции останутся на текущем уровне, то к 2030 г. их накопленный дефицит, по оценке банка JP Morgan, достигнет 600 млрд долл. США.

Однако в дело вступает климатическая повестка, поддерживая которую банки стремятся ограничить финансирование нефтегазовых проектов, а компании пытаются дистанцироваться от углеводородов.

Между тем углеводороды доминируют в мировом энергобалансе и сохраняют свою значимость в ближайшие десятилетия.

Даже самый экстремальный для нефтегаза низкоуглеродный прогноз в годовом обзоре МЭА, предусматривающий достижение углеродной нейтральности к 2050 г. и прекращение инвестиций в новые проекты в нефтегазовой отрасли, говорит о том, что традиционные энергоресурсы в 2050 г. суммарно будут обеспечивать 39% мирового спроса. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Нефтедобывающая компания Agatso подписала с Польшей договор о поставке 200–337 тыс. барр. нефти в сутки. Сможет ли Польша, благодаря договору с Саудовской госкомпанией, отказаться от российской нефти?

Заменит ли Саудовская Аравия Россию по поставкам нефти в Польшу?

33%

Нет, Польша сохранит партнерство с Россией, чтобы диверсифицировать источники поставок нефти

5%

Да, договор позволит Польше продолжить сокращение зависимости от поставок российских энергоносителей

17%

Нет, польские НПЗ технологически ориентированы на российскую нефть

45%

Возможно, сократятся закупки морских партий российской нефти на спотовом рынке, но сохранятся поставки по трубопроводу «Дружба»

Бюджетную систему России нужно готовить к энергопереходу уже сегодня, считает А. Кудрин, справедливо полагая, что через 20 лет нефть перестанет быть основным источником пополнения бюджета РФ. Что заменит доходы от нефти?

Что будет основным источником пополнения госбюджета РФ через 20 лет?

12%

Экспорт продуктов нефтепереработки

25%

Доходы от экспорта газа

5%

Товары и услуги рынка высоких технологий

16%

Продукция сельского хозяйства

1%

Туризм

2%

Продукция металлургического производства

2%

Драгоценные металлы

37%

Водород

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL



ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2022



8-я ежегодная конференция
и технические визиты
2-3 марта 2022

Партнер технического визита 2021:

АФИПСКИЙ НПЗ

Генеральный спонсор 2021:

ГАЗПРОМБАНК
Банк ГПС (АО)

Золотые спонсоры 2021:

ТЕХНОТЕКС

ЭКМ
ЭНЕРГОКОМПЛЕКС

Бронзовый спонсор 2021:

BORSIG

Среди участников и докладчиков 2021:



Игорь Зуга,
Генеральный директор,
ОНХП



Алексей Ульяновский,
Заместитель технического директора,
Афипский НПЗ



Алексей Мыльцын,
Первый заместитель директора -
технический директор,
Ферганский НПЗ



Наталья Лейченко,
Начальник главного управления
производства и сбыта нефтепродуктов,
Белнефтехим



Андрей Бачурин,
Заместитель начальника
технического отдела,
Астраханский ГПЗ филиала
Газпром переработка



Сергей Литунев,
Главный инженер,
РН-Морской терминал Туапсе

- **Технический визит на нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия:** Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятий и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.
- **Технологии в действии!** Технологические презентации и эксклюзивная выставка инновационных технологий, оборудования, услуг для нефтегазового комплекса. Технологии переработки, углубление переработки нефтяного сырья, повышение качества нефтепродуктов. Локализация и адаптация зарубежных технологий и проектной документации.
- **Стратегии повышения эффективности действующих производств:** Эффективное управление предприятием, обслуживание и продление срока эксплуатации, повышение энергоэффективности, автоматизация производства, повышение качества конечных продуктов, импортозамещение и многое другое.
- **Беспрецедентные возможности делового общения в официальной и неформальной обстановке!** Гала-ужин, специализированная выставка, перерывы на кофе-брейки, тим-билдинг во время технических визитов. Уникальная возможность неформального общения с теми, от кого напрямую зависит судьба отрасли нефтегазопереработки и нефтегазохимии в России!
- **Практические примеры эффективной реализации проектов строительства и модернизации:** планирование, проектирование, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой и графиком, риски на этапе проектирования и реализации.

РЕКЛАМА

Подробнее:

www.oilandgasrefining.ru
events@vostockcapital.com

+7 (495) 109 9 509

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



Добыча на шельфе и борьба за климат

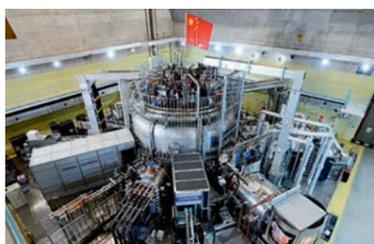
Власти Великобритании опубликовали возможные условия освоения новых нефтегазовых месторождений в Северном море. Разрабатывать месторождения будут для сокращения зависимости от импорта с учетом совместимости с курсом в области климатических изменений. Правительство будет учитывать баланс между внутренним производством и импортом при рассмотрении вопроса о выдаче лицензий на разработку месторождений. Планируется, что страна не будет производить больше своего уровня потребления.

В условия включили оценку прогресса нефтегазовых компаний в сокращении производственных выбросов, а также разработку технологий улавливания и хранения углерода и производства водорода.

Российские ТВС для первого китайского реактора

Росатом в 2022 г. начнет производство тепловыделяющих сборок (ТВС) для первого китайского реактора на быстрых нейтронах

CFR-600. Контракт предусматривает поставку уранового топлива для начальной загрузки, а также для перегрузок в течение первых семи лет эксплуатации реакторной установки. Для исполнения контракта на Машиностроительном заводе в г. Электростали было модернизировано производство топлива для быстрых реакторов. В марте 2021 г. ввели в эксплуатацию новый производственный участок для серийного производства ТВС для реактора китайского дизайна; было создано и смонтировано уникальное оборудование, на котором уже изготовлены макеты ТВС реактора CFR-600 для проведения испытаний.



На этом оборудовании будет изготавливаться топливо, предназначенное как для китайских реакторов CFR-600 и CEFR, так и для российского

реактора БН-600 Белоярской АЭС. Строительство ядерного реактора на быстрых нейтронах бассейнового типа с натриевым теплоносителем CFR-600 началось в конце 2017 г., ввод в эксплуатацию намечен на 2024 г. После ввода энергоблока CFR-600 мощностью 600 МВт он станет единственным действующим быстрым реактором большой мощности, построенным за пределами России.

«Зеленый» водород для PETROTEL-LUKOIL S.A.

ЛУКОЙЛ и Русатом Оверсиз договорились о совместной проработке проекта по производству зеленого водорода для НПЗ PETROTEL-LUKOIL S.A.,



расположенного в г. Плоешти, Румыния. Стороны планируют изучить возможности строительства производства «зеленого» водорода, применение которого приведет к снижению эмиссии CO₂, а также проработать вопрос получения господдержки проекта на национальном и общеевропейском уровне. Перспективы перевода завода на одну из самых экологических технологий позволит в будущем заместить весь объем производства водорода, получаемого традиционным методом паровой конверсии метана, на «зеленый», для которого используется электролиз в симбиозе с возобновляемыми источниками энергии.

Второй нитка ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Дочери руды до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили



Первый в мире нефтеналивной танкер на электротяге

В Японии спустили на воду первый в мире танкер «Асахи» на электрической тяге судостроительной компании KOA Industry Co.

Длина танкера – 62 м, ширина – 10,3 м, осадка – 4,15 м, скорость – 10 уз., регистровый тоннаж – 499 т, двигательное оборудование – азимутальные подруливающие устройства 300 кВт x 2, емкость аккумулятора – 3,48 кВт·ч. Судно оснащено литий-ионными батареями и способно преодолеть расстояние в 150–180 км, а для полной зарядки требуется около 10 ч. Планируется, что с марта 2022 г. танкер будет использоваться для заправки крупных трансокеанских судов в Токийском заливе.

СПГ на Курилах

К 2025 г. на Курильских островах планируется построить четыре системы приема, хранения и регазификации СПГ.

Власти региона совместно с Газпромом приняли программу по газификации Сахалинской области, которая должна завершиться в 2025 г.

Программа включает газификацию объектов электроэнергетики и коммунального хозяйства; строительство в 2023 г. завода по производству малотоннажного СПГ на Сахалине, который будет работать под нужды Курильских островов; строительство двух систем приема, хранения и регазификации СПГ на островах Итуруп (4 кв. 2023 г.) и Кунашир;



строительство в 2025 г. двух систем приема, хранения и регазификации СПГ на Шикотане и Парамушире. Отдаленные районы, куда невозможно провести

газопровод, будут обеспечены автономной газификацией на основе СПГ. К тому времени, как будут построены эти объекты, власти региона должны реконструировать или вновь построить объекты коммунальной и энергетической инфраструктуры.

Вторую нитку «Северного потока-2» заполнили технологическим газом

Стартовала процедура по заполнению техническим (технологическим) газом второй достроенной нитки МГП «Северный поток-2» (речь идет о Line A, первой нитке, но второй по степени готовности).



Вторая нитка будет постепенно наполняться газом, чтобы достичь необходимого уровня объема и давления, ранее были успешно завершены пусконаладочные работы для контроля целостности газопровода. При сохранении темпов заполнение газом завершится 1 января 2022 г. В ГТС Германии газ из МГП «Северный поток-2» пока не поступает. Стоит отметить, что цены на газ в Европе на эту новость никак не отреагировали. Хотя в октябре 2021 г., когда завершилось заполнение технологическим газом первой нитки газопровода, цены сразу снизились почти на 7%. ●

ФРП увеличит свою долю финансирования проектов на Дальнем Востоке до

90%

10% будут выделяться из региональных фондов. Общий объем займов для предприятий может превысить **5 млрд руб.**

Правительство РФ выделит

4,1 млрд руб.

на строительство **15** танкеров-газовозов для «Арктик СПГ-2»

В 2022 г. Иран планирует увеличить добычу газа

на **130 млн м³**

в том числе за счет отложенной фазы 11 морского месторождения Южный Парс

890 млн руб.

выделило из резервного фонда правительство РФ на строительство танкера-газовоза для «Арктик СПГ-2»



Китай увеличил добычу нефти

на **2,5%**

газа – на **8,9%**. За 11 мес. 2021 г. в стране добыто **182,48 млн т** нефти и **186 млрд м³** газа

33,5 млн т

превысил объем грузов, перевезенных по акваториям СМП в 2021 г.



500 млн

долл. США выплатит Taylor Energy за самый долгий в истории США разлив нефти, возникший на морской добывающей платформе в Мексиканском заливе

На ТАНЕКО запущены

3 новые установки стоимостью **30 млрд руб.**

Минприроды оценило прирост запасов нефти и конденсата

в **628 млн т,**

природного газа – в **1,017 трлн м³**

72%

превысил уровень газификации в России

К середине декабря 2021 г. было подано **в 2 раза** больше заявок, чем в предыдущем году

499,4 млрд руб.

составил ожидаемый объем освоения инвестпрограммы Газпром нефти за 2021 г.

В 2022 г. объем инвестиций Газпром нефти вырастет более чем на **10%**

Более

100 нарушений

выявил Росприроднадзор у **6** нефтяных стивидорных компаний

1,5 тыс.

дефектов на **342 км сетей** выявило и устранило Ленэнерго с помощью беспилотников

Проект Амурского ГХК реализован

на **30,9%**

Установка пиролиза готова на **36,1%**, полимерные установки – на **38,4%**

Башнефть перевела более

4,5 тыс.

скважин на цифровое управление

1 000 000

ТОНН чаяндинской нефти поставили по ВСТО

До **26 лет**

снизилась обеспеченность запасами у НОВАТЭКа в 2021 г. по стандартам SEC

26 бункеровщиков СПГ работают сегодня во всем мире, к началу 2024 г. флот вырастет до 43 единиц



Рынок СПГ в качестве судового топлива может достичь **10 млн т** в год к 2025 г.

72 млрд руб.

инвестируют угольные компании Кузбасса в несырьевые отрасли

Предусмотрена реализация **19** инвестиционных проектов

44,6 млрд руб.

выделит правительство РФ на разработку уникального авиадвигателя **ПД-35**



ППБУ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ

Вероятностный анализ безопасности эксплуатации

Харченко Юрий Алексеевич

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

Шункин Михаил Николаевич

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

ОСНОВНЫМ ФАКТОРОМ, ОГРАНИЧИВАЮЩИМ БУРОВОЙ СЕЗОН В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ МИРОВОГО ОКЕАНА ЯВЛЯЮТСЯ ЛЕДОВЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ. ПРИ АНАЛИЗЕ БЕЗОПАСНОСТИ ППБУ ПРЕДЛОЖЕНО РАССМАТРИВАТЬ ППБУ И СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКОЙ КАК ЕДИНУЮ СИСТЕМУ, СОСТОЯНИЕ КОТОРОЙ АНАЛИЗИРУЕТСЯ В РАМКАХ ТЕОРИИ ЖИВУЧЕСТИ. ДАННЫЙ АНАЛИЗ, С УЧЕТОМ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ПРИРОДЫ КАК САМИХ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ТАК И ИХ РЕЗУЛЬТАТОВ, ЯВЛЯЕТСЯ ВЕРОЯТНОСТНЫМ

THE DEVELOPMENT OF THE HYDROCARBON RESOURCES OF THE ARCTIC SHELF REQUIRES A LARGE VOLUME OF DRILLING OPERATIONS. THE MAIN FACTOR LIMITING THE DRILLING SEASON IN THIS REGION OF THE WORLD OCEAN IS ICE FORMATIONS OF VARIOUS NATURE. WHEN ANALYZING THE SAFETY OF A SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG, IT WAS PROPOSED TO CONSIDER THE ICE MONITORING AND CONTROL SYSTEMS AND THE SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG AS A SINGLE SYSTEM, THE STATE OF WHICH IS ANALYZED WITHIN THE FRAMEWORK OF THE SURVIVAL CONTROL SYSTEM

Ключевые слова: арктический шельф, полупогружные буровые установки, индекс живучести, иницирующие факторы, дерево событий, барьеры безопасности, ледовые воздействия, мониторинг и управление ледовой обстановкой, ледовый класс, вероятностный анализ.

Начало освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа требует проведения большого объема буровых работ. Основным фактором, ограничивающим буровой сезон в этом регионе Мирового океана, являются ледовые образования различной природы.

В настоящее время судостроителями предложены несколько вариантов буровых судов и платформ ледового класса, которые предназначены для бурения в ледовых условиях [7]. В качестве примера можно рассматривать ППБУ «Северное сияние» и «Полярная звезда», имеющие ледовый класс «Ice resistance», которые первоначально планировалось использовать для круглогодичного эксплуатационного бурения на Штокмановском ГКМ. В настоящее время они работают на шельфе о. Сахалин, на акватории которого ледовые угрозы также ограничивают буровой сезон.

Несмотря на наличие ледового класса, который предполагает работу ППБУ в битом льду толщиной до 0,7 м, до настоящего времени буровые работы проводились только в сезон «чистой воды» и при угрозе льдообразования они сворачивались.

Одной из основных причин такого подхода к организации работы ППБУ ледового класса является отсутствие обоснованных критериев безопасности их эксплуатации в ледовых условиях.

ФАКТЫ

КФП-

КОМПЛЕКС

целесообразно рассматривать как единую систему, эксплуатируемую в условиях воздействия различных факторов риска

В настоящее время используется детерминистический подход, который основывается на определении проектных максимальных нагрузок для каждого фактора риска (рис. 1) [10].

При этом эффективность конструктивных и организационных решений (барьеров безопасности), которые обеспечивают снижение воздействия от каждого фактора риска, рассматривается отдельно в рамках теории надежности без учета их взаимодействия.

Между тем правильная организация работ в ледовых условиях требует дополнительных мероприятий, которые включают контроль ледовой обстановки (КЛО) и физическое управление ею (ФУЛО) с использованием ледоколов [1, 2].

Таким образом, весь такой комплекс КФП (КЛО–ФУЛО–ППБУ) целесообразно рассматривать как единую систему, которая эксплуатируется в условиях воздействия различных факторов риска. Основными из которых в нашем случае являются нагрузки от ледовых полей на конструкцию ППБУ и возможность газоводонефтепроявлений, связанных с разрушением бурового райзера в результате ледовых воздействий. Важно отметить, что как сами факторы риска, так и результат их воздействия, которые иногда могут быть экстремальными, т.е. могут превышать проектные значения, имеют вероятностный характер [10].

РИС. 1. Детерминистическая оценка безопасности ППБУ



РИС. 2. Вероятностный анализ безопасности эксплуатации ППБУ



Как известно [5, 6], наиболее полно анализ поведения технических систем в условиях экстремальных воздействий проводится в рамках теории живучести, в которой вводится мера живучести G , определяемая как условная вероятность сохранения работоспособности технической системы при экстремальных воздействиях A_i :

$$G = f(P[\varphi | A_i]). \quad (1)$$

При этом конструктивные и организационные мероприятия, направленные на снижение интенсивности экстремальных воздействий

ФАКТЫ Коэффициент готовности

подсистемы контроля ледовой обстановки определяется коэффициентами готовности технических средств, используемых для его проведения, а также природно-климатическими факторами

рассматриваются как барьеры безопасности (ББ) (рис. 2).

Используя такую меру живучести, можно выделить несколько состояний ППБУ:

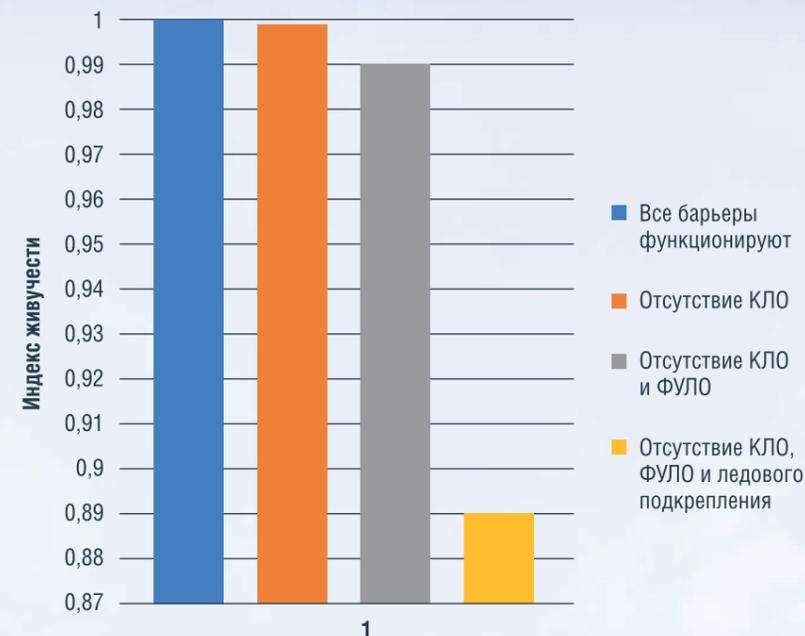
- состояние полной потери живучести;
- временно неработоспособное, возможно восстановление работоспособности (ППБУ временно не обладает живучестью) – классифицируется как сильная потеря живучести;
- работоспособное, выполнение задач с ограничениями (ППБУ обладает ограниченной живучестью);
- средняя потеря живучести; работоспособное, выполнение задач без ограничений после воздействия (ППБУ обладает 100%-ным свойством живучести) – слабая степень потери живучести;
- состояние работоспособности без изменений (нормальный режим).

Мера, или индекс живучести, может быть определен как:

$$G = \frac{\sum R_L}{\sum R_L + \sum R_G}. \quad (2)$$

Для этого все возможные режимы эксплуатации ППБУ разделяются на три группы:

РИС. 4. Зависимость индекса живучести ППБУ от количества действующих барьеров безопасности



- Нормальная эксплуатация – Н;
- Локальные инциденты и аварии в результате воздействия экстремальных иницирующих факторов, которые приводят к средней и слабой потере живучести – R_L . В этом случае барьеры безопасности препятствуют развитию аварии;
- Глобальные аварии R_G , которые развиваются, как правило, по каскадной модели и приводят к сильной и полной потере живучести. Такие аварии развиваются при недостаточной эффективности используемых барьеров безопасности.

Расчет величин R_L и R_G предлагается проводить путем построения дерева событий, в котором каждому барьеру безопасности присваивается, путем анализа эффективности его работы, определенный коэффициент готовности.

Например, коэффициент готовности подсистемы контроля ледовой обстановки определяется коэффициентами готовности технических средств, которые используются для его проведения, а также природно-климатическими факторами в районе выполнения КЛО. Для судов основными факторами, влияющими на их коэффициент готовности, являются наличие туманов и штормов, которые ухудшают видимость и возможности плавания для сбора информации. В случае авиации такими факторами в зимний период являются туманы, интенсивные снегопады, метели и сплошная облачность, создающие ограниченную видимость и помехи для полетов, а для космических спутников помехами являются туманы и сплошная облачность, которые ухудшают обзор района наблюдения [3].

ФАКТЫ Индекс живучести

комплекса КФП демонстрирует наиболее низкие показатели при отсутствии ледовых подкреплений установки

Коэффициент готовности подсистемы физического управления ледовой обстановкой определяется количеством привлеченных ледоколов и их техническими характеристиками.

Коэффициент готовности ледового подкрепления установки может быть определен с учетом ее ледового класса и характеристик окружающего льда.

Рассчитаем по дереву событий индекс живучести для различных вариантов отказа того или иного барьера безопасности или их комбинаций для выделения наиболее важных из них в условиях воздействия льда. При наличии ББ в работоспособном состоянии примем его $K_n = 0,9$, а при отсутствии ББ или при неработоспособном состоянии – 0.

Путем изменения величины коэффициентов готовности барьеров безопасности от 0,9 до 0 рассчитывается живучесть для четырех случаев:

1. Все барьеры безопасности функционируют ($K_n = 0,9$);
2. Не работает или отсутствует контроль ледовой обстановки ($K_1 = 0$);
3. Не работают или отсутствуют контроль ледовой обстановки и физическое управление ледовой обстановкой (ФУЛО). Такая ситуация может возникнуть, например, при неточном определении характеристик ледовых полей в процессе выполнения КЛО ($K_1 = 0$; $K_2 = 0$);
4. Не работают или отсутствуют три барьера – контроль ледовой обстановки, ФУЛО и ледовое подкрепление. В этом случае невозможность своевременного проведения контроля ледовой обстановки и как следствие невозможность ледокола справиться с ледовым полем дополняются высокой вероятностью повреждения бурового райзера или корпуса платформы ($K_1 = 0$; $K_2 = 0$; $K_3 = 0$).

Результаты расчетов показаны на рис. 4.

Как видно, наиболее существенное снижение индекса живучести комплекса КФП, т.е. безопасности ППБУ, наблюдается при отсутствии ледовых подкреплений установки.

РИС. 3. Дерево событий при оценке безопасности ППБУ в ледовых условиях

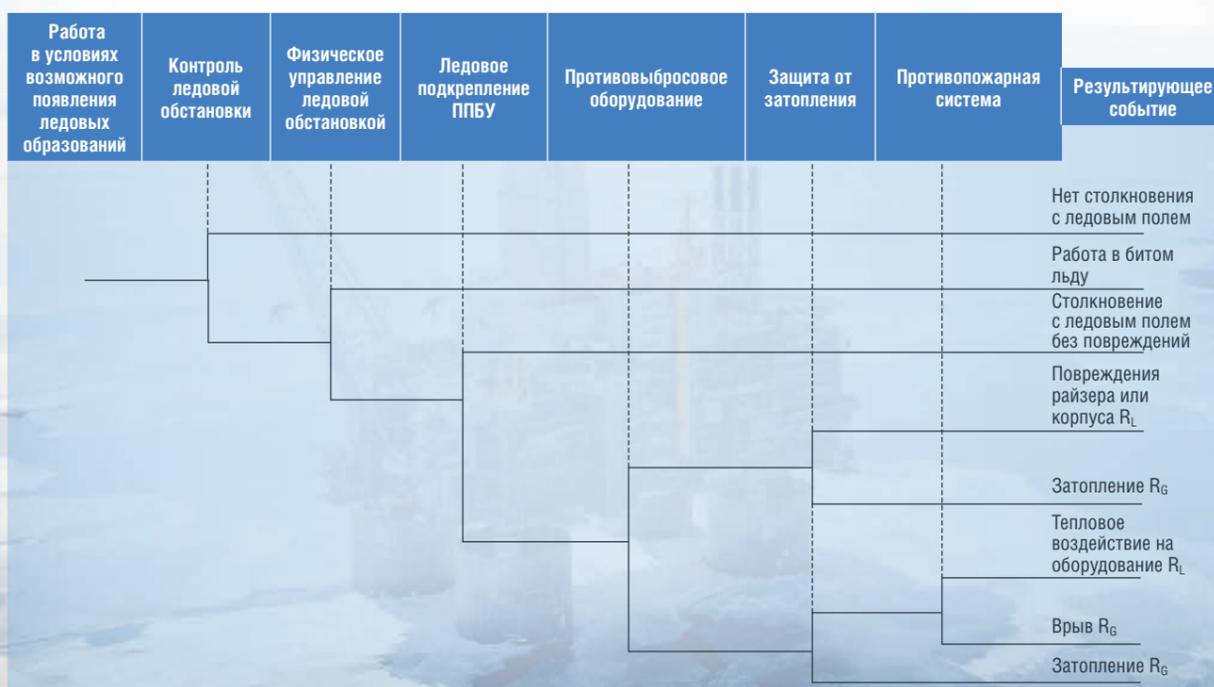


ТАБЛИЦА 1. Определение уровня безопасности ППБУ по значениям индекса живучести

№	Значение индекса живучести	Частота глобальных аварий
1	0,999	1 авария на 1000 инцидентов
2	0,99	1 авария на 100 инцидентов
3	0,9	1 авария на 10 инцидентов
4	0,8	1 авария на 4 инцидента
5	0,5	Каждый инцидент – авария

При этом отсутствие эффективного КЛО не позволяет получить заблаговременную информацию о ледовых угрозах и провести демобилизацию установки в безопасный район. Отсутствие только КЛО при наличии эффективно действующего ФУЛО и ледовых подкреплениях (ЛП) установки также позволяет обеспечить ее высокий уровень живучести. Однако в этом случае эффективность ФУЛО и ЛП возможна только при соответствующих характеристиках льда.

Исходя из определения индекса живучести (2) можно проанализировать уровень безопасности ППБУ при различных его значениях (табл. 1).

Таким образом, приемлемым уровнем безопасности эксплуатации ППБУ можно считать состояние комплекса КФП, когда его индекс живучести $G \geq 0,999$.

Заклучение

Одним из основных направлений повышения эффективности буровых работ на арктическом шельфе является расширение бурового сезона на ледовый период. Для обеспечения безопасной эксплуатации ППБУ арктического класса в этот период необходимо использовать системы контроля и управления ледовой обстановкой. При этом при анализе безопасности ППБУ предложено отмеченные системы и ППБУ рассматривать как единую систему, состояние



ФАКТЫ ФУЛО

и ледовые подкрепления установки обеспечивают высокий уровень живучести

которой анализируется в рамках теории живучести. Данный анализ, с учетом вероятностной природы как самих экстремальных воздействий, так и их результатов, является вероятностным.

Такой вероятностный анализ безопасности эксплуатации ППБУ должен дополнять существующий детерминистический подход, который основывается на определении проектных максимальных нагрузок на ППБУ для каждого фактора риска – ледовых полей, отрицательных температур воздуха, штормов ГВНП и др. ●

Литература

1. Анализ риска и обеспечение безопасности при проведении морских операций и работ на шельфе / Н.А. Вальдман, Н.В. Жарких, Н.Л. Маляренко, Д.М. Яковлев. – СПб.: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2018. – 258 с.
2. Безопасность плавучих технологических платформ при работе в Арктической зоне с учетом критерия «живучесть» / Ю.А. Харченко, П.К. Калашников, С.В. Балагура, Г.Э. Атаян // Научно-технический сборник Российского морского регистра судоходства. – 2017. – № 48/49. – С. 9–16.
3. В.Г. Смирнов, А.В. Бушуев, И.А. Бычкова, Н.Ю. Захваткина, В.С. Лоцилов. Спутниковый мониторинг морских льдов, Проблемы Арктики и Антарктики, № 2 (85) 2010.
4. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, классификация, концепции // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 5 – С. 49–56.
5. Стекольников Ю.И. Живучесть систем. – СПб.: Политехника, 2002. – 155.
6. Оценка живучести сложных технических систем / Н.А. Махутов, Д.О. Резников, В.П. Петров, В.И. Кукова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2009. – № 3. – С. 47–66.
7. Плавучие полупогружные буровые установки: история, современность, перспективы: аналитический обзор. – СПб.: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2014. – 212 с.
8. Правила классификации и постройки морских судов Часть 1 классификация, Российский морской регистр судоходства, Санкт-Петербург 2017.
9. Харченко Ю.А., Атаян Г.Э., Гриценко А.И. Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия «живучесть» / Безопасность труда в промышленности. – № 2. – 2020 г. С. 51–56.
10. Харченко Ю.А. Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учебное пособие в двух частях. Часть 2 / Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике / М.: РГУ нефти и газа (НИУ), 2018. – 291 с.

KEYWORDS: arctic shelf, semi-submersible drilling rigs, vitality index, initiating factors, event tree, safety barriers, ice impact, monitoring and control of ice conditions, ice class, probabilistic analysis.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–4 февраля

Международная выставка и конференция офшорных технологий

SPE Offshore Europe 2022

Великобритания, Абердин

ФЕВРАЛЬ

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

8–11 февраля

Выставка и саммит нефтегазовой промышленности

NAPE Week 2022

Малайзия, Куала-Лумпур

9–11 февраля

Специализированная выставка оборудования и технологий для нефтяной и газовой промышленности

Оборудование – Нефть. Газ. Химия 2022

Россия, Волгоград

14–16 февраля

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

EGYPS 2022

Египет, Каир

22–25 февраля

Международная выставка нефтегазовой промышленности

Oil & Gas World Expo 2022

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

БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ для освоения арктического шельфа

Мартюченко Игорь Гаврилович

Саратовский государственный технический университет им. Гагарина Ю.А.,
д.т.н., профессор

Зенин Максим Иванович

Саратовский государственный технический университет им. Гагарина Ю.А.,
ассистент

В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЕТСЯ ВАЖНОСТЬ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ БУРОВЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ ОСВОЕНИИ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ ВОЗНИКАЮТ ПРИ РАБОТЕ БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ. ОПИСЫВАЮТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ВИДЫ БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ПЕРЕЧИСЛЯЮТСЯ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ, ПРИВОДЯТСЯ ПРИНЦИПЫ ДЕЙСТВИЯ И ТИП ДЕФОРМАЦИИ ГРУНТА ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ТОГО ИЛИ ИНОГО ИНСТРУМЕНТА С МЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ. ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА, КОТОРЫЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТ МЕНЕЕ ЭНЕРГОЕМКИЙ ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ. АВТОРЫ ПРОВОДЯТ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ И ЭНЕРГОЕМКОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГРУНТА БУРОВЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ И ДЕЛАЮТ ВЫВОДЫ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

THE ARTICLE REVEALS THE IMPORTANCE AND RELEVANCE OF EXPLORATION AND EXPLOITATION OF MINERALS BY DRILLING ASSEMBLIES IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS AND THE ARCTIC. IT CONSIDERS THE PROBLEMS THAT ARISE DURING THE OPERATION OF DRILLING ASSEMBLIES. IT DESCRIBES THE EXISTING TYPES OF DRILLING ASSEMBLIES FOR MINERAL EXPLOITATION. IT LISTS THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES, THE PRINCIPLES OF ACTION AND THE TYPE OF GROUND DISTORTION DURING THE INTERACTION OF ONE OR ANOTHER DRILLING ASSEMBLY WITH FROZEN SOIL. IT SUBSTANTIATES THE NECESSITY OF DEVELOPING A DRILLING ASSEMBLY THAT IMPLEMENTS A LESS ENERGY-INTENSIVE DRILLING PROCESS. THE AUTHORS MAKE A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE DRILLING SPEED AND ENERGY CONSUMPTION OF SOIL DESTRUCTION BY DRILLING ASSEMBLIES AND DRAW CONCLUSIONS ABOUT THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED DRILLING ASSEMBLY

Ключевые слова: винтовой рабочий орган, мерзлые и прочные грунты, бурение, тяговая часть, разрушающая часть.

В настоящее время все активнее осваиваются нефтегазовые месторождения Арктического шельфа России. Перспективы разведки и добычи полезных ископаемых при освоении шельфовых месторождений в Арктической зоне обуславливаются необходимостью пополнения запасов и развития экономического потенциала страны [1–3].

Более 75% всех промышленных запасов полезных ископаемых находится в Северной части России, в том числе около 80% нефти и почти весь добываемый газ, 90% олова, золото, слюда, апатит и множество других видов сырья. В связи со слабой изученностью и освоением многих шельфовых областей требуется выполнение большого количества разведочных буровых работ [3–5].

Производство таких работ требует, как правило, применение машин повышенной мощности и соответственно повышенных энергетических затрат. Несмотря на имеющееся огромное разнообразие средств механизации и методов совершенствования технологий, вопрос механизации зимних земляных работ остается до конца не решенным [6, 7].

При проведении буровых работ на Арктическом шельфе возникают проблемы, которые приводят к снижению эффективности добычи нефти и газа. К таким проблемам относится высокая стоимость буровых работ, в особенности бурения поисковых и разведочных скважин. Данная проблема возникает по следующим причинам:

- прочностные свойства мерзлого и вечномерзлого грунта приводят к повышенным энергозатратам и при определенных условиях даже к выходу бурового инструмента из строя;

ФАКТЫ

Более

75%

всех промышленных запасов полезных ископаемых находится в Северной части России

- высокая абразивность затрудняет процесс бурения в Арктической зоне и оказывает разрушающий характер на рабочую поверхность бурового инструмента [8].

Механическая прочность мерзлых грунтов зависит от вида деформации мерзлого грунта, реализуемого для его разрушения. Относительное соотношение удельного сопротивления мерзлого грунта различным видам деформации представлено в табл. 1 [3]. Наиболее энергоемким методом деформации мерзлого грунта является вдавливание, а менее энергоемким является – разрыв, что необходимо учитывать как при создании буровых инструментов, так и при определении режимов разрушения мерзлых грунтов с целью снижения энергоемкости процесса бурения.

В настоящее время для бурения мерзлых грунтов используются различные виды бурового инструмента, реализующие соответствующие виды деформации.

ТАБЛИЦА 1. Относительные соотношения удельного сопротивления мерзлого грунта различным видам деформации

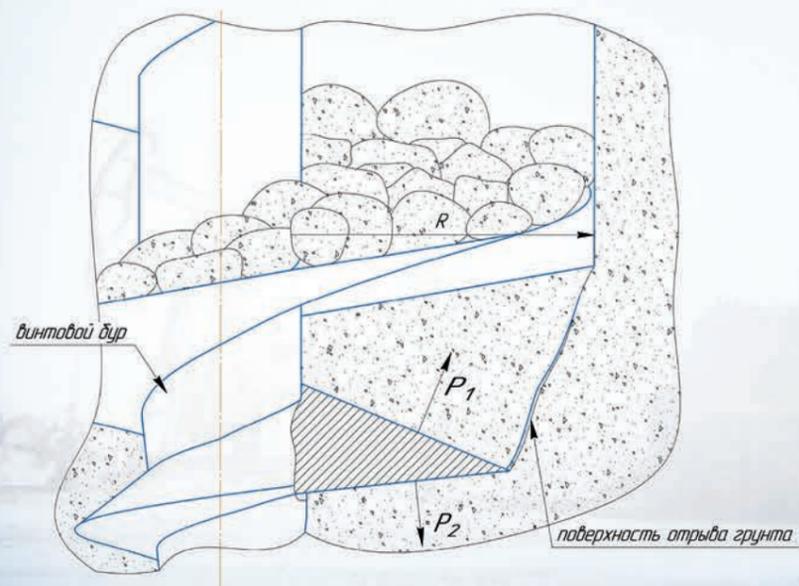
Характер деформации	Разрыв	Сжатие	Сдвиг	Изгиб	Резание	Вдавливание
Среднее значение относительного показателя	1	3	1,7	2	7	21

Наиболее часто используемыми буровыми инструментами являются лопастные долота, которые осуществляют процесс разрушения грунта путем резания и скобления. Такой метод деформации является энергоемким и соответствует значению относительного показателя равному 7. Данный тип долот способен бурить как талые, так и мерзлые грунты, но при использовании их на мерзлых песчаных грунтах их применение становится невозможным. Причиной этого является высокая механическая прочность таких грунтов, сопоставимая с прочностью бетона, и высокая абразивность, ведущая к быстрому износу бурового долота и выходу его из строя [11].

К числу бурового инструмента, посредством которого реализуется менее энергоемкий процесс разрушения грунта, относятся долота шарошечного типа. Для повышения износостойкости зубья наплавляются твердым сплавом. Деформация грунта происходит от вдавливания шарошек и их перекатывания [12, 13]. В большей степени преобладает вид такой деформации как сжатие. Так как мерзлый грунт поддается хрупкому разрушению, то шарошечное долото ведет себя эффективно, но при появлении пластинчатых грунтов бурение становится не эффективным, из-за того, что такие грунты не поддаются разрушению дроблением.

В вопросе решения проблем, возникающих при бурении шарошечным и лопастным долотом, может представлять интерес комбинированное режуще-вращательное и режуще-шарошечное долото [14]. Комбинированные долота направлены на решение проблем, возникающих при бурении мерзлых грунтах с различными физико-механическими свойствами, однако имеются и недостатки, так как характер разрушения грунта соответствует деформации резания и дробления породы, то это приводит к повышенной энергоемкости процесса бурения твердых мерзлых грунтов.

РИС. 1. Схема взаимодействия винтового бура с мерзлым грунтом:
R – радиус получаемой скважины



ФАКТЫ Винтовой бур

наиболее эффективный инструмент для разрушения грунта при бурении скважины по сравнению с другими видами буровых инструментов

К иным способам деформации мерзлого грунта, которые так же требуют внимания, относятся способы бурения с использованием динамического воздействия газов, ведущих к образованию микротрещин, что приводит к разрыву мерзлого грунта.

Одним из таких видов разработки мерзлого грунта является использование капсуль-детонатор. При взрыве образуются микротрещины, тем самым облегчая дальнейшую работу рабочего инструмента [15, 16]. К такому же принципу разрушения только сжатым воздухом относится устройство для разработки мерзлых грунтов, включающее трубчатый полый корпус с винтовым наконечником, с уплотняющей конической пробкой и выхлопными отверстиями. Сжатый воздух вырывается в зону пониженного давления и раскрывает поры и трещины, что вызывает разрушение массива мерзлого грунта. Вследствие такой деформации процесс бурения винтовым наконечником происходит менее энергоемко.

Тенденция развития буровых инструментов направлена на поиск новых способов взаимодействия с мерзлым грунтом, которые будут осуществлять бурение деформацией сдвига или скола грунта. Большой интерес представляют винтовые рабочие органы, применение которых для бурения мерзлых грунтов менее энергоемко в сравнении с лопастными и шарошечными долотами. Принцип действия основан на реализации сдвиговых деформаций грунта при его разрушении. Но, несмотря на широкое разнообразие конструктивных схем они также имеют недостаток, который заключается в высокой энергоемкости процесса разрушения мерзлого грунта.

Более эффективный способ разрушения грунта при бурении скважины, по сравнению с существующими видами буровых инструментов, реализует винтовой бур. Процесс образования скважины таким буром осуществляется путем радиального воздействия винтовой лопасти на стенку скважины, приводящего к отрыву грунта в сторону открытой поверхности [17, 18].

ТАБЛИЦА 2. Оценка эффективности использования винтового бура в арктической зоне

Показатели	Тип бурового инструмента		
	Лопастное долото	Винтовой бур	Шарошечное долото
Диаметр бурового инструмента, мм	300	300	300
Скорость проходки скважины, м/ч	30	180	55
Коэффициент эффективности	M'=0.84		M''=0.69
Энергоемкость процесса бурения, кВт·ч/м³	41	8	23
Коэффициент эффективности	N'=0.81		N''=0.65

Винтовой бур представляет собой сердечник с размещенной на нем винтовой лопастью, которую делят на заходную и разрушающую части.

Заходная часть предназначена для создания тяговой способности винтового бура и осуществления его погружения без действия осевого задавливающего усилия.

Разрушающая часть содержит винтовую лопасть с переменными геометрическими параметрами. На первом участке лопасть имеет постоянный шаг и переменный радиус, изменяющийся при повороте радиуса на определенный угол (ψ), на втором участке винтовая лопасть имеет постоянный радиус и увеличивающийся шаг, при этом изменяется наклон верхней образующей поверхности винтовой лопасти к оси вращения – от острого до прямого угла [17, 18].

Первый участок выполняет главную роль, за счет резкого увеличения радиуса винтовой лопасти за угол поворота винтовой лопасти и увеличение угла наклона средней винтовой линии винтовой лопасти осуществляет процесс отрыва мерзлого грунта. В свою очередь второй участок необходим для создания открытой поверхности, обеспечивающей образование трещины под углом к оси скважины, что способствует получению ствола скважины с диаметром большим чем диаметр разрушающей винтовой лопасти.

Такое конструктивное исполнение винтового бура позволит снизить энергоемкость бурения за счет деформации сдвига и отрыва грунта и повысить скорость бурения [18].

На основе проведенных теоретических и экспериментальных исследований были определены рациональные геометрические параметры винтового бура и проведено сопоставление эффективности применения для бурения трех типов бурового инструмента: шарошечное долото, лопастное долото и винтовой бур. Для сопоставления были приняты одинаковые значения диаметров буровых инструментов равные 300 мм, частота вращения буровых инструментов находилась в диапазоне от 60 до 120 об/мин. В качестве выходных характеристик исследовались такие параметры, как скорость проходки скважины в процессе образования скважины

ФАКТЫ

На 55-61%

снижается показатель энергоемкости при использовании винтового бура по сравнению с лопастным долотом и на 40–45% по сравнению с шарошечным долотом

и энергоемкость при работе данных типов буровых инструментов.

Сравнительная оценка эффективности применения винтового бура представлена в таблице 2.

Эффективность применения винтового бура с новыми геометрическими параметрами представлена в сопоставлении показателей лопастного и шарошечного долот. Сравнение показателей работы трех буровых инструментов показывает, что за счет полученных рациональных значений геометрических параметров винтовой лопасти нового винтового бура и за счет изменения характера разрушения мерзлого грунта удается повысить и понизить следующие показатели процесса бурения мерзлого и вечномерзлого грунта. Повышается скорость проходки скважины винтовым буром на 59–60% относительно скорости, которую развивает лопастное долото, и на 42–49% повышается скорость относительно шарошечного долота. При использовании винтового бура показатель энергоемкости снижается на 55–61% по сравнению с лопастным долотом и на 40–45% снижается относительно шарошечного долота.

Наибольшая эффективность исследуемого винтового бура проявляется на мерзлых грунтах, обладающих в большей степени хрупкими свойствами – песчаных и супесчаных, что представляет наибольший интерес, учитывая большие трудности, с которыми сопряжено бурение этих грунтов из-за высокой прочности и абразивности.



Выводы

Проведенные теоретические исследования показали эффективность использования винтового бура с новыми геометрическими параметрами в сопоставлении показателей лопастного и шарошечного долот на мерзлых грунтах.

Предлагаемый буровой инструмент осуществляет процесс бурения за счет деформаций отрыва и сдвига грунта. Такой характер деформации грунта является менее энергоемким и наиболее эффективным по сравнению с деформациями грунта, которые осуществляют другие существующие буровые инструменты. Это имеет огромное значение для процесса бурения мерзлого грунта. Использование винтового бурового инструмента позволит осуществлять процесс бурения мерзлых грунтов с меньшими энергозатратами, по сравнению с существующими видами буровых инструментов, и большей эффективностью и обеспечивать возможность бурения скважин в труднобуримых мерзлых песчаных грунтах. ●

ФАКТЫ

Наибольшая эффективность

винтового бура
проявляется на мерзлых
грунтах

Литература

1. Актуальность освоения нефтегазовых ресурсов шельфа / В.В. Авилова, И.А. Гусарова, А.А. Сагдеева, Е.Н. Парфирьева // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 17. – С. 268.
2. Дмитриевский А.Н., Ерёмин Н.А., Шабалин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин А.Н. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России // Neftegaz.RU. 2017. № 1 // Сайт журнала Neftegaz.RU. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/538351-sostoyani-i-perspektivy-osvoeniyauglevodorodnykh-resurso-arkticheskogo-shelfa-rossii/> (дата обращения: 13.01.2021).
3. Тимофеев Н.Г. Концепция разработки инновационного породоразрушающего инструмента для бурения скважин в условиях криолитозоны / Н.Г. Тимофеев, А.Н. Жирков // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 4. – с. 151–154.
4. Talalay P.G. Introduction to Ice Drilling Technology. Mechanical Ice Drilling Technology. Springer, Singapore, 2016. pp. 1–8.
5. Мильченко И.В. Буровые работы на вечномёрзлых грунтах // Экологические проблемы Арктики и северных территорий. – 2012. – С. 102–105.
6. Ивкин В.С., Вунберова Н.П. Малообъемные, рассредоточенные зимние земляные работы в стесненных условиях строительства // Вестник Ульяновского государственного технического университета. – 2018. – № 2. С. 52–55.
7. Валигура Н.С. Способы бурения неглубоких скважин // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 2. – С. 27–30.
8. Ji-Lin Q.I., & Wei M.A. (2010). State-of-art of research on mechanical properties of frozen soils. Rock and Soil Mechanics, 31(1), 133–143.
9. Lai Y., Xu X., Dong Y. & Li S. (2013). Present situation and prospect of mechanical research on frozen soils in China. Cold Regions Science and Technology, 87, 6–18.
10. Yingming, F. (2013). Modification and separation of oil sand with ultrasonic wave and analysis of its products. International Journal of Mining Science and Technology, 23(4), 531–535.
11. Ратов Б.Т. и др. Новое лопастное долото и его испытания в лабораторных условиях // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – 2019.
12. А.с. 97351 А1 (СССР), МКИ E21B 10/08. Шарошечное долото для бурения скважин // Облеухов Т.В. – 1954.
13. А.с. 74058 А1 (СССР), МКИ E21B 10/08. Шарошечное долото для бурения скважины // Киселев Д. К., Родионов А.И., Арзуманов С.А., Конадков А.Н. – 1949.
14. Катанов Б.А. Комбинированные режуще-шарошечные долота со встроенными упругими элементами / Б.А. Катанов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2005. – № 3. – С. 88–90.
15. Магурдумов А.М., Маразмин А.В. Рекомендации по бурению скважин в мерзлых грунтах при инженерно геологических изысканиях для строительства / А.М. Магурдумов, А.В. Маразмин. – Москва: Стройиздат. – 1974. – 81 с.
16. А.с. 3505058 (СССР), МКИ E02 F 5/30. Устройство для разработки мерзлых грунтов / А.В. Фролов, В.И. Баловнев, Ю.Г. Власов, М.К. Устинова // Б.И. – 1984. – № 16.
17. Мартюченко И.Г., Зенин М.И. Взаимодействие винтовой лопасти бурового инструмента с мерзлым грунтом // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2020. – Т. 17. – № 2 (72).
18. Мартюченко И.Г., Зенин М.И. Влияние геометрических параметров винтового бура на разрушение мерзлого грунта // Строительные и дорожные машины. – 2020. – № 10. – С. 25–29.

KEYWORDS: screw working body, frozen and durable soils, drilling, traction part, destructive part.



HUVAFEN FUSHI
MALDIVES

HUVAFEN FUSHI MALDIVES

Курорт Huvafen Fushi, расположенный на частном тропическом острове в 30 минутах езды на скоростном катере от международного аэропорта Velana, приглашает гостей окунуться в атмосферу беззаботного и роскошного отдыха. К вашим услугам 44 элегантных бунгало, подводный спа-центр и множество интересных вариантов времяпрепровождения. Добавьте к этому безупречный сервис и максимальную приватность, и в ваших руках рецепт идеального отпуска!

www.huvafenfushi.com



НЕФТЕГАЗО- ДОБЫВАЮЩИЕ РЕГИОНЫ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ: проблемы освоения и устойчивого развития

Ларченко Любовь Васильевна

Российский государственный педагогический университет им. А.И. Герцена,
Национальный исследовательский университет
«Высшая школа экономики»,
Санкт-Петербург,
д.э.н., профессор

ПРАКТИКА РАЗВИТИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ И РОССИЙСКИХ РЕСУРСОДОБЫВАЮЩИХ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО В ОСНОВЕ МНОГИХ ПРОБЛЕМ ЛЕЖИТ УЗКОСЫРЬЕВОЙ ХАРАКТЕР ЭКОНОМИКИ. ПРОВЕДЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОТРАСЛЕВОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ ПОКАЗАЛО, ЧТО В ДАННЫХ РЕГИОНАХ УСИЛИВАЕТСЯ МОНООТРАСЛЕВАЯ НАПРАВЛЕННОСТЬ ХОЗЯЙСТВА, ОСНОВАННАЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕВОСПРОИЗВОДИМЫХ РЕСУРСОВ, ЧТО ДЕЛАЕТ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ ВО МНОГОМ НЕПРЕДСКАЗУЕМОЙ И ЧРЕВАТОЙ КРИЗИСНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ. В СТАТЬЕ ПОКАЗАНО, ЧТО УЖЕ НА РАННЕЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ НЕОБХОДИМО НЕ ТОЛЬКО ПРОГНОЗИРОВАТЬ, НО И ПРЕДПРИНИМАТЬ ПРАКТИЧЕСКИЕ ДЕЙСТВИЯ ПО РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА ОТ УЗКОСЫРЬЕВОЙ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ К МНОГООТРАСЛЕВОМУ ХОЗЯЙСТВУ

THE PRACTICE OF DEVELOPING FOREIGN AND RUSSIAN RESOURCE-PRODUCING ARCTIC TERRITORIES SHOWS THAT MANY PROBLEMS ARE BASED ON THE NARROW-RESOURCE NATURE OF THE ECONOMY. THE CONDUCTED STUDY OF THE DYNAMICS OF THE SECTORAL STRUCTURE OF THE OIL AND GAS PRODUCING REGIONS OF THE RUSSIAN ARCTIC SHOWED THAT IN THESE REGIONS THE MONO-SECTORAL ORIENTATION OF THE ECONOMY, BASED ON THE EXPLOITATION OF NON-REPRODUCIBLE RESOURCES, IS INCREASING, WHICH MAKES THE ECONOMIC SITUATION LARGELY UNPREDICTABLE AND FRAUGHT WITH CRISIS PHENOMENA. THE ARTICLE SHOWS THAT ALREADY AT AN EARLY STAGE OF PRODUCTION, IT IS NECESSARY NOT ONLY TO PREDICT, BUT ALSO TO TAKE PRACTICAL ACTIONS TO SOLVE THE PROBLEM OF TERRITORY DEVELOPMENT. THE MAIN DIRECTIONS OF THE TRANSITION OF THE OIL AND GAS PRODUCING REGION FROM A NARROW RESOURCE SPECIALIZATION TO A DIVERSIFIED ECONOMY ARE PROPOSED

Ключевые слова: Север, Арктика, сырьевые регионы, нефтегазовые ресурсы, диспропорции развития, опорные зоны.

Значение Севера и Арктики в экономическом развитии России объясняется главным образом разведанными и перспективными минерально-сырьевыми ресурсами, находящимися на его территории. Здесь сосредоточено 2/3 ресурсного потенциала страны, в том числе более половины леса, рыбы, пушнины; добывается 100% алмазов, 80% золота, свыше 90% природного газа, 75% нефти, которые дают 50–60% валютных поступлений России. Север занимает более 60% территории страны. Здесь проживает около 8% населения России, но производится более 25% валового внутреннего продукта.

Необходимо подчеркнуть, что Север – это особый объект государственного управления со своей ярко выраженной спецификой. Вместе с тем специфика Севера в целом и ресурсодобывающих регионов в частности слабо учитываются при разработке и реализации государственной региональной политики. Более того, до сих пор ни в управленческих, ни в научных кругах нет единства мнений по стратегии социально-экономического развития Севера. Существует две мировоззренческие установки, содержащие принципиально несовместимые концепции.

Согласно первому подходу, природные ресурсы – главный, но не единственный фактор в поступательном развитии северных территорий. В первую очередь это место постоянного проживания населения, среда обитания которых должна быть сохранена.

В основе второго подхода к развитию ресурсодобывающих регионов Севера, рассматривающего ресурсы Севера на фоне системного кризиса экономики России, лежат принципы либерализма, в соответствии с которыми природа рассматривается как объект интенсивной эксплуатации. Сторонниками данной концепции Север воспринимается исключительно как поставщик сырья, источник валютных поступлений и пополнения государственного бюджета.

В представленной статье автор исходит из концептуального подхода, в соответствии с которым Север и Арктика – это не только место добычи природных ресурсов, регион должен развиваться и быть

ФАКТЫ

2/3

ресурсного потенциала страны сосредоточено в северных регионах

местом постоянного проживания населения в долгосрочном периоде. Но поскольку невозобновимые природные ресурсы, которыми так ценны Север и Арктика, исчерпаемы, то необходимо уже сейчас задуматься, что же будет с регионами в период снижения, а затем и полного истощения наиболее востребованных на мировых рынках природных ресурсов.

Российская действительность и зарубежный опыт развития ресурсодобывающих регионов Арктики

Несмотря на внешнее благополучие, положение нефтегазодобывающих регионов Севера и Арктики, как показывает мировая и российская практика, крайне неустойчиво, что связано с рядом причин.

Во-первых, колебание мировых цен на добываемое сырье, о чем свидетельствует последний мировой кризис. В результате кризиса за несколько месяцев в мире резко упал спрос и сократились цены на нефть, газ и другие виды минерального сырья. Из северных регионов наиболее пострадали регионы, экспортирующие природные ресурсы, поскольку рентабельные природные ресурсы – основной источник пополнения регионального бюджета.

Во-вторых, постоянно меняющееся соотношение распределения

доходов рентного характера между центром и регионом (с завидным постоянством не в пользу региона). Так, в 2002 году платежи за пользование природными ресурсами, поступающие в федеральный бюджет, выросли благодаря введению налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) более чем в 4 раза (433,8%), в то время как в территориальные бюджеты в целом по стране – всего на 20%. Не вдаваясь в подробности межбюджетных отношений по годам, отметим, что с 2002 года размер НДПИ, оставляемый в ресурсодобывающем регионе, с 20% постепенно сокращался, а с 1 января 2010 г. стал полностью поступать в федеральный бюджет.

В-третьих, возможность ВИНК применять различные схемы «оптимизации» налогообложения (применение трансфертных цен, использование льготных оффшорных зон для снижения эффективной ставки налога на прибыль и т.д.), что крайне негативно сказывается на формировании регионального бюджета и является одним из самых эффективных рычагов воздействия на региональные власти и использования их в своих интересах.

В-четвертых, усиление моноотраслевого характера хозяйства, основанного на эксплуатации сырьевых ресурсов.

В-пятых, неизбежное в будущем исчерпание нефтегазовых ресурсов и уход добывающих компаний, в результате чего эти регионы, скорее всего, будут депрессивными с истощенным ресурсным потенциалом, нарушенной экосистемой и загубленным традиционным хозяйством. Однако регион начнет испытывать значительные трудности уже задолго до исчерпания ресурсов на этапе падающей добычи, поскольку определенная выработанность месторождения влечет за собой падение рентабельности добычи и массовую остановку нефтяных скважин [1].

Если обобщить сказанное, то это все последствия моноотраслевого характера хозяйства, в основе которого лежит эксплуатация невозобновимых природных ресурсов.

Анализ динамики отраслевой структуры и проблем развития ресурсодобывающих регионов были изучены на примере Ненецкого автономного округа.

Ненецкий автономный округ находится на ранней стадии широкомасштабного освоения нефтяных ресурсов Большеземельской тундры и, по-видимому, в будущем это будет наиболее перспективный нефтедобывающий район. В округе до недавнего времени росли региональный бюджет, доходы населения. В то же время в округе возникло много проблем. За долгие годы в условиях высоких цен на нефть у местного руководства сложилось ложное чувство защищенности, поэтому менее прибыльным секторам экономики не уделялось должного внимания. В результате предприятия и целые отрасли, ранее неплохо развивавшиеся, стали приходить в упадок. Хозяйство округа все более становится моноотраслевым. Так, удельный вес топливной промышленности в общем объеме промышленного производства в 2016 году составил 98,8%, а доля налоговых поступлений в бюджет округа – более 70%. Другими словами, благополучие округа на 70% зависит от благополучия лишь в одной отрасли – нефтяной. И такая тенденция характерна для всех ресурсодобывающих регионов

ФАКТЫ

Север

– это особый объект государственного управления со своей ярко выраженной спецификой

4

В **4** раза

выросли платежи за пользование природными ресурсами, поступающие в федеральный бюджет, благодаря введению НДПИ

России, специализирующихся на добыче невозпроизводимых природных ресурсов и чья продукция востребована на мировых рынках. К сожалению, администрация округа серьезно не задумывается, что будет с округом через 20, 30 лет? По разным оценкам нефти в НАО на 25–40 лет добычи.

Чтобы понять, что же происходит в экономике ресурсодобывающих регионов Севера и Арктики в кризисных ситуациях, обратимся к результатам последнего мирового кризиса. Произошло резкое сокращение поступлений в бюджет округа от налогов на прибыль, на доходы физических лиц, на имущество организаций. Так, поступления от налога на прибыль в 2009 г. сократились с 14 млрд руб. до 5,8 млрд руб., т.е. в 2,5 раза. В Ханты-Мансийском автономном округе, который является основной нефтяной базой России, бюджет округа потерял в 2009 г. 78,6 млрд руб. доходной базы, что составляет более половины всех ранее намеченных поступлений.

Анализ зарубежного опыта развития северных и арктических территорий, который для нас важен из-за отсутствия собственного опыта развития в рыночных условиях, исследование проблем развития северных территорий на примере НАО позволяют сделать вывод, что в основе многих проблем (как современных, так и в будущем) лежит моноотраслевой характер экономики, основанный на эксплуатации сырьевых ресурсов. Главный выход из ситуации в зарубежных странах видели в комплексном развитии ресурсной территории за счет расширения экономической базы главным образом посредством реструктуризации и диверсификации экономики региона.

Надо отметить, что на практике каждая страна решала эту проблему по-своему. На канадском Севере были попытки спасения приходящих в упадок некоторых лабradorских центров железорудной промышленности, горнопромышленных и лесопромышленных центров в провинциях Альберта и Британская Колумбия, а также поиск новых источников существования для населения. В комплекс мер по поддержке экономического развития входили: переработка сырья, добываемого в соседних районах; развитие торгово-транспортной

деятельности, малого предпринимательства, туризма [2]. Реструктуризация экономики проводилась в Канаде и заранее, когда еще добывающая промышленность была в расцвете, поскольку проблему легче предупредить, нежели в дальнейшем иметь тяжелые последствия. В провинции Альберта, которая специализируется на добыче нефти и газа (85% валового продукта), внедрили высокотехнологичные (научноёмкие) производства. Несомненно, везде реструктуризация проводилась при поддержке государства. На Аляске уже давно созданы и создаются предприятия глубокой переработки нефти (нефтегазохимия). Здесь проблему диверсификации и реструктуризации экономики чаще называют проблемой производства товаров «заменителей импорта», причем под замещением ввоза имеются в виду не только товары, но и услуги. Многоотраслевое хозяйство создано в северных районах Норвегии и Швеции.

Однако по поводу развития многоотраслевого хозяйства на Севере нет единства мнений у ученых. В случае развития непрофильных отраслей и занятий на Севере требуется отход от рыночных критериев. Канадские ученые Д.Д. Гилхрист и Л.В. Сент-Луис на примере северных районов провинции Саскачеван провели анализ проблем реструктуризации и пришли к такому выводу. Действительно, реструктуризация уменьшает зависимость от ресурсных отраслей и повышает устойчивость экономики. Однако что важнее для государства – риск узкой специализации при высокой доходности или стабильность, но низкая доходность или даже убыточность? Авторы пришли к следующему заключению – реструктуризация в сырьевых районах проблема скорее социальная, нежели экономическая [3].

В нашей стране проблемы определения оптимальной структуры хозяйства на Севере во многом схожи с зарубежными. Первоначальное интенсивное освоение Севера в нашей стране началось в 30-х годах прошлого века. Север в то время развивался комплексно и гармонично. Стоимостные расчеты и рентабельность игнорировались. Надо сказать, что положительные результаты этого были: например, строительство Норильского никелевого комбината, освоение Северного морского пути.

В 1950-х годах политика освоения Севера меняется на более прагматичный подход. Однако до сих пор проблема оптимальной структуры хозяйства в нашей науке разработана недостаточно. Была предпринята попытка смоделировать рациональную экономическую структуру Севера С.Н. Леоновым. Однако ученый подчеркивает, что это можно сделать только в рамках северных отраслей. Правда, он признает, что в перспективе более широкая структура хозяйства возможна, но только в южных районах Севера [4].

Проблема оптимальной структуры хозяйства северных регионов крайне сложная. Советский подход, делавший ставку на комплексное, многоотраслевое развитие северных территорий, игнорировал стоимостные

ФАКТЫ

2002

г.

размер НДПИ, оставляемый в ресурсодобывающем регионе, с 20% постепенно сокращался, а с 1 января 2010 г. стал полностью поступать в федеральный бюджет

98,8

%

составил удельный вес топливной промышленности в общем объеме промышленного производства НАО в 2016 году, а доля налоговых поступлений в бюджет округа – более 70%

расчеты, рентабельность. С рыночных позиций сложно обосновать комплексное развитие большинства ресурсных регионов страны. В советские годы размещение перерабатывающей и обрабатывающей промышленности было специально увязано с сырьевыми базами Севера. Из-за чрезмерно экспортного крена теперь эта связь во многом нарушена.

Основные направления перехода нефтегазодобывающих регионов от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству

Основываясь на опыте зарубежных стран, анализе развития ресурсодобывающих регионов российского Севера Арктики может быть предложен ряд направлений государственного регулирования развития сырьевых регионов, выполнение которых создаст предпосылки для перехода от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству.

Основные направления перехода от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству могут быть следующие:

- обеспечение условий для смягчения моноотраслевой направленности экономики путем ее частичной диверсификации и реструктуризации;
- развитие отраслей экономики и производств, необходимых для жизнеобеспечения местного населения;
- формирование современной региональной и локальной инфраструктуры;
- комплексное освоение природных ресурсов и охрана окружающей среды в соответствии с принципами устойчивого развития;
- сохранение и развитие традиционных форм хозяйствования коренного населения (при несомненном сохранении среды обитания);
- четкое законодательное разграничение прав собственности на природные ресурсы и на доходы от их эксплуатации.

В рамках данной статьи более подробно рассмотрим основные из них – диверсификацию сырьевых отраслей и реструктуризацию экономики сырьевого региона.

Диверсификация сырьевых отраслей это, прежде всего, расширение сферы деятельности в добывающем секторе путем создания производств глубокой переработки сырья, а также обслуживающих и вспомогательных. Увеличение налогооблагаемой базы за счет отраслей специализации и прирост доходной части региональных бюджетов дает возможность расширенного роста обрабатывающей промышленности и других отраслей хозяйства, инфраструктурного обустройства территории. Диверсификация должна затронуть не только сырьевые отрасли, чья продукция востребована на мировых рынках, но и менее прибыльные, однако имеющие базу развития в условиях сырьевой направленности региона [5].

Реструктуризация экономики сырьевого региона подразумевает появление новых отраслей специализации в рамках имеющейся ресурсной базы, развитие наукоемкого и высокотехнологического производства, расширение сферы услуг, в т.ч. туризма, транспорта, информатики, связи и т.д. Иными словами, развитие всего того, что ведет к повышению сбалансированности отраслевой структуры региона.

В НАО, например, реструктуризация экономики может основываться на эксплуатации твердых полезных ископаемых, которыми богаты недра округа: флюоритами, агатами, янтарем, медью, никелем, кобальтом, алмазами и золотом, запасами угля (свыше 10 млрд тонн) и т.д. Интенсивное освоение нефтегазовых месторождений и последующее за ним развитие вспомогательных отраслей промышленности и транспортной инфраструктуры открывает принципиально новые возможности для возрождения ранее существовавших и организации новых добывающих предприятий (шахт, карьеров, рудников и т.д.). Таким образом, реструктуризация экономики округа, может быть основана на промышленном освоении месторождений твердых полезных ископаемых. Это увеличит количество отраслей территориальной специализации, позволит существенно расширить сырьевую базу вспомогательных отраслей региональной промышленности (в частности, промышленности стройматериалов), уменьшить зависимость НАО от «северного завоза». Большие потенциальные возможности имеет северный туризм [6].

Очевидно, что структурная перестройка состоит в том, чтобы, не строя сложившейся специализации региона, развивать производства, базирующиеся в первую очередь на местных ресурсах. Это значит, что уже на первых этапах добычи необходимо предусмотреть и более глубокую переработку природных ресурсов, расширение использования возобновляемых ресурсов, строительство ремонтных, обслуживающих производств, развитие сферы услуг. Иначе говоря, рентные доходы по мере истощения невозобновимых природных ресурсов должны переносить свою стоимость на развитие других отраслей хозяйства.

Многоотраслевая структура хозяйства, что в период экономического кризиса весьма важно для сырьевого региона, позволит снизить зависимость экономики региона от колебаний рыночной конъюнктуры на продукцию основной специализации. При этом необходимо отметить два важных момента.

Во-первых, реструктуризацию и диверсификацию экономики необходимо провести на этапе ранней добычи и зрелости, пока доходы от эксплуатации природных ресурсов значительны.

Во-вторых, переход к многоотраслевому хозяйству невозможен без решения вопроса разграничения прав собственности на природные ресурсы и без распределения доходов рентного характера между Российской Федерацией и субъектом Федерации. Однако это весьма серьезная тема и в рамках данной статьи не рассматривается.

Таким образом, сложное положение арктических регионов, наиболее ярко проявившееся в период экономического кризиса и антироссийских санкций, требует особого внимания государственных органов управления и разработки адекватной региональной политики.

Что касается территорий, где разрабатываются нефтегазовые ресурсы, то с их исчерпанием регион лишается вообще какой-либо экономической базы развития и поэтому государство просто обязано заранее предусмотреть, а главное – предпринять конкретные меры по созданию возможностей развития региона в будущем. Это значит, что уже на первых этапах разработки природных ресурсов государство должно разработать систему мер по расширению экономической базы и отраслевой структуры хозяйства региона с механизмами их реализации.

Заключение

Взятый в последние годы курс на освоение и развитие Арктической зоны России предполагает, что основным механизмом развития Арктического региона станут опорные зоны. При этом большое внимание уделяется проблеме комплексного социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов Арктики, то есть предполагается развитие всех секторов экономики и уход от узкосырьевой ориентации. Таким образом, открываются большие возможности в выборе направлений для проведения дальнейших научных исследований. И наиболее вероятное направление дальнейших исследований – создание и развитие опорных зон в Арктической зоне России, центральным в которых, несомненно, остается реализация энергетических проектов. ●

Литература

1. Рогинский С.В. Государство и нефтегазовый комплекс. – М.: Сириус. 2002. 245 с.
2. Bone R. The geography of Canadian North. Issues and challenges. (Toronto). 1992. P. 284.
3. Gilchrist D. D., Saint Louis L. V. Directions for diversifications with an application to Saskatchewan. J. Reg. science. 1991. № 3. PP. 279–289.
4. Леонов С.Н. Моделирование региональной структуры территориально-производственных комплексов и промышленных узлов в районах Севера // Прогнозирование развития региональных экономических систем. Ин-т экон. иссл. ДВО АН СССР. – Владивосток, 1989. С. 312–324.
5. Ларченко Л.В., Колесников Р.А. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли России в условиях санкций и падения цены на углеводороды. Инновации. 2016. № 6 (212). С. 72–77.
6. Ларченко Л.В., Ахобадзе Д.Т. Туризм как фактор устойчивого развития регионов российского Севера: стратегия реализации (на примере Ненецкого автономного округа) Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2011. Т. 7. № 8 (101). С. 22–27.

KEYWORDS: North, Arctic, raw material regions, oil and gas resources, development imbalances, support zones.



ПРОТЕСТЫ НА «ЗАДНЕМ ДВОРЕ» РОССИИ

sasasaw POST

Юсуф Камиль

2 января в Казахстане вспыхнули масштабные протесты, в результате которых погибло много силовиков и протестующих. Казахстан имеет важное геостратегическое значение. Он остается в числе самых близких союзников России среди бывших советских республик. Ежегодно Казахстан экспортирует газа и нефти почти на 40 млрд долл, его основными импортерами являются Китай, Россия, Италия, Нидерланды и Франция. Аналитики опасаются, что протесты доберутся до нефтяных месторождений. Это может сказаться на поставках нефти в страны Азии и Европы. Не следует



забывать и о газопроводе из Узбекистана в Китай, который проходит по территории Казахстана. Это самая большая советская республика и крупнейшее государство в Центральной Азии, обладающее обширными запасами нефти и газа. Это второй ближайший союзник Кремля после Белоруссии, в которой также недавно прошли массовые акции протеста после объявления итогов президентских выборов, на которых победил ставленник Кремля –

А. Лукашенко, находящийся у власти с 1991 года, как и Назарбаев. Аналитики считают, что беспорядки в Казахстане отразятся на России, в первую очередь с точки зрения геополитики, особенно в свете «военной эскалации» на границе с Украиной.

САНКЦИИ ПРОТИВ «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2» ОПАСНЫ

The American Conservative

Рэнд Пол

В настоящее время Министерство финансов США занимается реализацией нескольких десятков санкционных программ, направленных на то, чтобы изменить поведение отдельных стран. Тем не менее никому, очевидно, не приходит в голову задать один важный вопрос: способствуют ли санкции миру и взаимопониманию или же они усиливают напряженность в отношениях между странами? Опыт взаимодействия с Ираном должен послужить нам опорой в дебатах по поводу санкций против газопровода «Северный поток-2». Однако тень меркантилизма затмевает собой свет прошлого опыта. Противники этого газопровода, что совершенно не удивляет, в основном находятся в тех странах, которые конкурируют за право поставлять газ. История свидетельствует о том, что торговля между странами и их взаимосвязанность служат препятствиями для начала войн. За последние десять лет Конгресс США и американские президенты успели ввести огромное количество санкций против России и Китая. Теперь поборники санкций хотят ввести их против уже достроенного газопровода. Но что в поведении

России они хотят изменить? Скоро вы увидите, что санкции против «Северного потока-2» обусловлены скорее меркантилизмом и протекционизмом, а вовсе не соображениями национальной безопасности.

РОССИЯ ЕХИДНО ПОСМЕЯЛАСЬ НАД ЗАПАДОМ

FR

Кит Джонсон

Осень 2021 года была ознаменована таким энергетическим кризисом, который подстегнул рост цен на все виды топлива. Некоторым предприятиям пришлось сократить длительность рабочих смен или вообще закрыться, а потребители были вынуждены выйти на улицы. Россия ехидно посмеивалась, пока Европа умоляла ее увеличить поставки газа, от которого она



вот уже несколько лет пыталась отказаться. Американские законодатели, которые уже долгое время хвастаются энергетическим господством США и ростом экспорта нефти и газа, внезапно отступили. Китай, который последние пять лет убеждал весь мир, что он переходит на экологически чистые источники энергии, вновь открыл для себя достоинства дешевого угля. Энергетический кризис 2021 года стал следствием целой серии неблагоприятных событий. Морозы, из-за которых увеличилось потребление газа, штиты, которые остановили выработку энергии ветровыми электростанциями. Неумелая политика и близорукость тоже сыграли важную роль. Как и Соединенные Штаты, Европа сделала выбор в пользу либерализации энергетических рынков. Никто больше не обращает внимание на геополитическую ситуацию, и именно поэтому Россия до сих пор переживает одной ногой шланг и держит руку на вентиле, уверенная в том, что именно она управляет энергетической судьбой Европы. ●

ОСВОЕНИЕ ГЛУБОКОВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ с применением унифицированной конструкции мобильной ледостойкой стационарной платформы

Мирзоев Дилижан Аллахверди оглы

главный научный сотрудник
КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
профессор кафедры «Освоение морских
нефтегазовых месторождений»
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Архипова Оксана Львовна

заместитель начальника лаборатории
КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОГО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ СТРАТЕГИЧЕСКИМ РЕСУРСОМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ НЕЗАВИСИМОСТЬ СТРАНЫ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ЭТИХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ?

THE HYDROCARBON CAPACITY OF THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION IS A STRATEGIC RESOURCE THAT ENSURES THE ENERGY INDEPENDENCE OF THE COUNTRY IN THE INTERNATIONAL ENERGY MARKET. WHAT TECHNOLOGIES ARE PROPOSED BY RUSSIAN SCIENTISTS FOR THE DEVELOPMENT OF THESE STRATEGIC RESERVES?

Ключевые слова: *нефтегазовое месторождение, добыча на шельфе, мобильная ледостойкая стационарная платформа, Арктика, комбинированный промысел.*

Арктике принадлежит особая роль в развитии нашей страны. На протяжении столетий она была ареной подвигов и открытий, а сегодня становится полигоном для активного развития инновационных технологий, связанных с разработкой уникальных запасов углеводородов арктического континентального шельфа. Топтание на месте, неспешные раздумья об экономической эффективности выхода на арктический шельф в период стремительного развития в мире офшорных технологий могут отбросить нашу страну в аутсайдеры морской добычи углеводородов [1].

Для определения перспективных технических средств разведки, бурения и добычи углеводородов (УВ) на российском шельфе необходимо проведение экспертных обобщающих оценок природно-климатических условий, геологических особенностей и объемов ресурсов (запасов) нефти и газа, содержащихся в недрах разведанных месторождений и перспективных структур арктического шельфа. Все это будет способствовать определению оптимальных технических решений по технологическим комплексам для освоения морских УВ ресурсов.

В настоящее время в России и в мире отсутствует опыт освоения месторождений в условиях схожих с природно-климатическими условиями Баренцева и Карского морей, а существующий технический уровень и имеющиеся технические средства могут быть использованы только для проведения геолого-разведочных работ и строительства поисковых и разведочных скважин. Учитывая объемы геолого-разведочных работ и недостаточное количество в России исследовательских судов и буровых установок в арктическом исполнении, обеспечение темпа бурения скважин будет затруднительно.

К настоящему времени в мире накоплен значительный опыт проектирования, строительства и эксплуатации морских нефтегазовых сооружений (МНГС), которые используются для бурения, добычи, хранения, переработки и транспортировки нефти и газа. Такие сооружения построены и строятся во всем мире на разных широтах, в различных климатических, гидрологических, инженерно-геологических, сейсмических и прочих природно-климатических условиях. Вместе с тем апробированные технологии и специальные технические средства для проведения в широких масштабах буровых и эксплуатационных работ в условиях арктических морей практически отсутствуют.

ФАКТЫ МНГС

морских нефтегазовых сооружений, используемые для бурения, добычи, хранения, переработки и транспортировки нефти и газа

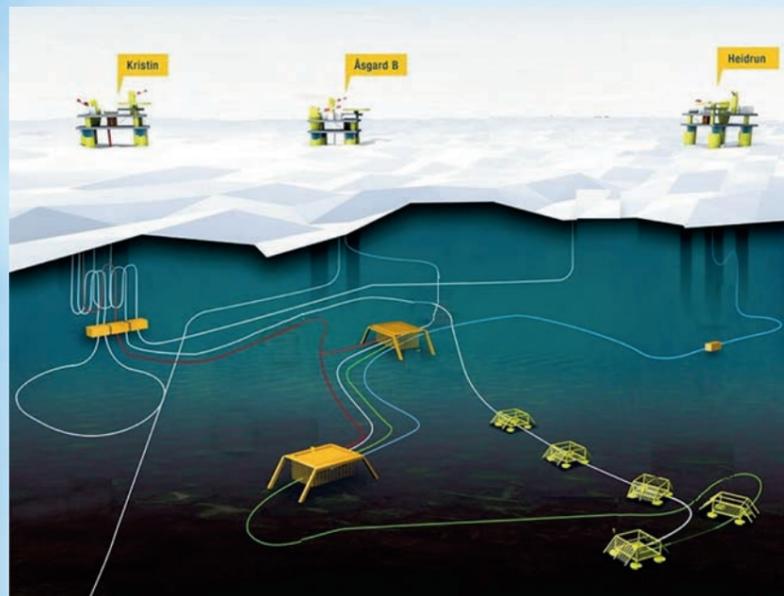
Для создания таких сооружений необходимо иметь всеобъемлющую информацию о ледовом режиме, определяющем величины ледовых нагрузок, а также инженерно-геологических условиях на морском дне в конкретном районе.

Основная сложность решения данной проблемы связана не только с глубиной воды, а в первую очередь зависит от продолжительности межледового периода в сочетании с инженерно-геологическими условиями в месте установки МНГС, т.к. от последнего зависит возможно-реализуемый объем строительно-монтажных работ, выполняемых в условиях открытого моря. Следует также учитывать, что со значительным увеличением глубины воды в несколько раз увеличивается стоимость МНГС. Поэтому необходимо при разработке конструкций МНГС решить задачу оптимального соотношения таких показателей, как надежность и экономичность при эксплуатации морских нефтегазовых месторождений в районах со сложными ледовыми условиями.

Группа Газпром осуществляет деятельность по добыче нефти и газа на шельфе Баренцева (включая акватории Печорского моря), Карского (в т.ч. акватории Обской и Тазовской губ), Охотского, Восточно-Сибирского, Каспийского и Азовского морей. По состоянию на 2021 год, Группе Газпром принадлежат лицензии на 41 участок, в том числе на ПАО «Газпром» оформлены 7 участков в Баренцевом море и 13 участков в Карском море.

Участок акватории Приамальского шельфа Карского моря с расположенными лицензионными участками Няремейский (месторождение Няремейское),

РИС. 1. Общий вид комбинированного промысла



Скуратовский (месторождение «75 лет Победы»), Ленинградский (месторождение Ленинградское), Русановский (месторождения Русановское и «Им. В.А. Динкова») является достаточно сложным в отношении гидрометеорологических условий, включая ледовые. Ледовый режим в Карском море можно охарактеризовать как тяжелый, отсутствуют участки, полностью или длительно свободные ото льда. Вся акватория моря покрыта дрейфующими и припайными (на мелководье) льдами в течение 8–9 мес. В этих условиях факторами, определяющими возможность и очередность проведения каких-либо работ по освоению нефтегазовых ресурсов, становятся глубины моря и межледовый период.

Рассматриваемые лицензионные участки расположены в двух зонах глубин воды: от 15 до 60, от 60 и более 100 метров.

Для месторождений Нярмейское и «75 лет Победы» в зоне глубин до 60 м схема обустройства будет связана с созданием надводных промыслов, состоящих из общеизвестных апробированных в мировой практике ледостойких объектов обустройства. Для глубин моря до 60 м создание ледостойкой стационарной платформы не является сложной проблемой, и, более того, она может быть создана в течение ближайших 5–6 лет на отечественных производственных предприятиях.

Месторождения Русановское, Ленинградское и «Им. В.А. Динкова» относятся к глубоководной зоне (при глубине воды более 60 метров). Наличие глубокой воды и короткого межледового периода требует разработки нетрадиционного метода обустройства и эксплуатации нефтегазовых месторождений. При глубине воды от 60 до 100 м для эксплуатационного бурения на месторождении возможно применение морских ледостойких глубоководных платформ. При этом следует иметь в виду, что такие платформы будут капиталоемкими,

а значит необходимо разработать такие технико-технологические решения по разработке конструкции и строительству, которые позволят сделать их применение более эффективным. Также необходимо учитывать особую сложность выполнения большого объема строительномонтажных работ, особенно сооружений со свайными фундаментами, в условиях критически короткого межледового периода, продолжительность которого не превышает 2–3 месяца (навигационный период).

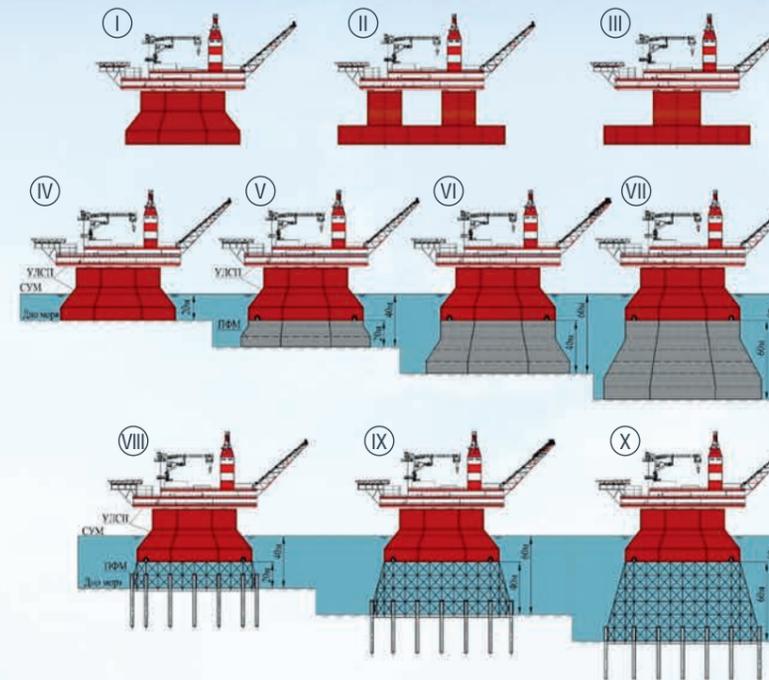
Учитывая, что освоение арктических месторождений континентального шельфа имеет многовариантный характер, применяемые технические средства для каждого отдельного морского региона уникальны и, как правило, достаточно капиталоемкие, следовательно, для обеспечения необходимой рентабельности, проектов освоения глубоководных углеводородных ресурсов Карского и Баренцева морей необходимо реализовать в них критерии комплексности, комбинированности и унификации.

Для реализации комплексности необходимо [2]:

- создание единой системы сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции для групп месторождений и кооперация с существующими береговыми объектами;
- создание для групп месторождений единой комплексной системы дистанционного управления морскими подводными и надводными добычными комплексами;
- создание комплексной многоцелевой службы по обеспечению промышленной и экологической безопасности для групп месторождений.

Необходимо иметь в виду, что для обеспечения экономически эффективного решения по обустройству и эксплуатации морских месторождений должен применяться комплексный метод обустройства не только нескольких месторождений, но и нескольких продуктивных пластов одного месторождения. Например, технико-экономические показатели обустройства морских нефтегазовых месторождений

РИС. 2. Общий вид мобильной унифицированной конструкции ЛСП



I – конструкция МУЛСП представляет собой кессон гравитационного типа; II и III – конструкция МУЛСП представляет собой кессон гравитационного типа, на котором установлены одна или несколько колонн для размещения верхнего строения; IV – УЛСП без ПФМ; V, VI ... X – УЛСП с ПФМ; V, VI, VII – МУЛСП гравитационного типа; VIII, IX, X – МУЛСП ферменного типа и свайным фундаментом

зависят от выбора технологической схемы их освоения, что определяет основные виды объектов обустройства. В мировой практике освоения глубоководных месторождений достаточно широко применяется комбинированный промысел, сочетающий применение глубоководных платформ и подводного добычного оборудования для скважин с подводным закачиванием. Такая схема обустройства была реализована на газоконденсатном месторождении Kristin, нефтегазовом месторождении Heidrun, группе нефтегазоконденсатных месторождений – Asgard, блоки 6507/11 и 6407/2, расположенные на континентальном шельфе Норвегии (рис. 1). Такой подход будет применим и для глубоководных месторождений Карского моря, особенно для многопластовых месторождений, как Ленинградское и Русановское, по категории запасов, относящихся к уникальным. Продуктивные объекты и пласты этих месторождений объединены в несколько эксплуатационных объектов разработки, что значительно осложняет выбор количества и места расположения кустов эксплуатационных скважин.

В этих условиях бурение фонда эксплуатационных скважин с помощью неледостойких буровых установок технически реализуемо, но экономически нецелесообразно, следовательно, вариант полностью подводной схемы обустройства технико-технологически не будет обеспечен. Вариант обустройства путем создания надводного промысла технически возможен.

Известно, что инвестиционное решение принимается на основании обеспечения проектом необходимого уровня добычи, зависящего в основном от равномерного расположения по пласту забоев эксплуатационных скважин. Такое решение связано с установкой на месторождении большого количества глубоководных ледостойких стационарных платформ, которые потребуют огромных капитальных вложений и, как следствие, нецелесообразность освоения месторождения. Поэтому норвежский опыт освоения глубоководных месторождений является, на данный момент наиболее оптимальным.

Можно констатировать, что вариант комбинированного промысла приемлем для обустройства всех отмеченных выше месторождений Карского моря. Учитывая, что наибольшие капитальные затраты приходятся на морские объекты обустройства нефтегазовых месторождений, следует по возможности сокращать их количество, снижать массогабаритные характеристики, разрабатывать и внедрять унифицированные решения в проектировании и производстве.

Создание глубоководных ледостойких стационарных платформ для арктических нефтегазовых месторождений практически решаемая задача, так как на сегодняшний день имеется опыт эксплуатации подобных сооружений.

Что касается бурения подводных кустов эксплуатационных скважин, то в настоящее время в мире отсутствуют как подводные, так и надводные специализированные буровые установки для круглогодичного бурения проектного фонда эксплуатационных скважин с подводным заканчиванием в ледовых условиях.

Поставленную задачу возможно решить применением двухсекционной конструкции ледостойкой стационарной платформы, верхняя ледостойкая часть которой должна быть унифицирована и обладать собственной плавучестью, т.е. быть мобильной.

Нижняя, фундаментная часть должна представлять самостоятельную опорную

ФАКТЫ

На 7 участках

в Баренцевом море и 13 участков в Карском море оформлены лицензии у ПАО «Газпром»

ФАКТЫ

60-100 м

глубина воды, при которой возможно применение МУЛСП для эксплуатационного бурения на месторождении

конструкцию, устанавливаемую на морское дно. Крепление к грунту может быть как гравитационного, так и свайного типа, в зависимости от инженерно-геологических условий (рис. 2).

Именно нижняя, фундаментная часть, наиболее простая и менее капиталоемкая часть платформы, обеспечивает возможность использования одного унифицированного модуля на различных глубинах независимо от сложности инженерно-геологических условий дна. Унифицированный модуль, состоящий из ледостойкого опорного блока и верхнего строения остается практически без изменений при использовании на различных глубинах.

Использование мобильной ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) на нескольких кустах или группе месторождений значительно сокращает объем работ по проектированию и строительству объектов обустройства.

Помимо преимуществ унификации, применение двухсекционных мобильных ЛСП позволяет эффективно решить проблему устройства свайного фундамента в открытом море. При применении обычной моноблочной конструкции ЛСП, забивка (погружение) большого количества свай при наличии на опорном блоке всего комплекса верхнего строения платформы (ВСП) является трудновыполнимой задачей. В этом случае строительство приходится вести в два этапа. Вначале устанавливается опорный блок без ВСП и забивают все фундаментные сваи, а затем доставляют и монтируют ВСП отдельными блоками, что ведет к увеличению сроков и удорожанию строительства ЛСП. При этом следует учитывать, что устойчивость ЛСП рассчитывается с учетом забивки расчетного количества свай, а при ограниченном межледовом периоде (2–3 месяца) есть риск не успеть выполнить все свайно-монтажные работы в один навигационный сезон. При таком положении устойчивость ЛСП не будет обеспечена, так как ледовые нагрузки в зимний сезон могут сдвинуть или опрокинуть конструкцию опорной части, крепление которой ко дну не будет завершено.

При применении двухсекционных платформ фундаментная часть может быть изготовлена самостоятельно со значительным опережением сроков изготовления унифицированной конструкции, что позволит завершить установку фундаментного модуля на точке бурения до начала транспортировки к месту бурения унифицированной части конструкции платформы.

При разработке проекта унифицированной части конструкции мобильной ЛСП важным моментом, требующим отдельной проработки, будут технико-технологические решения по стыковке унифицированной конструкции ЛСП с подводным фундаментным модулем. Безударная установка унифицированного модуля на фундаментный модуль может быть осуществлена стыковочным механизмом и технологией с постепенной контролируемой балластировкой, натяжением тросов и др., обеспечивающими выравнивание

ФАКТЫ

Буровые установки

для круглогодичного бурения проектного фонда эксплуатационных скважин с подводным заканчиванием в ледовых условиях в настоящее время в мире отсутствуют

и стягивание модулей. Реализация данного процесса требует разработки нового технико-технологического решения, обеспечивающего надежное и безопасное выполнение данного этапа строительства.

Применение конструкции унифицированной мобильной ЛСП, позволит решить проблему обустройства глубоководного месторождения, не увеличивая капвложения, обеспечив устойчивость унифицированной части платформы от воздействия только ледяных полей. В период же прохождения айсбергов унифицированная часть может быть отсоединена всплытием и отведена от трассы айсберга на безопасное расстояние.

Успешное технико-технологическое решение по созданию унифицированной мобильной ледостойкой стационарной платформы позволит освоить нефтегазовые месторождения арктических морей с применением комбинированного (надводно-подводного) промысла без применения подводных или плавучих буровых установок ледового класса для круглогодичного бурения подводных кустов эксплуатационных скважин. Такое техническое решение позволит по-новому подойти к проблеме обустройства морских нефтегазовых месторождений с использованием подводного технологического оборудования. Например, подводный фундаментный модуль может быть использован для размещения элементов оборудования подводного промысла (подводное устьеовое оборудование, подводный манифольд, энергетический блок и т.д.), защищая их от возможных ледовых воздействий в течение первого этапа эксплуатации – фонтанной добычи. ●

Литература

1. Ледовое побоище. Арктический шельф в мировой политике и экономике XXI века. – М., ИД «Трибуна», 2009. – 296 с.
2. Мирзоев Ф.Д., Богатырева Е.В. Мобильная унифицированная ледостойкая стационарная платформа для создания надводно-подводных нефтегазовых промыслов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 1 – С. 6–9.

KEYWORDS: oil and gas field, offshore production, mobile ice-resistant stationary platform, Arctic, combined fishing.

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА



ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ

ОСНОВАН В 1930 ГОДУ

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ

В БАКАЛАВРИАТЕ

ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»

ПРОФИЛЬ

Экономика и проекты
устойчивого развития энергетики

«МЕНЕДЖМЕНТ»

ПРОФИЛЬ

Управление бизнесом
в энергетике

В МАГИСТРАТУРЕ

ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»

ПРОГРАММЫ

Внутренний аудит и контроль
Инженерная экономика в ТЭК*
Цифровая экономика
глобальных систем энергетики*

Экономика нефтегазового комплекса

«МЕНЕДЖМЕНТ»

ПРОГРАММЫ

Управление проектами,
финансами и персоналом
в организациях топливно-
энергетического комплекса*

Управление системой снабжения
на предприятиях
нефтегазового комплекса*

АКАДЕМИЧЕСКИЕ КАФЕДРЫ

- Экономика нефтяной и газовой промышленности
- Производственный менеджмент
- Финансовый менеджмент
- Управление трудом и персоналом

БАЗОВЫЕ КАФЕДРЫ

- Управления системой снабжения в нефтегазовом комплексе (ПАО «НК «Роснефть»)
- Системных исследований энергетических рынков (ИНЭИ РАН)

Символом «*» отмечены программы, на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году



КОНТАКТЫ

119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65

+7 (499) 507-81-22

economy-dekanat@gubkin.ru

РАДИАЛЬНАЯ УСТАНОВИВШАЯСЯ ФИЛЬТРАЦИЯ СЖИМАЕМОЙ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ ПРИХОДИТСЯ ОСТАНАВЛИВАТЬ СКВАЖИНЫ И МЕНЯТЬ КОЛИЧЕСТВО ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ ПЛАСТА. ЭТО ЗАДАЕТ НОВЫЙ РЕЖИМ, КОТОРЫЙ ПРОЯВЛЯЕТ СЕБЯ В ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ С ТЕЧЕНИЕМ ВРЕМЕНИ РАСХОДАХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ. ПРИ ДАННЫХ УСЛОВИЯХ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ЗАВИСЯТ ОТ ВЛИЯНИЯ УПРУГОСТИ САМИХ НЕФТЕНОСНЫХ И ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ И ОТ УПРУГОСТИ НАСЫЩАЮЩИХ ИХ ЖИДКОСТЕЙ. ПОЭТОМУ ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ ДАННОЙ РАБОТЫ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ВЫЯВЛЕНИИ ОСОБЕННОСТЕЙ ДВИЖЕНИЯ СЖИМАЕМОЙ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТЕ В ПРОЦЕССЕ ЕГО РАЗРАБОТКИ

IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH ANOMALOUS OIL, IT IS NECESSARY TO START UP AND SHUT DOWN THE WELLS AND CHANGE THE AMOUNT OF PRODUCED FLUID FROM THE FORMATION. THE DATA OF THE LISTED WORKS GIVE RISE TO A NEW REGIME IN THE RESERVOIR THAT MANIFESTS ITSELF IN THE REDISTRIBUTION OF RESERVOIR PRESSURE AND THE FLOW RATES OF FILTRATION FLOWS THAT CHANGE OVER TIME. UNDER THE GIVEN CONDITIONS, THE FEATURES OF THE FILTRATION PROCESSES DEPEND ON THE EFFECT OF THE ELASTICITY OF THE OIL-BEARING AND AQUIFERS THEMSELVES AND ON THE ELASTICITY OF THE LIQUIDS THAT SATURATE THEM. THEREFORE, THE MAIN GOAL OF THIS PAPER IS TO IDENTIFY THE PECULIARITIES OF THE MOTION OF A COMPRESSIBLE VISCOUS-PLASTIC FLUID IN THE FORMATION DURING ITS DEVELOPMENT

Ключевые слова: *фильтрационный поток, давление, плотность жидкости, граничные условия, сжимаемость, фильтрация.*

Мамедов Рамиль Мухтар оглы
 ассистент кафедры «Нефтегазовая Инженерия», Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Мусаева Шафа Фархад кызы
 доктор философии по технике, старший научный сотрудник, НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия»

Математические методы решения процесса движения упругой жидкости в пласте обязательно сводятся к интегрированию дифференциальных уравнений при различных граничных и начальных условиях.

Известно, что аномальные свойства сжимаемых жидкостей создают дополнительные трудности для решения практических задач промысловой механики. Этому содействуют приводимые сведения о результатах промысловых наблюдений и исследований, таблицы и графики, составленные по расчетным формулам.

Подробный анализ литературных источников позволяет дать теоретическое обоснование особенностей движения сжимаемой вязкопластичной жидкости в пористой среде, что играет значимую роль в регулировании процесса разработки [1–6].

Поведение нефтяного пласта в процессе разработки зависит от методов воздействия на него и от множественных естественных факторов. Методы воздействия на пласты с аномальными нефтями связаны с различными способами размещения и последовательного ввода эксплуатационных

и нагнетательных скважин, темпами отбора жидкости, положением и размерами забоев скважин в продуктивном пласте, способами вскрытия пласта и различными методами обработки призабойной зоны скважины.

Отметим, что к числу важнейших естественных факторов, влияющих на поведение пласта, относятся геологические особенности нефтяного пласта, различные свойства слагающих его горных пород и насыщающих его жидкостей и газов, физические условия в пласте, то есть давление, температура и т.д.

Фильтрация жидкости и газа в пласте в процессе разработки происходит как за счет использования потенциальной энергии пласта в различных формах, так и за счет дополнительных внешних источников энергии [7].

При этом необходимо отметить то, что для упругого режима характерны следующие признаки: давление в напорном пласте должно быть выше давления насыщения, чтобы обеспечивалась однофазная фильтрация нефти. Тогда движение нефти к каждой скважине начинается за счет использования потенциальной энергии упругой деформации нефти. Практика показывает, что при снижении пластового давления объем сжатой нефти должен увеличиваться, а объем порового пространства – уменьшаться. Данное физическое явление способствует вытеснению нефти из пласта в скважину [8, 9].

Пьезометрические линии практически имеют форму логарифмических кривых, начальные точки которых расположены на стенке возмущающей скважины, а конечные точки с течением времени удаляются от данной скважины, однако они всегда расположены ниже начального статического пьезометрического уровня.

Данная особенность перераспределения пластового давления дает основание использовать прием, обеспечивающий возможность применения метода последовательной смены установившихся состояний (ПССС), развитый Чарным И.А. Данный прием сводится к условному разделению всего пласта на две области: возмущенную и невозмущенную. При этом необходимо подчеркнуть, что внутренняя граница возмущенной области находится на стенке скважины, а внешняя, расширяющаяся служит внутренней границей невозмущенной области. Принимаем, что во всей возмущенной области давление распределяется так, как при установившемся движении жидкости, где внешняя граница области служит контуром питания.

Радиус внешней границы возмущенной области обозначается как приведенный радиус влияния скважины. Возмущенную область называют приведенной областью влияния скважины. Тогда, пользуясь данной расчетной схемой для несжимаемой жидкости, можно получить методику расчета для сжимаемой вязко-пластичной жидкости. При этом отметим, что дебит и забойное давление в скважине соответствуют установившейся фильтрации данной жидкости.

Скорость вязкопластичной жидкости, согласно закону фильтрации, в случае плоскорадиального движения можно определить следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\eta} \left(\frac{dP}{dr} - i_0 \right), \quad (1)$$

где v – скорость фильтрации, м/с;
 k – коэффициент проницаемости, м²;
 η – динамическая вязкость, Па·с;
 P – давление, МПа;
 r – радиус, м;
 i_0 – начальный градиент сдвига, Па/м.

Градиент давления для изотермических условий можно определить как [5]:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного упругого расширения жидкости;
 ρ – плотность, кг/м³.

Подставляя данное выражение в уравнение фильтрации, имеем

$$v = -\frac{k}{\eta} \left(\frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr} - i_0 \right). \quad (3)$$

Знак «—» в выражении (3) показывает, что по пути фильтрации значение напора уменьшается. Эта потеря обусловлена возникновением сил сопротивления. Иными словами, скорость фильтрации направлена в сторону снижения давления – от контура к скважине.

Умножив левую и правую части выражения (3) на площадь сечения пласта, т.е. $F = 2\pi r h$, определим:

$$2\pi r h v = -\frac{k}{\eta} 2\pi r h \left(\frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr} - i_0 \right), \quad (4)$$

где $F = 2\pi r h$ – площадь сечения пласта в призабойной зоне, м²;

h – мощность пласта, м.

Откуда можно определить объемный расход:

$$Q = \frac{k}{\eta} 2\pi r h \left(\frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr} - i_0 \right). \quad (5)$$

Решим данное уравнение относительно градиентов плотности, находим:

$$\frac{Q \eta}{2\pi k h} \frac{1}{r} = \frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr} - i_0 \quad (6)$$

или

$$\frac{Q \eta}{2\pi k h} \frac{1}{r} + i_0 = \frac{1}{\beta \rho} \frac{d\rho}{dr}. \quad (7)$$

Для решения данной задачи граничные условия формируются следующим образом:

$$\begin{aligned} r = R_c; \rho = \rho_c \\ r = R_k; \rho = \rho_k, \end{aligned} \quad (8)$$

где ρ_c – плотность жидкости на контуре скважины с радиусом R_c , кг/м³;

ρ_k – плотность жидкости на круговом контуре области питания радиуса R_k , кг/м³.

$$\beta dr \left(\frac{Q \eta}{2\pi k h} \frac{1}{r} + i_0 \right) = \frac{d\rho}{\rho}, \quad (9)$$

откуда имеем

$$\frac{Q \eta}{2\pi k h} \beta \frac{dr}{r} + i_0 \beta dr = \frac{d\rho}{\rho}. \quad (10)$$

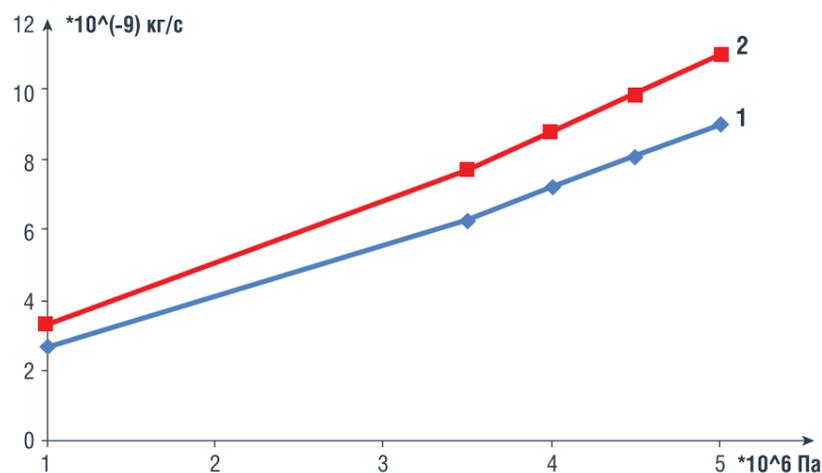
Подставляя граничные условия, имеем

$$\frac{Q \eta}{2\pi k h} \beta \int_{R_c}^{R_k} \frac{dr}{r} + i_0 \beta \int_{R_c}^{R_k} dr = \int_{\rho_c}^{\rho_k} \frac{d\rho}{\rho}, \quad (11)$$

УДК 622.276.1



РИС. 1



откуда имеем

$$\frac{Q\eta\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{R_c} + i_0\beta(R_k - R_c) = \ln \frac{\rho_k}{\rho_c} \cdot (12)$$

Решим данную задачу относительно объемного расхода жидкости:

$$\frac{Q\eta\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{R_c} = \ln \frac{\rho_k}{\rho_c} - i_0\beta(R_k - R_c) \quad (13)$$

или

$$Q = \frac{2\pi kh}{\beta\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} \left[\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} - i_0\beta(R_k - R_c) \right] \quad (14)$$

Данное уравнение дает возможность определить влияние вязкопластичных свойств и сжимаемости на объемный расход жидкости. Следует отметить, что вязкопластичной жидкостью или моделью Шведова – Бингама называют не-newтоновскую среду, свойственной характеристикой которой является наличие предела текучести [9].

Если жидкость ньютоновская, то $i_0 = 0$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\beta\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} \ln \frac{\rho_k}{\rho_c} \quad (15)$$

Принимая, что $\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} = \beta(P_k - P_c)$

и $\eta = \mu$, имеем уравнение Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} (P_k - P_c) \quad (16)$$

Выражение $\ln \frac{\rho_k}{\rho_c}$ разложим в ряд.

Следует отметить, что при решении задач на практике ограничиваются первым членом, тогда:

$$\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} = \frac{\rho_k - \rho_c}{\rho_c} = \frac{\rho_k - \rho_c}{\rho_k} = \frac{\rho_k - \rho_c}{\rho_k} \quad (17)$$

Следовательно,

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \frac{\rho_k - \rho_c}{\rho_k} \quad (18)$$

В частном случае, если

$$\rho_k - \rho_c = \rho_0\beta(P_k - P_c)(1 + \beta\bar{P}), \quad (19)$$

тогда

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \frac{\rho_0}{\rho_k} \beta(P_k - P_c)(1 + \beta\bar{P}) \quad (20)$$

Как видно из графиков зависимости расхода жидкости от перепада давления, при учете коэффициента объемного упругого расширения жидкости (кривая 2) расход жидкости увеличивается. Разница по сравнению со значениями, полученными для расчетов без учета коэффициента (кривая 1), составляет около 18–20%.

Разделив левую и правую части данного уравнения на площадь сечения пласта, то есть на $F = 2\pi r h$, найдем скорость радиальной фильтрации сжимаемой вязкопластичной жидкости:

$$v = \frac{Q}{2\pi r h} \quad (21)$$

или

$$v = \frac{1}{2\pi r h} \frac{2\pi kh}{\beta\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} \left[\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} - i_0\beta(R_k - R_c) \right] \quad (22)$$

После сокращений

$$v = \frac{1}{r} \frac{k}{\beta\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} \left[\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} - i_0\beta(R_k - R_c) \right] \quad (23)$$

С учетом

$$\ln \frac{\rho_k}{\rho_c} = \beta(P_k - P_c)$$

имеем

$$v = \frac{1}{r} \frac{k}{\beta\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} [\beta(P_k - P_c) - i_0\beta(R_k - R_c)] \quad (24)$$

или

$$v = \frac{1}{r} \frac{k}{\eta \ln \frac{R_k}{R_c}} [(P_k - P_c) - i_0(R_k - R_c)] \quad (25)$$

Если жидкость ньютоновская, то есть $i_0 = 0$, тогда принимая структурную вязкость равной динамической вязкости:

$$v = \frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (26)$$

Выводы

1. Получено выражение для определения влияния вязкопластичных свойств и сжимаемости на объемный расход жидкости.
2. При учете коэффициента объемного упругого расширения жидкости расход жидкости увеличивается. ●

Литература

1. Shelkachev V.N. "National and international oil development" – М., "Izhevsk", 2002. – 132 p.
2. Schterenlicht D.V. "Hydraulics" – М., "Koloz", 2005. – 655 p.
3. Dontsov K.M. «The development of oil fields – М "Nedra", 1977. – 360 p.
4. Pikhachov G.B., Isaev R.G. "Underground hydraulics" – М., "Koloz", 2013. – 354 p.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001, 736 с.
6. Morris Muskat "The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media". Moscow – Izhevsk. Institute of Computer Science. 2004. – 622 p.
7. Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов М.Т. «Законы фильтрации с предельным градиентом в анизотропных пористых средах» / Изв. РАН / Механика жидкости и газа. – 2010. – № 2. – С. 64–71.
8. Баширов С.С. Динамический анализ разработки месторождений с не-newтоновскими нефтями // Материалы региональной науч.-техн. конф. / Проблемы разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов. – Ухта, 2009, с. 108–111.
9. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Москва. Ижевск. 2006, 179 с.

KEYWORDS: filtration flow, pressure, fluid density, boundary conditions, compressibility, filtration.

VELASSARU
maldives

Роскошь без Претензий

Velassaru Maldives — изысканный курорт, сочетающий в себе современную роскошь и типичную красоту Мальдивских островов. 129 уютных вилл и бунгало открывают сказочный вид на песчаные пляжи и бирюзовую лагуну. Спа-центр, места отдыха и рестораны гармонично вписываются в эту атмосферу.

Входит в ассоциацию Small Luxury Hotels of the World

www.velassaru.com



SMALL
LUXURY
HOTELS
OF THE WORLD

МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ:

идентификация опасностей и барьеры безопасности

Харченко Юрий Алексеевич
профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
д.т.н.

Чехлов Александр Николаевич
аспирант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОИЗВЕДЕНА ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ИНИЦИИРУЮЩИХ ФАКТОРОВ, СПОСОБНЫХ ОКАЗАТЬ НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА, И ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ПО СНИЖЕНИЮ ИЛИ УСТРАНЕНИЮ ИХ ВЛИЯНИЯ

THIS PAPER CONSIDERS THE MAIN HAZARDOUS FACTORS, WHICH CAN NEGATIVELY INFLUENCE ON SUBSEA PIPELINE EXPLOITATION IN ARCTIC SHELF CONDITIONS

Ключевые слова: арктический шельф, морские трубопроводы, иницирующие факторы, барьеры безопасности, идентификация опасностей, живучесть.

Начало освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа выявило ряд новых проблем, связанных с влиянием арктических факторов на надежность и безопасность выполнения работ на всех этапах освоения нефтегазовых месторождений в этом регионе Мирового океана. Одной из таких проблем является обеспечение надежного и безопасного транспорта углеводородов от объектов добычи до мест их полной подготовки для поставки потребителям.

Распределение разрушений морских трубопроводов в зависимости от вызвавших их причин представлено на рис. 1 [12]. При этом, согласно данным [3], приведенным на рис. 2, до 80% отказов приходится на этап эксплуатации трубопровода, т.е. на период, когда по нему осуществляется перекачка и отказ может сопровождаться утечкой углеводородов. Нарушение герметичности морского трубопровода ведет не только к потерям перекачиваемого продукта, но и к загрязнению окружающей среды, а также к еще более катастрофическим последствиям при возгорании или взрыве утекших углеводородов.

Все дефекты, которые могут привести к развитию подобных аварий, должны быть своевременно обнаружены и устранены, а лучше – предотвращены. Для этого необходимо иметь четкое понимание о существующих иницирующих факторах, способных вызвать дефекты и повреждения трубопровода, и, опираясь на эту информацию, разработать и внедрить соответствующие защитные решения.

Техническое состояние арктических трубопроводов определяется влиянием различных природных и техногенных факторов как общих для всех акваторий Мирового океана, так и специфических, обусловленных особыми условиями Арктики.

ФАКТЫ

До **80%**

отказов морских трубопроводов приходится на этап эксплуатации трубопровода, т.е. на период, когда по нему осуществляется перекачка и отказ может сопровождаться утечкой углеводородов

Важно также отметить, что в отличие от сухопутных трубопроводных систем морские трубопроводы в Арктике могут быть недоступны для технического обслуживания, ремонта и устранения аварийных ситуаций в течение всего ледового периода, длительность которого достигает 9 месяцев в морях Восточной Арктики.

В статье проведен анализ природных и техногенных факторов, которые могут оказывать негативное влияние на работоспособность и техническое состояние подводных промысловых трубопроводов при эксплуатации на арктическом шельфе. Определены мероприятия, направленные на предотвращение или снижение их влияния на безопасность таких трубопроводных систем. Данные мероприятия рассматриваются как барьеры безопасности [6], которые могут быть техническими (особенности конструкции, материала и т.д.), организационно-техническими (технологический режим, периодическое проведение технологических операций и т.д.) или организационно-управленческими (системное проведение мониторинга, диагностики и т.д.).

РИС. 1. Распределение причин разрушений морских трубопроводов



РИС. 2. Распределение отказов в жизненном цикле морских трубопроводов



ТАБЛИЦА 1. Классификация опасностей и барьеров безопасности, связанных с взаимодействием с грунтом

Иницирующий фактор (тип)	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Разжижение грунтов (общий)	Погружение в грунт, всплытие	• Балластировка • Заглубление трубопровода в грунт	–	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности
Естественное газопроявление (общий)	Отклонение от трассы, провисы, всплытие	–	–	• Проектирование трассы вне зон возможного газопроявления
Землетрясения (общий)	Отклонение от трассы, дефекты геометрии	• Конструкция «труба в трубе» • Увеличенная толщина стенки труб	–	• Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности • Периодическая диагностика
Оползни (общий)	Погружение в грунт, дефекты геометрии	То же	–	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности • Проектирование трассы вне зоны возможных оползней
Пучение вечномерзлых грунтов (арктический)	Пучение, всплытие, дефекты геометрии	• Балластировка • Замена льдистого грунта основания • Тепловая изоляция труб	–	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности • Периодическая диагностика • Проектирование трассы вне зоны вечномерзлых грунтов
Оттаивание вечномерзлых грунтов (арктический)	Погружение в грунт, провисы, всплытие	• Балластировка • Замена льдистого грунта основания • Тепловая изоляция труб	• Понижение температуры перекачиваемого продукта	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности • Проектирование трассы вне зоны вечномерзлых грунтов

Природные факторы

Взаимодействие с грунтом

Грунты морского дна выступают в качестве основания для подводных трубопроводов, а также могут служить балластировкой при прокладке в траншее с обратной засыпкой. Изменение их состояния приводит к смене пространственного положения морского трубопровода, которое в зависимости от конкретных условий проявляется в виде всплытия, погружения в грунт, образования безопорных участков (провисов), отклонения от первоначальной трассы в горизонтальной плоскости.

Следствием перечисленных процессов является возникновение дополнительных напряжений от изгиба в стенке трубы, а при наиболее неблагоприятном развитии – дефекты геометрии (вмятины, гофры, овальности).

Нарушение структуры грунтов морского дна может быть вызвано различными причинами, в зависимости от природы которых должны быть определены соответствующие защитные меры, обеспечивающие безопасность эксплуатации морского трубопровода (табл. 1) [5, 11, 15, 20].

ФАКТЫ

Ледовая экзарация

– основной фактор, по которому осуществляется проектирование защиты и прочностных свойств арктического трубопровода

Влияние водной среды

Гидрометеорологические факторы могут оказывать воздействие на морской трубопровод через нарушение структуры морского дна (дополнительно к факторам, перечисленным в предыдущем разделе), движение ледовых образований, формирование ледяной корки вокруг трубы или непосредственно через динамику волн и течений (табл. 2) [2, 8, 17, 19, 20].

Наиболее значительное влияние на глубинах до 50–60 м оказывает дрейф торосов и айсбергов, активизирующий процесс ледовой экзарации – «пропахивания» дна. Контакт киля ледового образования с морским трубопроводом может привести к значительным деформациям и отклонению от первоначального положения. Также необходимо понимать, что даже при отсутствии непосредственного

ТАБЛИЦА 2. Классификация опасностей и барьеров безопасности, связанных с влиянием водной среды

Иницирующий фактор (тип)	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Ледовая экзарация (арктический)	Дефекты геометрии, отклонение от трассы, разрыв трубы	• Заглубление трубопровода в грунт • Защитное покрытие • Защитный слой • Конструкция «труба в трубе» • Наклонно-направленное бурение и микротоннелирование • Увеличенная толщина стенки труб	• Управление состоянием ледовых массивов	• Мониторинг ледовой обстановки • Периодическая диагностика • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности
Волны, течения (общий)	Отклонение от трассы, провисы, всплытие	• Балластировка • Заглубление трубопровода в грунт • Защитный слой	–	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности
Эрозионные воронки (арктический)	Провисы, всплытие	То же	–	То же
Обледенение (арктический)	Всплытие	• Балластировка • Заглубление трубопровода в грунт • Тепловая изоляция труб	• Повышение температуры перекачиваемого продукта • Путьевой подогрев потока	• Мониторинг пространственного положения • Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности

контакта нагрузка может передаваться на трубопровод через сжимаемый грунт засыпки [16]. Потенциальное воздействие ледовой экзарации на морской трубопровод является очень значительным, поэтому зачастую данный фактор является основным, по которому осуществляется проектирование защиты и прочностных свойств арктического трубопровода.

Техногенные факторы

Коррозия

Коррозионное разрушение металла является одной из основных причин эксплуатационных отказов в технике. Не являются исключением и морские трубопроводы, на которые оказывает влияние внутренняя и наружная коррозия.

Внутренняя коррозия морских трубопроводов обусловлена химическим взаимодействием металла труб с агрессивными компонентами перекачиваемой продукции. В результате этого взаимодействия происходит потеря металла, которая приводит к общему утонению стенки (при поверхностной коррозии) или образованию свищей (при точечной коррозии). Механизм наружной коррозии отличается тем, что в качестве агрессивной среды выступает морская вода, а также организмы при биологическом обрастании трубопровода.

Скорость описанных процессов бывает различной, и при неблагоприятных условиях коррозия может стать причиной нарушения герметичности трубопровода до окончания периода его эксплуатации. На воспрепятствование столь

ФАКТЫ

Коррозия

является одной из основных причин эксплуатационных отказов в технике

негативному развитию событий могут быть направлены решения, перечисленные в табл. 3 [7, 9].

Разрушение материала и оборудования

Отказы, связанные с разрушением материала и оборудования морского трубопровода, могут происходить как из-за повреждений, возникших во время эксплуатации, так и быть следствием развития строительных или производственных дефектов, которые не были выявлены до запуска объекта в эксплуатацию (табл. 4). Запорная арматура и другое оборудование, устанавливаемые на подводной части морского трубопровода, при недостаточном качестве исполнения также могут быть источниками локальных утечек перекачиваемого продукта [13].

Нарушение режимов эксплуатации

Нарушения технологического режима перекачки могут стать причиной интенсификации процессов разрушения материала стенок труб, а также вызвать повышение внутреннего давления среды. Это приводит к росту напряжений в стенке трубы,

ТАБЛИЦА 3. Классификация опасностей и барьеров безопасности, связанных с коррозией

Иницирующий фактор (тип)	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Внутренняя коррозия (общий)	Потеря металла	<ul style="list-style-type: none"> Внутреннее антикоррозионное покрытие Коррозионностойкие стали Увеличенная толщина стенки труб 	<ul style="list-style-type: none"> Ингибирование Удаление агрессивных компонентов из потока 	<ul style="list-style-type: none"> Мониторинг скорости коррозии Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности Периодическая диагностика
Наружная коррозия (общий)	Потеря металла	<ul style="list-style-type: none"> Наружное антикоррозионное покрытие Коррозионностойкие стали Увеличенная толщина стенки труб Электрохимическая защита 	—	<ul style="list-style-type: none"> Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт технических барьеров безопасности Периодическая диагностика

ТАБЛИЦА 4. Классификация опасностей и барьеров безопасности, связанных с разрушением материала или оборудования

Иницирующий фактор (тип)	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Производственные или строительные дефекты (общий)	Дефекты сварного шва и металла труб	—	<ul style="list-style-type: none"> Испытание перед приемкой 	<ul style="list-style-type: none"> Входной контроль материалов Контроль за соблюдением строительных норм и правил Периодическая диагностика
Негерметичность запорной арматуры и оборудования (общий)	Локальные утечки	—	<ul style="list-style-type: none"> Испытание оборудования перед установкой 	<ul style="list-style-type: none"> Минимизация количества запорной арматуры и оборудования на подводной части трубопровода Использование высококачественного оборудования

что может спровоцировать неконтролируемое развитие уже существующих производственных, строительных или эксплуатационных дефектов. Конкретные факторы, приводящие при неправильной эксплуатации к неконтролируемому росту внутреннего давления в трубопроводе, зависят от характера перекачиваемой среды (табл. 5) [1, 4, 10, 18].

Случайные воздействия

Основными источниками механических повреждений морских трубопроводов являются случайные воздействия при осуществлении хозяйственной деятельности (судоходства, рыболовства) в охранной зоне трубопровода.

Осуществление морских операций вблизи трассы морского трубопровода может являться причиной ударных нагрузок от падения различных предметов, столкновений с траловыми досками, которые способны вызвать дефекты геометрии (вмятина, овальность), поверхностные дефекты (риски, задиры), а также повреждение внешнего защитного покрытия, балластировки и т.д. При зацеплении трубопровода тралом или якорем возможно его отклонение от первоначальной трассы, что приводит к возникновению дополнительных напряжений от изгиба. Поэтому контроль за соблюдением запрета на постановку

ФАКТЫ

Механические повреждения

морских трубопроводов чаще всего случаются при осуществлении хозяйственной деятельности в охранной зоне трубопровода

на якорь и сброс рыболовецких тралов в охранной зоне является неотъемлемой частью системы обеспечения безопасности морского трубопровода.

Технические барьеры безопасности для защиты морского трубопровода от механических повреждений являются одинаковыми независимо от источников, их иницирующих, и уже были описаны в разделе о воздействии ледовой экзарации.

Обнаружение и устранение дефектов и отказов

Подход, основанный на исследовании иницирующих факторов и внесении в проект необходимых технических решений, сводящих к минимуму риск появления дефектов, является предпочтительным. Однако из-за того, что вероятность проявления и степень воздействия многих из описанных опасностей являются случайными величинами,

ТАБЛИЦА 5. Классификация опасностей и барьеров безопасности, связанных с неправильной эксплуатацией

Иницирующий фактор (тип)	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Вибрация (общий)	Усталостные трещины	<ul style="list-style-type: none"> Увеличенная толщина стенки труб 	<ul style="list-style-type: none"> Регулирование фазового состава потока 	<ul style="list-style-type: none"> Периодическая диагностика Периодический визуальный контроль
Образование эмульсий (общий)	Повышение давления	—	<ul style="list-style-type: none"> Использование демульгаторов Удаление воды из жидкой фазы (сепарация) Периодическая очистка механическими поршнями 	—
Эрозия (общий)	Потеря металла	<ul style="list-style-type: none"> Внутреннее защитное покрытие Износостойкие стали Увеличенная толщина стенки труб 	<ul style="list-style-type: none"> Уменьшение скорости потока Удаление механических примесей из потока 	<ul style="list-style-type: none"> Периодическая диагностика
Отложение парафинов (общий)	Повышение давления, полная остановка перекачки	<ul style="list-style-type: none"> Тепловая изоляция труб 	<ul style="list-style-type: none"> Периодическая очистка механическими поршнями Периодическая промывка горячей жидкостью Ингибирование Повышение температуры перекачиваемого продукта Путевой подогрев потока 	<ul style="list-style-type: none"> Мониторинг режима перекачки
Отложение газогидратов (общий)	Повышение давления, полная остановка перекачки	<ul style="list-style-type: none"> Тепловая изоляция труб 	<ul style="list-style-type: none"> Периодическая очистка механическими поршнями Разрушение пробок сбросом давления Ингибирование Повышение температуры перекачиваемого продукта Путевой подогрев потока Удаление воды из потока 	<ul style="list-style-type: none"> Мониторинг режима перекачки
Жидкостные пробки (общий)	Повышение давления, поступление жидких пробок на установки комплексной подготовки газа	<ul style="list-style-type: none"> Строительство пробкоуловителей 	<ul style="list-style-type: none"> Удаление жидкости из потока (сепарация) Разрушение пробок повышением расхода газа Периодический пропуск поршней Поддержание расхода газа выше критического уровня 	<ul style="list-style-type: none"> Мониторинг режима перекачки
Гидравлические удары (общий)	Резкое повышение давления	<ul style="list-style-type: none"> Применение труб большого диаметра Система защиты от гидроударов Увеличенная толщина стенки труб 	—	<ul style="list-style-type: none"> Контроль скорости открытия/закрытия запорной арматуры, запуска/остановки насосов

возможность повреждения трубопровода за период его эксплуатации не может быть полностью исключена. Также на столь продолжительном отрезке времени вполне вероятны отказы технических барьеров безопасности.

Поэтому при проектировании морского трубопровода должна быть разработана система организационно-управленческих барьеров безопасности, включающая проведение периодического внешнего осмотра, технического обслуживания и текущего ремонта технических барьеров безопасности, внутритрубной диагностики и мониторинга

ФАКТЫ

Оперативная мера

реагирования на обнаружение критических дефектов морского трубопровода – снижение внутреннего давления до безопасного уровня

пространственного положения для своевременного выявления дефектов, а также алгоритмы проведения ремонтных работ и устранения последствий аварий с учетом короткого межледового периода в Арктическом регионе.

Оперативной мерой реагирования на обнаружение критических дефектов морского трубопровода может являться снижение внутреннего давления

ТАБЛИЦА 6. Степень потери живучести трубопровода в соответствии с результатами воздействия иницирующего фактора

Состояние	Степень потери живучести	Результат воздействия иницирующего фактора
1 – неработоспособное	Полная	Разрушение трубопровода, требующие капитального ремонта, связанного с заменой участков труб. Остановка перекачки на длительное время
2 – временно неработоспособное	Сильная	Значительный ущерб, требующий текущего ремонта без замены участков труб. Требуется остановка перекачки до проведения ремонта
3 – работоспособное с ограничениями	Средняя	Ущерб, требующий текущего ремонта без замены участков труб. Требуется снижение производительности трубопровода до проведения ремонта
4 – работоспособное	Слабая	Инцидент, требующий дополнительной диагностики трубопровода и выполнения профилактических мероприятий. Снижение производительности не требуется
5 – исправное	Отсутствует	Трубопровод работает в штатном режиме

до безопасного уровня. Но при таком решении не обеспечивается заданная производительность трубопровода, поэтому оно может носить лишь временный характер до устранения дефекта одним из методов постоянного ремонта, к которым относятся: санация трубопровода с помощью полимерных рукавов, вырезка катушки, установка ремонтной муфты, установка хомута, шлифовка, заварка [13]. Ремонт осуществляется с подъемом трубопровода на судно или непосредственно на морском дне со спуском водолазов или дистанционно с применением телеуправляемых подводных аппаратов.

В случае если дефект не удалось вовремя обнаружить и устранить, и его развитие привело к отказу, связанному с нарушением герметичности трубопровода, от скорости выявления, локализации и устранения последствий утечки будет существенно зависеть уровень ущерба, нанесенный окружающей среде, и степень опасности, которой подвергнется персонал технологической платформы. Особую опасность для Арктического региона представляет разлив нефти в ледовый период, когда какие-либо операции по ликвидации аварий в их классическом понимании невозможны.

Одной из особенностей эксплуатации морских трубопроводов является сложность визуального обнаружения утечек на подводном участке. Применение систем контроля утечек, основанных на акустических, оптоволоконных, сенсорных и флуоресцентных методах, а также дифференциальном методе сведения баланса расходов, позволяет на ранней стадии выявить нарушение герметичности трубопровода и оперативно предпринять меры по локализации и ликвидации последствий аварии.

После обнаружения утечки дальнейшие действия должны производиться в соответствии с заранее утвержденным планом ликвидации последствий аварий, включающим указания по отключению поврежденного участка от подачи перекачиваемой среды (при больших утечках отсечение может происходить автоматически), организации ремонтных работ, сбору и утилизации продукта. Успех операции по ликвидации аварийного разлива в значительной мере зависит от степени

ФАКТЫ «Живучесть»

– понятие, используемое для оценки поведения технических систем в условиях экстремальных воздействий различных иницирующих факторов, которые приводят к возникновению аварийных ситуаций

готовности соответствующих сил и средств и профессионального уровня специалистов, отвечающих за организацию процесса. Данный барьер безопасности является последним на пути развития опасной ситуации, и от его эффективности зависит, будет ли иметь отказ катастрофические последствия или нет.

Как уже отмечалось, при эксплуатации трубопровода в ледовый период проведения каких-либо ремонтно-восстановительных работ по его трассе крайне ограничено. Поэтому возникшие в этот период дефекты и нарушения технологического режима из-за запроектных (экстремальных) нагрузок от воздействия перечисленных выше иницирующих факторов не могут быть устранены путем оперативного проведения ремонтно-восстановительных работ по аналогии с сухопутными месторождениями. В этом случае важно оценить возможность продления эксплуатации трубопровода до завершения ледового периода с учетом эффективности используемых барьеров безопасности. Фактически необходимо ответить на вопрос: достаточно ли действующих барьеров безопасности для локализации дефекта или отклонения от режима эксплуатации и предотвращения их перерастания в глобальную аварию? В последние годы для оценки поведения технических систем в условиях экстремальных воздействий различных иницирующих факторов, которые приводят к возникновению аварийных ситуаций, используют понятие живучести [14].

Вследствие высокого уровня неопределенности, связанной с типом и интенсивностью возможных экстремальных воздействий и вызываемых ими повреждений, мера живучести должна быть вероятностной, то есть определяться вероятностью сохранения трубопроводом заданных функциональных свойств φ при экстремальных воздействиях A_i [14]:

$$G = f(P[\varphi | A_i]). \quad (1)$$

В зависимости от интенсивности иницирующих факторов и эффективности работы систем обеспечения живучести (барьеров безопасности), трубопровод после воздействия иницирующего фактора в конечном счете может перейти в одно из возможных состояний (табл. 6).

Таким образом, данная характеристика трубопровода позволяет оценить его возможность противостоять экстремальным воздействиям, сохраняя при этом свою работоспособность в определенных пределах. Такой подход к оценке состояния подводного трубопровода, расположенного в акватории замерзающего моря, позволит более полно оценить его степень безопасности с учетом технического состояния, выбранных режимов эксплуатации, наличия иницирующих факторов и используемых барьеров безопасности.

Заключение

К настоящему времени в мире накоплен значительный опыт эксплуатации подводных трубопроводов. Большая часть этого опыта относится к трубопроводам, проложенным в незамерзающих акваториях Мирового океана. Его анализ показывает, что с учетом разработанных и внедренных барьеров безопасности, интенсивность аварий на морских трубопроводах постоянно сокращалась.

Начало эксплуатации трубопроводных систем на субарктическом и арктическом шельфах примерно на четверть расширило перечень иницирующих факторов, воздействию которых может быть подвержен морской трубопровод. Все выявленные факторы являются значимыми и могут стать причинами инцидентов и аварий. Также отмечено, что отличительной особенностью арктических морских трубопроводов является их почти полная автономность в ледовый период, когда невозможно реализовать оперативные мероприятия по ремонту или техническому обслуживанию.

Это накладывает особую ответственность на этап проектирования, на котором с учетом всех возможных иницирующих факторов должны быть определены эффективные барьеры безопасности, позволяющие обеспечить не только высокий уровень надежности трубопроводных систем, но и их живучесть [14], т.е. сохранение способности безопасно функционировать в условиях запроектных нагрузок. Учитывая случайный характер данных воздействий, целесообразно применять, наряду с детерминированными, и вероятностные методы анализа безопасности морских трубопроводов. Они позволяют производить углубленное качественное и количественное исследование живучести трубопроводных систем с учетом их

внутренних свойств и параметров окружающей среды, выявлять факторы, вносящие наибольший вклад в вероятность развития аварии, а также выполнять сравнение различных возможностей по уменьшению риска возникновения аварийных ситуаций. ●

Литература

1. Ахмадеев А.Г. Технологии очистки морских подводных трубопроводов при отсутствии возможности применения очистных устройств / А.Г. Ахмадеев, Т.К. Шон, Ф.Т. Винь // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 124–127.
2. Вальдман Н.А. Анализ риска и обеспечение безопасности при проведении морских операций и работ на шельфе / Н.А. Вальдман, Н.В. Жарких, Н.Л. Малайренко, Д.М. Яковлев. – СПб.: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2018. – 258 с.
3. Васильев Г.Г. Проблемы выбора методики оценки рисков при инвестиционном проектировании морских трубопроводов / Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов, А.Н. Лаврентьева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 108–110.
4. Воронков О. Оценка усталостной прочности подводных выкидных трубопроводов / О. Воронков, А. Мюллер, А. Ред, С. Гудвин // Offshore [Russia]. – 2015. – № 1 (7). – С. 64–68.
5. Голубин С.И. Оценка геологических опасностей при эксплуатационном мониторинге объектов морских месторождений шельфа острова Сахалин / С.И. Голубин, К.Н. Савельев, А.И. Новиков // Газовая промышленность. – 2019. – № 51 (782). – С. 30–35.
6. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, классификация, концепции / И.С. Жуков // Журнал Безопасность Труда в Промышленности. – 2017. – № 5. – С. 49–56.
7. Запелов Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запелов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситидинова // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 4 (36). – С. 79–86.
8. Захаров А.А. Оценка устойчивости магистрального газопровода на участке подводного перехода через Байдарскую губу при отрицательных температурах транспортируемого газа / А.А. Захаров, А.В. Крюков, С.Н. Булдович, В.З. Хилимонюк // Газовая промышленность. – 2014. – № 11 (714). – С. 95–100.
9. Кулиев М.М. Методика расчета защиты от коррозии магистральных морских подводных трубопроводов с использованием брассетных гальванических анодов / М.М. Кулиев, В.А. Салманлы // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 10. – С. 15–19.
10. Лаптева Т.И. Моделирование переходных процессов, происходящих в морском трубопроводе при перекачке углеводородов / Т.И. Лаптева // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4 (50). – С. 62–66.
11. Лаптева Т.И. Устойчивость морских трубопроводов, находящихся в донных грунтах, подверженных явлению разжижения / Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, Д.Х. Чумарин, Л.А. Копаева // Газовая промышленность. – 2011. – № 5 (661). – С. 98–101.
12. Лисанов М.В. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина, Е.А. Самусева // Oil and gas journal Russia. – 2010. – № 5 (39). – С. 48–53.
13. Мансуров М.Н. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа / М.Н. Мансуров, Т.И. Лаптева // Территория «Нефтегаз». – 2013. – № 6. – С. 72–80.
14. Махутов Н.А. Оценка живучести сложных технических систем / Н.А. Махутов, Д.О. Резников, В.П. Петров, В.И. Куксова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2009. – № 3. – С. 47–66.
15. Миронюк С.Г. Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования / С.Г. Миронюк // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2015. – № 2 (22). – С. 113–117.
16. Наумов М.А. Параметрический анализ воздействия ледовой экзарации на заглубленный трубопровод / М.А. Наумов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – № 3 (14). – С. 141–149.
17. Онищенко Д.А. Вероятностный подход к оценке интенсивности ледовой экзарации в районе трасс морских трубопроводов / Д.А. Онищенко // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – № 3 (14). – С. 150–157.
18. Сулейманов В.А. Определение области безопасной эксплуатации при транспортировке многофазного флюида по протяженному морскому трубопроводу / В.А. Сулейманов, Н.А. Бузников // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 2 (34). – С. 44–50.
19. Харченко Ю.А. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 2: Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике / Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 296 с.

KEYWORDS: arctic shelf, subsea pipelines, hazards, safety barriers, hazard identification, survivability.

ДОСТУПНЫЕ СЕГОДНЯ ТЕХНОЛОГИИ хранения и транспортировки водорода



РАСПОРЯЖЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ОТ 5 АВГУСТА 2021 Г. № 2162-П «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РФ» ЗАДАЕТ УРОВЕНЬ ЭКСПОРТА ВОДОРОДА ДО 0,2 МЛН ТОНН В 2024 ГОДУ, 2–12 МЛН ТОНН В 2035 ГОДУ И 15–50 МЛН ТОНН В 2050 ГОДУ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ЛУЧШИЕ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА

DECREE OF THE GOVERNMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION OF AUGUST 5, 2021 NO.2162-P "ON APPROVAL OF THE CONCEPT FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROGEN ENERGY IN THE RUSSIAN FEDERATION" SETS THE LEVEL OF HYDROGEN EXPORT TO 0.2 MILLION TONS IN 2024, 2–12 MILLION TONS IN 2035 AND 15–50 MILLION TONS IN 2050. THE ARTICLE DESCRIBES THE BEST METHODS OF TRANSPORTATION AND STORAGE OF HYDROGEN OF TODAY

Ключевые слова: водород, транспортировка и хранение, сжиженный газ, грузосодержащие системы, морские и наземные сооружения.

Шамрай Феликс Анатольевич

директор центра инновационных арктических технологий, Санкт-Петербургский Государственный морской технический университет

Участие университета в проектировании газозова позволило сформировать колоборацию, способную к проектированию, комплектации, строительству, сертификации комплектов грузосодержащих систем сжиженных газов (включая водород) промышленного тоннажа для судов, морских или наземных сооружений. Автор данной статьи не касается перспективных технологий металлгидридного, капиллярного или адсорбционного

хранения водорода, а рассматривает лишь доступные на сегодняшний день технологии.

Первоначально мы проанализировали основные виды топлива (см. таблицу 1). Представленные данные приводят нас к ряду выводов:

Вывод 1 – интегральный КПД энергосистемы на водороде в 2–2,5 раза выше, чем у энергосистем на традиционных видах топлива (уголь, газ).

УДК 621.6

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Потребление	H ₂ 1000 атм.	H ₂ сжиженный	СПГ	Солярка	Уголь
Энергоемкость, кВт·ч/кг (1 МДж = 0,267 кВт·ч)	37,4	37,4	15,4	11,4	9,3
Энергозатраты подготовки к логистике, кВт·ч/кг	3	12	0,4	–	–
КПД получение электроэнергии, % (за вычетом 10% на логистику топлива* и еще 10% логистику электроэнергии**)	*75%	*75%	**25%	*35%	**25%
Баланс потребителя, кВт·ч на преобразованный 1 кг топлива	25,8	19,0	3,7	4,0	2,3
КПД энергосистемы, %	69%	51%	24%	35%	25%
Логистика	H ₂ 1000 атм.	H ₂ сжиженный	СПГ	Солярка	Уголь
Плотность, кг/м ³	50	71	450	860	1350
~Объем топлива, м ³ для получения потребителем 1000 кВт·ч	0,78	0,74	0,6	0,29	0,32
Выброс CO ₂	H ₂ 1000 атм.	H ₂ сжиженный	СПГ	Солярка	Уголь
Выбросы CO ₂ , т при получении потребителем 1000 кВт·ч электроэнергии	0	0	0,69 т	0,78 т	0,99 т

Получение 1 кг H₂ требует 4 кг метана. Получение 1 кг H₂ пиролизом требует ~18,4 МДж. Теплотворная способность водорода ~121 МДж/кг. КПД прямого преобразования водорода в электричество в топливном элементе ~85%. Энергоэффект H₂: (121 – 18,4) × 0,85 = 87,2 МДж.

При простом сжигании 4 кг метана (ровно столько метана надо для получения 1 кг H₂) теплотворная способность метана ~63 МДж/кг, интегральный КПД энергосистемы по преобразованию в электроэнергию ~24%, энергетический эффект CH₄: 63 × 4 × 0,24 = 60,5 МДж.

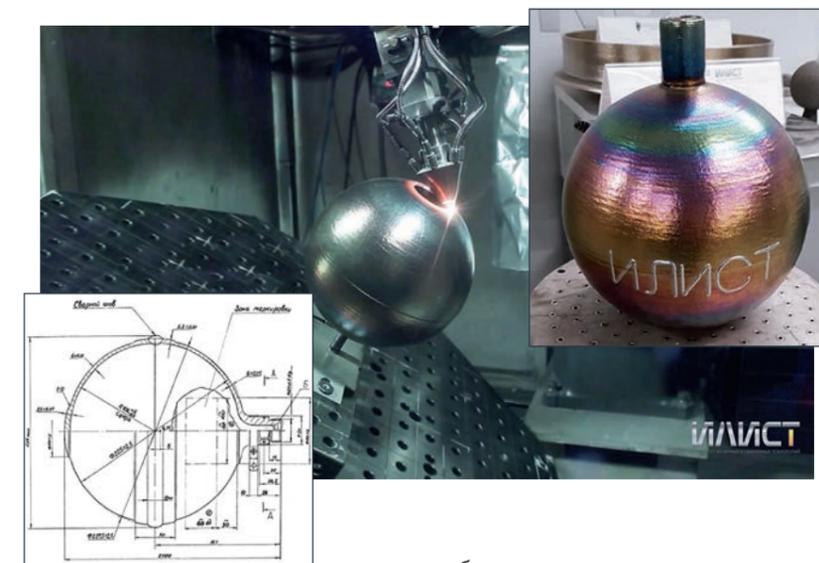
Вывод 2 – получить водород из природного газа и преобразовать в топливном элементе в электричество несоизмеримо выгоднее, чем сжечь природный газ в турбине или паровом котле.

Вывод 3 – логистика сжиженного водорода (по объемам поставки в м³) всего на ~25% уступает логистике СПГ. Важно для экспорта/импорта.

Вывод 4 – все конечные потребители, для которых можно создать сосуд на 1000 атм., будут пользоваться сжиженным водородом. Экономически это наилучшее решение.

В СПБГМТУ (ИЛИСТ) уже освоены титановые сосуды (рис. 1) на давление 500 Bar. Нет никаких принципиальных технических

РИС. 1. Аддитивные сосуды высокого давления для водорода



препятствий (есть решения по защите от водородного охрупчивания) для выращивания сосудов любого необходимого размера на давление 1000 Bar. Например, такой сосуд на 80 литров может накопить энергию ~1000 МДж. Электромобиль с топливной ячейкой на такой заправке уедет на ~800 км. А с рекуперацией энергии – на 1200 км.

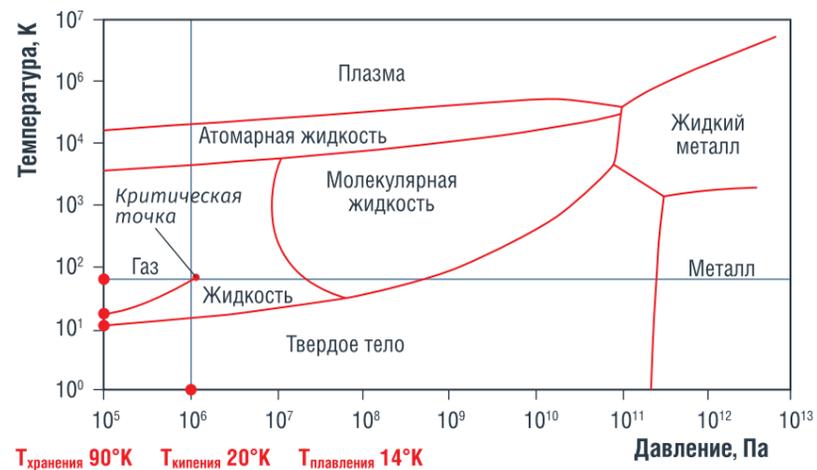
Вывод 5 – сосуды под давлением на 1000 Bar технологически и экономически доступны уже сегодня.

Что касается сжиженного водорода, то необходимо

обратить внимание на диаграмму его состояний (рис. 2). [1] Удержаться в жидкой фазе на очень узком диапазоне 6 градусов (при атмосферном давлении) – очень неудобная, очень дорогая технологическая задача. Удержаться в жидкой фазе на диапазоне 70 градусов (при давлении ~10 атм.) – рутина. При этом давлении температура закипания жидкого водорода ~180 °С, а это технологически отработанная область СПГ.

СПБГМТУ (Корабелка) обладает необходимым научно-техническим заделом и компетенциями для проектирования емкостей хранения сжиженного водорода под давлением 1 Мпа.

РИС. 2. Диаграмма состояния водорода



Вывод 6 – инфраструктура получения СПГ и его экспорта морскими перевозками близка к тем же операциям со сжиженным водородом.

Такие емкости (вкладные водородные танки типа В, рис. 3) [2] могут устанавливаться на суда для

РИС. 3. Криогенные емкости Корабелки



хранения газа как топлива; на суда-бункеровщики, на газозовы для коммерческих перевозок больших объемов сжиженного водорода.

Для локальных стационарных объектов с потребляемой мощностью до 2 МВт протягивать

РИС. 4. Большие емкости для хранения водорода



водородопроводы, на наш взгляд, слишком капиталоемко. Проще подвозить цистернами и выгружать в наши стационарные емкости малого и среднего размера.

Большие стационарные емкости могут потребоваться промышленным потребителям водорода с неравномерной энергетической потребностью как буферные хранилища, чтобы не питать технологические процессы прямо из водородопровода.

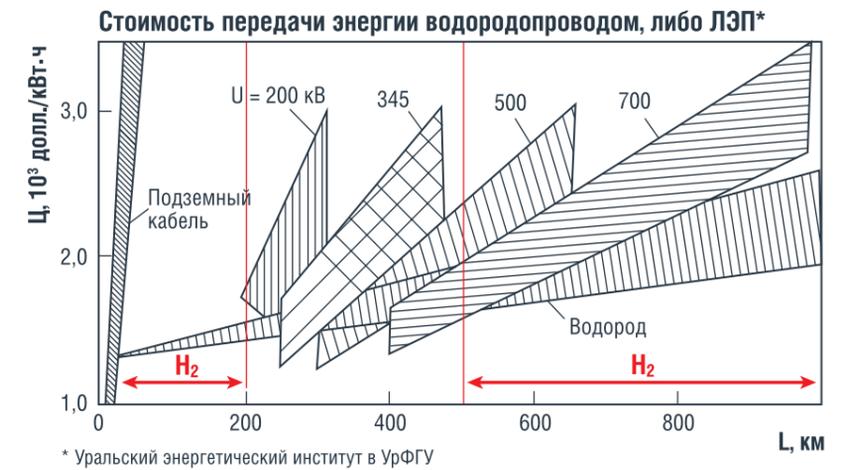
Вывод 7 – крупнотоннажные емкости (для жидкого водорода) наземного и морского использования технологически и экономически доступны уже сейчас.

Еще большие хранилища водорода требуются для организации его системных запасов в масштабах региональных и национальных энергосистем. Эти задачи обеспечиваются подземными хранилищами, прежде всего соляными, которыми успешно занимается ООО «Кекстон» (рис. 5) [3].

РИС. 5. Организация хранилища водорода в каверне соляного пласта



РИС. 6. Сравнение стоимости трансферта энергии различными способами



Вывод 8 – мы уже сегодня обладаем технологической готовностью для коммерчески оправданного хранения водорода в любых объемах.

Как поставлять водород на рынок? Перевозка водорода трейлерами освоена. Ранее нами показано, что транспортировка сжиженного водорода морем технологически доступна уже сегодня. Из рисунка 6 [4] видно, что на расстояниях до 200 км и свыше 500 км водородные трубопроводы эффективнее электрических сетей, в иных случаях сопоставимы. Это обозначает их высокую перспективность для наземной крупнотоннажной транспортировки.

Вывод 9 – трубопроводный транспорт водорода эффективен.

Интересно посмотреть на возможности подземного хранения в России и в ЕС в сочетании с возможностями транспортировки. Это предопределяет схемы и технологии крупнотоннажной логистики водорода.

На рисунке 7 [5] представлены регионы РФ с наличием соляных пластов, пригодных для (системного или стратегического) хранения водорода, и окружности с R-700 км для трубопроводного охвата. Видно, что геологические условия позволяют России реализовать сухопутную водородную энергосистему практически на всех территориях с интенсивной экономической деятельностью.

РИС. 7. Зоны соляных пластов в России



Дальний Восток может быть обеспечен технологиями морской доставки.

Интересными представляются районы Краснодарского края (для экспорта водорода в Турцию) и Калининграда, который может стать хабом поставок H₂ в ЕС, причем и для трубопроводного, и для морского экспорта.

На рисунке 8 [6] обозначены треугольниками регионы ЕС с наличием соляных пластов, пригодных для (системного или стратегического) хранения водорода, и окружности с R-700 км для трубопроводного охвата. Большинство соляных пластов Европы находится на Северо-Востоке Германии. Она геологическими условиями предопределена стать

водородным сердцем Европейского союза. Именно туда, морем или по трубопроводу, можно поставлять водород из России.

Вывод 10 – геологический природный фактор делает Германию главным водородным хабом ЕС и нашим главным импортером H₂ из Европы.

Наша страна ориентирована на экспорт. Экспорт водорода станет драйвером водородных технологий для Российской Федерации.

Вывод 11 – геологические условия РФ и ЕС позволяют осуществлять большой масштаб экспортно-импортных операций водорода между ними.

На технологии логистики водорода сильное влияние оказывает способ его получения.

РИС. 8. Соляные пласты в ЕС. Водородное видение для Европы (блог компании Toyota)



Ниже, на рисунке 9, представлена информация о различных способах получения водорода.

Хуже всех выглядит паровой риформинг метана. Дело в том, что необходимо учитывать энергию не только на получение водорода, но и на утилизацию углекислого газа, который данная технология генерирует – 9 кг CO₂ на каждый килограмм водорода!

Вывод 12 – паровой риформинг вовсе не лучшая технология. Пиролиз намного эффективнее. В Томском политехническом университете работает промышленный демонстратор технологии получения водорода из природного газа пиролизом.

Вывод 13 – пиролиз на порядок эффективнее электролиза. Чистую энергию ГЭС и АЭС в 10 раз

эффективнее тратить на пиролиз метана, чем на электролиз воды.

Наилучшая эффективность пиролиза предлагает нам следующие технологические схемы:

- АЭС или ГЭС на суточном или сезонном профиците мощности дают безуглеродную энергию, которая направляется на пиролиз природного газа. Полученный водород доставляется потребителям или экспортируется.
- В тех регионах мира, которые экономически недоступны для российского трубопроводного транспорта (водород можно поставлять и в чистом виде, и по трубопроводам природного газа, и по нефтепроводам), экспорт водорода можно осуществлять (в нейтральных водах ПАЭС + СПГ => пиролиз => H₂) на берег по трубопроводу.
- Крупнотоннажное производство СПГ модернизируется на схему: ветропарк – пиролиз природного газа – сжижение водорода – экспорт морем.

Вывод 14 – с точки зрения логистики экспорт водорода технологически доступен России уже сегодня.

Полученные в исследовании выводы мы распространили на Санкт-Петербург. На рисунке 10 результат нашего анализа создания в Санкт-Петербурге водородной инфраструктуры. Безуглеродная энергия доступна городу из АЭС СЗФО, магистральный природный газ проходит по Ленинградской области, значит, доступен и водород.

РИС. 9. Инфографика различных способов получения водорода

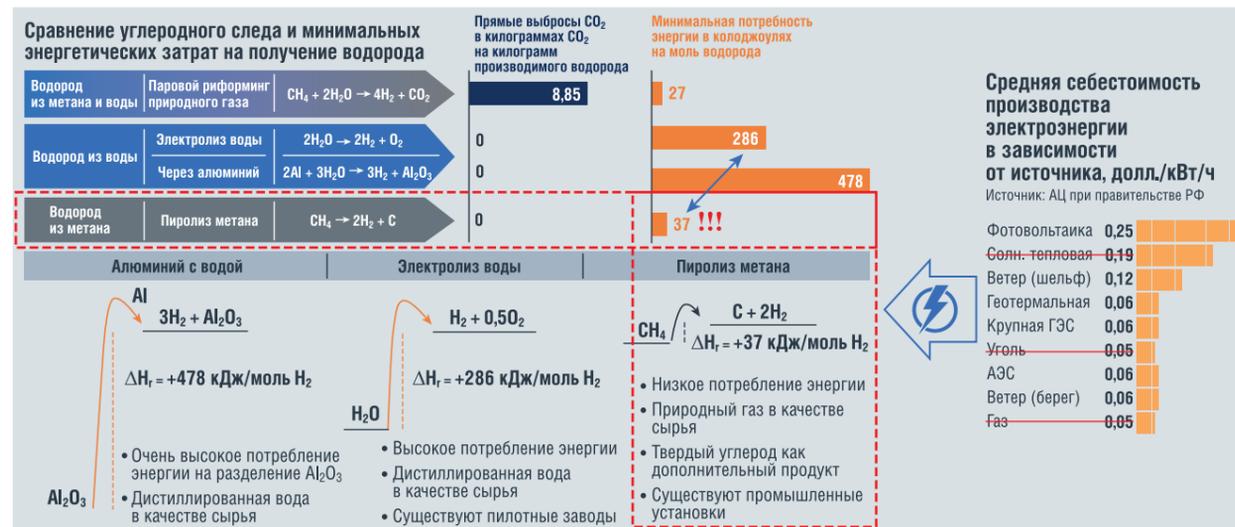


РИС. 10. Оценка Санкт-Петербурга как «водородного города»

Транспортный вид	Количество	Текущий расход топлива в Санкт-Петербурге, млн ГДж/год	Иконка	Потребность в H ₂ , млрд куб. м/год	Переход Санкт-Петербурга на H ₂ с учетом КПД ЭХГ, млрд куб. м/год
Грузовые автомобили	3		🚚	0,1	
Маломерный флот	8		🚢	0,3	
Автобусы	37		🚌	1,2	
Котельные (доля 10% от ТЭЦ)	48		🏭	1,6	
Легковые автомобили	109		🚗	3,5	
ТЭЦ		480	🏭	15,6	

РИС. 11. Элементы водородной инфраструктуры

Иконка	Доступные решения	Иконка	Доступные решения
🚚	Емкость для СПГ 40–160 м ³ Емкость для H ₂ – 200–800 м ³	🚢	Газовозы и бункеровщики сжиженного водорода 1000–172 000 м ³
🚗	Емкость для СПГ 40–160 м ³ Емкость для H ₂ – 200–800 м ³	🏭	Емкость для СПГ 40–160 м ³ Емкость для H ₂ – 200–800 м ³ Либо трубопровод H ₂
🚌	Емкость для СПГ 40–160 м ³ Емкость для H ₂ – 200–800 м ³	🏭	Подземные каверны Буферные емкость 1600 м ³ Трубопровод H ₂

Мы оценили различные группы потенциальных потребителей водорода по объемам его будущего потребления и пришли к выводу, что начинать надо с автобусных парков, которые принадлежат городу. Наличие одного владельца создает возможность пилотного автобусного проекта. Он подтянет водородную инфраструктуру и можно будет переводить на водород многочисленные локальные котельные Санкт-Петербурга, которые сейчас работают на природном газе. Их работа на водороде даст и электричество и тепло. Еще более разовьется инфраструктура. Переход других технических групп на водород будет предопределен выгодностью его использования.

Проведенный анализ позволил нам предположить параметры элементов водородной инфраструктуры (рис. 11). Заправки для всех видов транспорта действуют по схеме СПГ – пиролиз – водород либо обеспечиваются сжиженным водородом (вопрос экономики).

Речные суда бункеруются H₂ в Финском заливе, как сжатым водородом маломерные, так и сжиженным более крупные (вопрос экономики). Котельные преобразовываются в водородные мини-ТЭЦ и обеспечиваются по схеме СПГ – пиролиз – водород – топливные ячейки. Хранить большие объемы сжиженного водорода, необходимого таким энергопунктам, невыгодно. Стало примерно понятно, каким потребителям какие емкости потребуются. Промышленные потребители энергии постепенно переходят от централизованной схемы электроснабжения к водородным мини-ТЭЦ. Их обеспечение водородом может осуществляться по трубопроводам предприятий.

В нашем исследовании мы рассмотрели вопросы логистики водорода с различных ракурсов и пришли к выводу:

Вывод 15 – сегодня в РФ нет никаких технологических ограничений или препятствий

для организации хранения и транспортировки водорода в любых количествах, как внутренним потребителям, так и на экспорт.

Представленные оценки являются значимой и достоверной гипотезой, но в рамках конкретных проектов требуется их детальная технико-экономическая проработка. ●

Литература

1. <https://chem.ru/vodorod.html> (дата обращения: 20.09.2021 г.).
2. <https://ntmarine.com/portfolio-items/saga-dawn/> (дата обращения: 18.09.2021 г.).
3. <https://www.industr.com/de/windgas-in-salzkaavernen-speichern-1584897> (дата обращения: 25.10.2021 г.).
4. https://m.studme.org/152658/tehnika/hranenie_gazobraznogo_vodoroda (дата обращения: 25.10.2021 г.).
5. <https://2cad.ru/blog/minerals/dobycha-soli-v-rossii/> (дата обращения: 01.10.2021 г.).
6. https://aftershock.news/?q=node/905425&page=1&ignore_collapse=1 (дата обращения: 01.10.2021 г.).

KEYWORDS: hydrogen, transportation and storage, liquefied gas, cargo-containing systems, marine and land structures.

НОВЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ФОРМИРУЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАЗРАБОТКЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ФОРМИРУЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ. НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА НАУЧНО-ЛИТЕРАТУРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПЕРЕЧИСЛЕНЫ КРИТЕРИИ, НА КОТОРЫЕ ОРИЕНТИРОВАЛИСЬ СПЕЦИАЛИСТЫ В РАЗЛИЧНЫЕ ПЕРИОДЫ ВРЕМЕНИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЦЕПТУР РАСТВОРОВ, ОБЛАДАЮЩИХ ПОВЫШЕННОЙ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СПОСОБНОСТЬЮ. В КАЧЕСТВЕ ПАРАМЕТРА, ХАРАКТЕРИЗУЮЩЕГО ТАМПОНИРУЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ, ПРЕДЛОЖЕН КОЭФФИЦИЕНТ ФИЛЬТРАЦИИ, РАВНЫЙ ОТНОШЕНИЮ РАСХОДА ГАЗА ЧЕРЕЗ ФОРМИРУЮЩЕЕСЯ ЦЕМЕНТНОЕ ТЕСТО К ДАВЛЕНИЮ НА ВХОДЕ В РАБОЧИЙ ЦИЛИНДР. ПОКАЗАНЫ УСЛОВИЯ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО СОБЛЮДАТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ. ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОЦЕНКИ КРИТИЧЕСКОГО МОМЕНТА ВРЕМЕНИ, КОТОРЫЙ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ТЕМ, ЧТО УСАДОЧНАЯ ВЯЖУЩАЯ СИСТЕМА ЗАКАНЧИВАЕТ ОТСЛАИВАТЬСЯ ОТ ОГРАНИЧИВАЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ, ЧТО ПРИВОДИТ К УХУДШЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ НА КОНТАКТЕ ЦЕМЕНТА С ВНЕШНЕЙ СТЕНКОЙ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR MEASURING THE PLUGGING ABILITY OF THE FORMING CEMENT STONE. BASED ON THE ANALYSIS OF SCIENTIFIC AND LITERARY MATERIALS, THE PARAMETERS THAT WERE RECOMMENDED FOR USE TO ASSESS THE PLUGGING ABILITY OF THE FORMING CEMENT STONE ARE LISTED. A FILTRATION COEFFICIENT EQUAL TO THE RATIO OF THE GAS FLOW THROUGH THE FORMING CEMENT DOUGH TO THE PRESSURE AT THE INLET TO THE WORKING CYLINDER IS PROPOSED AS A PARAMETER CHARACTERIZING THE PLUGGING ABILITY. THE CONDITIONS THAT MUST BE OBSERVED WHEN CONDUCTING COMPARATIVE LABORATORY TESTS ARE SHOWN. A NEW APPROACH IS PROPOSED TO ASSESS THE CRITICAL MOMENT OF TIME, WHICH IS CHARACTERIZED BY THE FACT THAT THE SHRINKAGE SYSTEM FINISHES PEELING OFF FROM THE BOUNDING SURFACE, WHICH LEADS TO A DETERIORATION IN THE TIGHTNESS OF THE CONTACT OF THE CEMENT STONE WITH THE BOUNDING SURFACE

Ключевые слова: тампонажные растворы, тампонирующая способность, гидростатическое взвешивание, переходный период, миграция пластового флюида.

Храбров Вадим Александрович

ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина аспирант

Шуть Константин Федорович

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, к.т.н.

Миграция пластового флюида в кольцевом пространстве является серьезной проблемой при строительстве и эксплуатации скважин. Проблемы, связанные с герметичностью крепи скважины, обостряются из-за стремительного увеличения количества наклонно-направленных и горизонтальных скважин. По данным [1], количество горизонтальных скважин от общего количества новых эксплуатационных скважин за период с 2013 по 2018 годы выросло с 20 до 43%. При этом доля скважин с серьезными нарушениями герметичности, значимыми для производственных показателей, может составлять от 40 до 80% от общего фонда скважин [1].

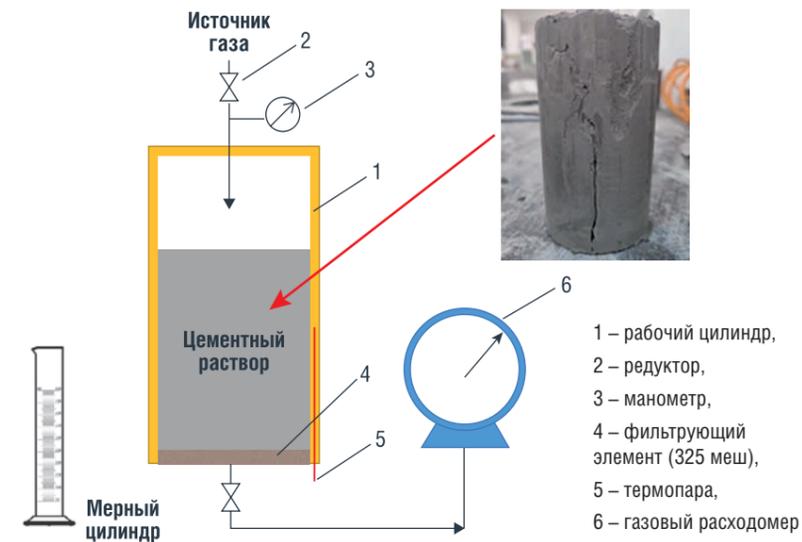
Миграция пластового флюида по зацементированному кольцевому пространству может наблюдаться непосредственно при закачке тампонажного раствора в

кольцевое пространство, при формировании цементного камня (переходный период из жидкого состояния в твердое), в долгосрочном периоде после схватывания цементного теста. В каждом из перечисленных периодов различные причины возникновения негерметичности крепи скважины.

Начиная с 70-х годов прошлого века активно разрабатывались испытательные стенды для оценки способности формирующегося цементного камня сопротивляться проникновению пластового флюида. В работе [2] авторами рассмотрены различные методы определения тампонирующей способности цементных растворов. Необходимо отметить, что сегодня отсутствует стандарт, общепринятая методика, направленные на определение способности цементного раствора контролировать миграцию пластового флюида.

УДК 622.245.422

РИС. 1. Испытательный стенд для определения коэффициента фильтрации формирующегося цементного камня



В настоящее время также отсутствует единый параметр, который однозначно бы характеризовал тампонирующую способность цементных растворов. Отечественными учеными в качестве такого параметра предлагается использовать:

- проницаемость столба тампонажного раствора в различные периоды времени после оставления его в покое [3–4];
- максимальный относительный перепад пластовых давлений (Км), при котором отсутствуют перетоки жидкости через столб тампонажного раствора [5–6];
- максимальный коэффициент аномальности пластового давления (Ка), при котором отсутствуют перетоки жидкости через столб тампонажного раствора [7–9];
- показатель начала фильтрации (f), который соответствует величине снижения порового давления [10–11].

Оценка перечисленных параметров весьма затруднительна, поскольку требует проведения многочисленных лабораторных испытаний с разными пластовыми давлениями.

Иностранцы ученые акцентируют внимание на таких параметрах, как:

- характер изменения порового давления тампонажного раствора во времени [12–23];
- газопроницаемость цементного геля в процессе гидратации [13–20, 24–25];

- величина снижения объема цементного геля в процессе гидратации [22].

На сегодняшний день не установлена четкая связь между перечисленными параметрами и тампонирующей способностью, а величина газопроницаемости в случае несформированного цементного камня сильно зависит от создаваемого перепада давления.

Настоящая работа посвящена разработке методики оценки тампонирующей способности формирующегося цементного камня с использованием стандартного оборудования, которое применяется при проектировании рецептур тампонажных растворов, с той целью, чтобы разработанный подход получил широкое распространение без значительных материальных вложений.

ТАБЛИЦА 1

№ п/п	Интервал времени*		Фильтратоотдача цементного раствора		С, м³/(ч·МПа)
	в покое, мин	общее время после приготовления, мин	V, мл	время сбора фильтрата, мин	при давлении на входе 3,4 атм
1	0	0	78	3,03	1,492
2	30	70	34	1,67	3,470
3	55	95	16	1,25	3,597
4	75	115	3	0,37	3,714
5	120	160	0	–	0,281

* Кондиционирование растворов в течение 40 минут при температуре 25 °С. Статическая температура равнялась 35 °С

Коэффициент фильтрации

Определение коэффициента проницаемости столба цементного теста затруднительно из-за сложности оценки влияния капиллярной жидкости в структуре формирующегося цементного камня. В качестве параметра, характеризующего тампонирующую способность, предложен коэффициент фильтрации (С), равный отношению расхода газа (Q) через формирующееся цементное тесто к давлению на входе в рабочий цилиндр (P):

$$C = \frac{Q}{P} \quad (1)$$

Из выражения (1) видно, что чем меньше расход газа на выходе из рабочего цилиндра при фиксированном давлении на входе, тем меньше расчетное значение коэффициента фильтрации. Исследуемый состав будет обладать лучшей тампонирующей способностью при меньшем значении коэффициента фильтрации при равных условиях сравнительных испытаний.

На значение коэффициента фильтрации оказывают влияние герметичность контакта формирующегося камня с ограничивающей поверхностью и герметичность формирующейся структуры цементного камня. Поскольку коэффициент фильтрации не учитывает габариты рабочего цилиндра, материал, способ обработки поверхности рабочего цилиндра и объем исследуемой жидкости, то именно эти параметры необходимо фиксировать при проведении сравнительных испытаний. Схема испытательного стенда показана на рисунке 1.

РИС. 2. Поверхность образца в рабочем цилиндре после 30 минут выдержки в покое



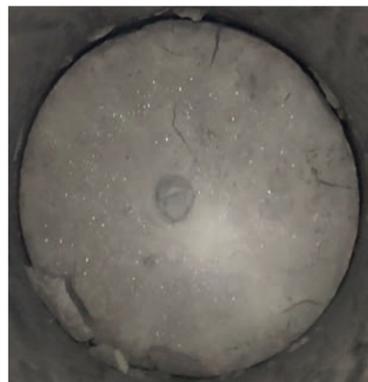
Результаты определения коэффициента фильтрации цементного раствора плотностью 1900 кг/м³: 100% ПЦТ-I-G + 3% CaCl₂ (пвц) представлены в таблице 1.

Из представленных данных видно, что в момент времени после приготовления цементного раствора наблюдается максимальное отфильтровывание жидкости затворения. При этом на выходе мы получаем уплотненную цементную корку, которая снижает коэффициент фильтрации, что может создавать дополнительную погрешность, связанную с кольматацией фильтрующего элемента.

При выдержке цементного раствора в течение 30 минут зафиксирован разрыв слабой, несформировавшейся структуры цементного теста (рисунок 2). Больше половины жидкости затворения оказалась связанной. Данный момент времени нельзя считать критическим, несмотря на разрыв слабой, несформировавшейся структуры, поскольку поровое давление, создаваемое столбом цементного раствора, в данном случае из-за наличия несвязанной жидкости не будет снижаться до своего минимального значения.

Проведенные испытания показали, что для базового состава наиболее опасный (критический) момент возникает при времени выдержки цементного теста в покое в течение 75 минут, при котором коэффициент фильтрации достигает своего максимального значения. В данный момент времени наблюдается отслоение цементного теста от внешней стенки, что связано

РИС. 3. Поверхность образца в рабочем цилиндре после 75 минут выдержки в покое



с химической усадкой формирующегося цементного камня. На рисунке 3 видны зазоры по периметру образца в рабочем цилиндре.

Поскольку проведение многочисленных испытаний для определения критического момента времени исследуемого состава, при котором коэффициент фильтрации достигает своего максимального значения, затрунительно, была поставлена задача поиска альтернативного метода определения критического момента времени.

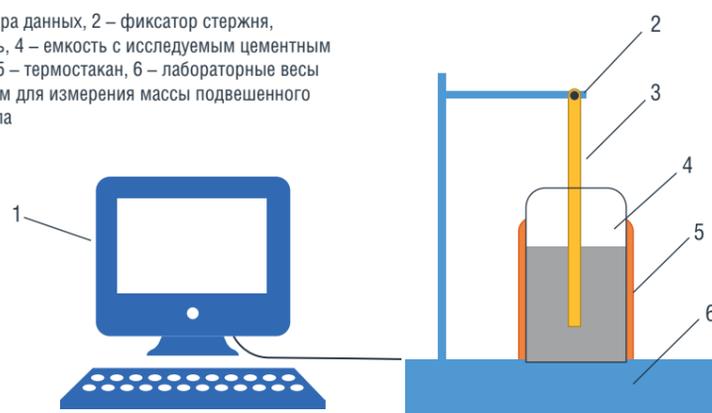
Критический момент времени

Для относительно быстрой оценки критического момента времени был предложен метод гидростатического взвешивания, описанный авторами в работе [26].

Во время ожидания затвердевания цемента наблюдается увеличение

РИС. 4. Схема весов в сборе для определения изменения веса твердого тела, погруженного в цементную суспензию, методом гидростатического взвешивания

1 – блок сбора данных, 2 – фиксатор стержня, 3 – стержень, 4 – емкость с исследуемым цементным раствором, 5 – термостакан, 6 – лабораторные весы с комплектом для измерения массы подвешенного твердого тела



веса обсадной колонны, которое фиксируется по величине нагрузки на крюке. Данное явление ряд авторов связывают с температурными колебаниями по глубине скважины, с оседанием твердой фазы цементного раствора, с уменьшением величины выталкивающей силы при гидратации вяжущего материала.

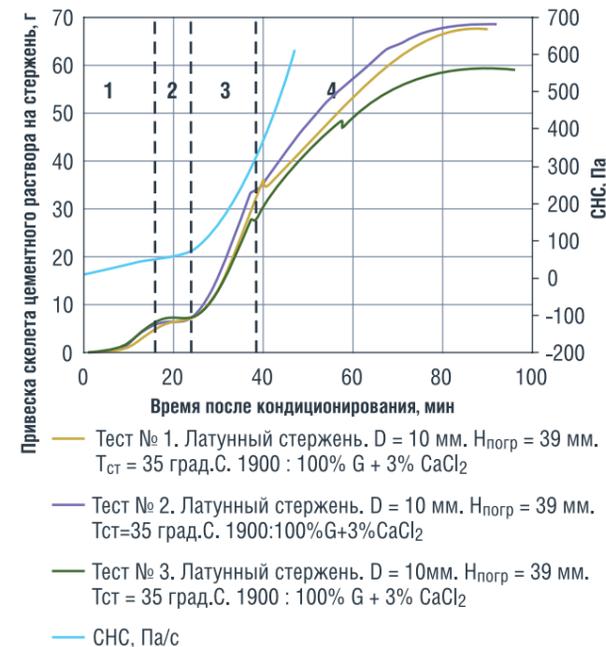
Изучение характера изменения веса стержня в твердеющем цементном растворе осуществлялось с помощью установки, представленной на рисунке 4.

На рисунках 5 и 6 представлены кривые изменения привески скелета цементного раствора на стержень и скорости роста привески, полученные для цементного раствора базовой рецептуры плотностью 1900 кг/м³: 100% ПЦТ-I-G + 3% CaCl₂ (концентрации добавок указаны по весу цемента, пвц). Цементный раствор кондиционировался в течение 40 минут при циркуляционной температуре 25°C, статическая температура равнялась 35°C).

Результаты трех испытаний показали хорошую повторяемость как по характеру изменения привески скелета цементного раствора, так и по скорости роста привески.

Изучено влияние статической температуры, материала и формы твердого тела, обработки поверхности твердого тела, площади контакта твердого тела с формирующимся цементным камнем, обработки поверхности вмещающего стакана, наличия столба свободной жидкости над формирующимся цементным

РИС. 5. Изменение привески скелета цементного раствора на стержень (тест на повторяемость)



камнем на характер изменения привески скелета цементного раствора на стержень.

По результатам экспериментальных данных предложена вербальная модель изменения веса твердого тела в формирующемся цементном камне. Впервые выделены интервалы времени, характеризующие физико-химические процессы гидратации вяжущего материала.

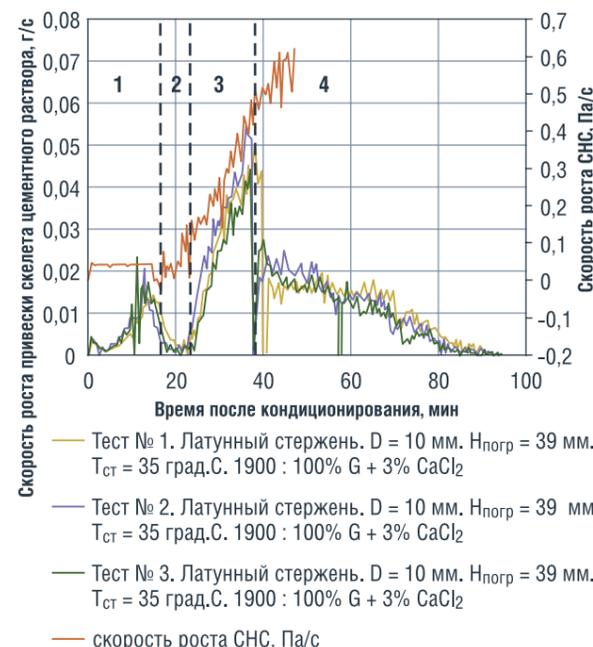
Интервал 1 (начальный рост веса твердого тела) связан с трением твердой фазы цементной суспензии при уменьшении внешнего объема последней в вертикальной плоскости из-за гидратации вяжущего материала.

Интервал 2 (стабилизация веса твердого тела) связан с прекращением изменения внешнего объема суспензии в связи с началом стадии активного роста прочности формирующегося цементного теста.

Интервал 3 (активный рост веса твердого тела) связан с развитием капиллярного давления в межзерновом пространстве. В данный интервал времени происходит втягивание объема цементного теста в вертикальной плоскости.

Интервал 4 (снижение скорости роста веса твердого тела) связан с химической усадкой в связи с продолжающимся развитием

РИС. 6. Изменение скорости роста привески скелета цементного раствора на стержень (тест на повторяемость)



капиллярного давления. В данный момент времени происходит отслоение цементного теста от внешней стенки, цементный камень при этом разгружается на поверхность помещенного внутрь объема твердого тела. Объем цементного теста уменьшается как в вертикальной, так и горизонтальной плоскостях. При наличии сверху цементной суспензии столба воды или при водоотделении отмечено отсутствие прироста веса твердого тела в

интервалах времени 3 и 4, что может говорить о слабом контакте формирующегося цементного теста-камня с поверхностью помещенного внутрь объема твердого тела или об отсутствии контакта. Наличие свободной жидкости сверху стакана не повлияло на характер изменения веса твердого тела на первом интервале времени. Данное явление было связано с проникновением жидкости по поверхности твердого тела на этапе развития капиллярного давления (рисунок 8).

РИС. 7. Схема процессов, оказывающих влияние на изменение веса твердого тела в формирующемся цементном камне при отсутствии столба воды над цементным тестом



РИС. 8. Схема процессов, оказывающих влияние на изменение веса твердого тела в формирующемся цементном камне при наличии столба воды над цементным тестом



Конец интервала 4 на кривой изменения привески скелета цементного раствора на поверхности твердого тела или изменения скорости роста привески скелета предложено считать критическим моментом времени, поскольку, как было сказано ранее, интервал 4 характеризует начало и конец отслоения формирующегося цементного камня от внешней стенки, что приводит к снижению герметичности по контакту с ограничивающей поверхностью.

Полученные результаты согласуются с прямыми испытаниями по определению критического момента времени с помощью испытательного стенда для определения коэффициента фильтрации формирующегося цементного камня (рисунок 1, таблица 1).

Заключение

Таким образом, методика определения тампонирующей способности формирующегося цементного камня состоит из следующих этапов. На первом этапе определяется критический момент времени по кривой изменения привески скелета цементного раствора на поверхность твердого тела. На втором этапе проводится оценка коэффициента фильтрации после выдержки образца в покое в течение критического момента времени. Важными условиями являются соблюдение одинаковой

геометрии вмещающего стакана при определении привески скелета цементного раствора на стержень и рабочего цилиндра для определения коэффициента фильтрации, а также фиксированный объем исследуемого тампонажного состава.

Предложенный подход прост в реализации, не требует применения отличного от стандартного лабораторного оборудования, применяемого при исследовании тампонажных составов. ●

Литература

1. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Цементирование: Рынок под давлением // ROGTEC. – 2019. – С. 24–43.
2. Шуть К.Ф., Храбров В.А. О методах определения тампонирующей способности цементных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2021. – № 3. – С. 28–33.
3. Гайворонский А.А., Фарушкин Л.Х., Шульга Г.П. О гидростатическом давлении глинистых и цементных растворов в стволе скважин // В кн.: Новые работы в области крепления и цементирования нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1963, С. 14–23.
4. Грачев В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д. Проницаемость скелета столба цементного раствора в период ОЗЦ // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИГазпром, 1969, № 9, С. 31–34.
5. Геранин М.П., Соловьев Е.М. К оценке тампонирующей способности цементных растворов // Газовая промышленность, 1972, № 2, С. 11–14.
6. Геранин М.П. Исследование тампонирующей способности цементных растворов: дисс... к.т.н. Спец. 05.15.10. М., 1976. – 264 с.
7. Грачев В.В., Малеванский В.Д. Способ определения герметизирующей способности тампонажных растворов // Патент СССР № 599051. 1978. Бюл. № 11.
8. Грачев В.В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства скважин: дисс... к.т.н. Спец. 05.15.10. М., 1981. – 267 с.

9. Ангелопуло О.К., Калинин А.Г., Данюшевский В.С. и др. А.с. СССР № 1657614, E21 В 33/138. Устройство для определения тампонирующей способности цементных растворов. – 1991.
10. Джабаров К.А. А.с. СССР № 1399453. Способ определения тампонирующей способности цементных растворов. – 1988.
11. Джабаров К.А. Методы определения порового давления и нефтегазовоизолирующей способности цементных растворов: обзорн. информ. Газпром, Газ. пром-сть [Текст]. М., 1991. – 24 с.
12. Tinsley J.M., Miller E.C., Sabins F.L., Sutton D.L. Study of Factors Causing Annular Gas Flow Following Primary Cementing // Journal of Petroleum Technology, 1980, № 8, P. 1427–1437. DOI: 10.2118/8257-PA.
13. Cheung P.R., Beirut R.M. Gas Flow in Cements // Society of Petroleum Engineers, 1985, № 6, P. 1041–1049. DOI: 10.2118/11207-PA.
14. Al-Yami A.S., Nasr-EI-Din H.A. An Innovative Cement Formula To Prevent Gas-Migration Problems in HT/HP Wells // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2009, № 4, P. 1–10. DOI: 10.2118/120885-MS.
15. Tavares F., Rocha J., Calado V. Study of the Influence of Cement Slurry Composition in the Gas Migration // OTC Brasil, 2013, № 10, P. 1–9. DOI: 10.4043/24420-MS.
16. Фёдоров В.Н. Исследование падения порового давления в цементных растворах / В.Н. Фёдоров, А.П. Аверьянов, М.А. Дюсюнглиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011, № 5. С. 48–53.
17. Cadix A., Thant, K., Neufeld J., Nelson T., Aune L., Phan C., Wilson J. Short Term Gas Migration Control in Well Cementing: Comparative Behavior of Fluid Loss Control Polymers // SPE International Conference on Oilfield Chemistry, 2017, № 4, P. 1–19. DOI: 10.2118/184564-MS.
18. Jennings S.S., Al-Ansari A.A., Al-Yami A.S. Gas Migration After Cementing Greatly Reduced // Middle East Oil Show, 2003, № 4, P. 1–14. DOI: 10.2118/81414-MS.
19. Dean G.D., Brennen M.A. A Unique Laboratory Gas Flow Model Reveals Insight To Predict Gas Migration in Cement. // SPE Western Regional Meeting, 1992, № 4, P. 237–248. DOI: 10.2118/24049-MS.
20. Vazquez G., Blanco A.M., Colina A.M. A Methodology to Evaluate the Gas Migration in Cement Slurries. // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2005, № 6, P. 1–9. DOI: 10.2118/94901-MS.
21. Drecq P., Parcevaux P.A. A Single Technique Solves Gas Migration Problems Across a Wide Range of Conditions // International Meeting on Petroleum Engineering, 1988, P. 843–852. DOI: 10.2118/17629-MS.
22. Shrinkage and Expansion in Oilwell Cements // API TECHNICAL REPORT 10TR2, 1997.
23. Abbas G., Irawan S., Kumar S., Khan, M.N., Memon S. Gas Migration Prevention Using Hydroxypropylmethylcellulose as a Multifunctional Additive in Oil Well Cement Slurry // SPE/PAPG Annual Technical Conference, 2013, № 11, P. 1–10. DOI: 10.2118/169643-MS.
24. Richardson E.A. Process for Measuring the Volume Change of a Nitrogen-Gas Stabilized Cement, U.S. Patent No. 4452898. 1984.
25. Stewart R.B., Schouten F.C. Gas Invasion and Migration in Cemented Annuli: Causes and Cures // SPE Drilling Engineering, 1988, № 3, P. 77–82. DOI: 10.2118/14779-PA.
26. Шуть К.Ф., Храбров В.А. Изучение характера изменения массы твердого тела в формирующемся цементном камне / К.Ф. Шуть, В.А. Храбров // Булатовские чтения. – 2021. – Т.1. – С. 416–422.

KEYWORDS: cement slurry, plugging ability, hydrostatic weighing, transition time, fluid migration.

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

Газпром vs НОВАТЭК. Возможность увеличения производства СПГ на Ямале?

20 января 2012 г. состоялась рабочая встреча А. Миллера и Л. Михельсона. Это только кажется, что НОВАТЭК может легко освоить проект «Ямал СПГ». Реализация проекта потребует капитальных вложений в объеме 858 млрд рублей.



Зарубежные инвесторы в проект не рвутся, потому что внутренняя норма дохода составляет 9,6%. На встрече обсуждалась возможность реализации совместного проекта по увеличению мощностей производства СПГ в районе порта Сабетта.

• Комментарий Neftegaz.RU

С момента запуска в мае 2021 г. четвертой линии завода «Ямал СПГ» произведено более 200 тыс. т СПГ. Объем импортных грузов в порту Сабетта в третьем квартале 2021 г. вырос в 11 раз за счет поставки оборудования для строительства СПГ-завода НОВАТЭКа «Арктик СПГ-2» – второго проекта НОВАТЭКа после «Ямал СПГ», предполагает строительство СПГ-завода на ресурсной базе Утреннего

месторождения на п-ве Гыдан. Участниками проекта являются НОВАТЭК (60%), TotalEnergies (10%), CNPC (10%), CNOOC (10%) и Japan Arctic LNG, консорциум Mitsui & Co, Ltd. и JOGMEC (10%). В конце октября 2021 г. строительство первой линии было завершено на 69%, запуск планируется в 2023 г.

Норвегия предложила Украине поменять шило на мыло

В январе 2012 года стало известно, что Норвегия официально рассматривает возможность бесперебойных топливных поставок Украине взамен российского газа. Норвегия намекает, что в отличие от России может предложить выгодные цены несмотря на отсутствие прямого норвежско-украинского газопровода и относительно высокие расходы на доставку энергоносителей.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2021 г. мощности украинской ГТС были задействованы менее чем на 30%. В июне оператор Gaz-System приступил к прокладке морского участка газопровода «Балтийская труба» из Норвегии в Польшу по дну Балтийского моря. По нему голубое топливо из Норвегии через Данию потечет в Польшу. Но Польша на этом



останавливаться не собирается и намерена поставлять норвежский газ в Литву, Чехию, Словакию, Венгрию и на Украину. Переход на потребление норвежского газа сделает Украину конечным потребителем без возможности реэкспорта. Теперь не факт, что Норвегия предложит газ Украине по меньшей, чем Россия, цене.

Эмбарго еще не вступило в силу, а Иран уже прекращает экспорт нефти в Европу

В январе 2012 г. 27 стран ЕС и США подтвердили свое намерение ввести эмбарго на импорт иранской нефти и нефтепродуктов. В ответ парламент Ирана объявил о планах превентивно прекратить поставки нефти в Европу.



Европа, сама того не понимая, вводя эмбарго, наносит себе сильнейший удар. Иранскую нефть нечем будет заменить и европейцам придется покупать ее через посредников, что значительно поднимет цены на сырье и увеличит расходы ЕС.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня европейские НПЗ не используют иранскую сырую нефть, поскольку это рискованно из-за санкций США. А вот Китай демонстративно пренебрегает санкционными рисками, являясь основным покупателем сырой нефти Ирана. Сами США тоже в непростом положении, так как большая часть американских НПЗ ориентирована именно на иранскую нефть, альтернативой которой могла бы стать венесуэльская, если бы и с этой страной не были испорчены отношения. С 1 января 2022 г. Национальная иранская нефтяная компания (НИОС) изменила эталон, по которому она оценивает свою нефть для Европы и Средиземноморья. Это может означать, что Иран намерен возобновить экспорт в Европу. ●

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕШЕНИЙ для размещения арктических нефтегазовых объектов

**Двойников
Михаил Владимирович**

Директор-научный руководитель
научного центра «Арктика» Горного
университета, д.т.н., профессор

**Буслаев
Георгий Викторович**

доцент кафедры бурения скважин,
руководитель научного направления
научного центра «Арктика», к.т.н.

**Куншин
Андрей Андреевич**

аспирант кафедры бурения скважин,
лаборант научного центра «Арктика»

**Сидоров
Дмитрий Андреевич**

аспирант кафедры бурения скважин,
лаборант научного центра «Арктика»

**Лосева
Елизавета Сергеевна**

аспирант кафедры метрологии,
приборостроения и управления
качеством, инженер-исследователь
научного центра «Арктика»

**Лаврик
Александр Юрьевич**

аспирант кафедры метрологии,
приборостроения и управления
качеством, инженер-исследователь
научного центра «Арктика»

ГЛОБАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ВЫЗОВ ДЛЯ ОТРАСЛИ, ЗАНИМАЮЩЕЙСЯ РАЗРАБОТКОЙ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ В АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНАХ. ГРАЖДАНСКИЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЗДАНИЯ, СПРОЕКТИРОВАННЫЕ И ПОСТРОЕННЫЕ БЕЗ УЧЕТА ФАКТОРОВ ПОТЕПЛЕНИЯ, НАЧИНАЮТ РАЗРУШАТЬСЯ ИЗ-ЗА ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ. САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ РАЗРАБАТЫВАЕТ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА УДАЛЕННЫХ АРКТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И МЕТОДОЛОГИЮ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОГО ПРОГНОЗНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ РЕЖИМОВ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В УСЛОВИЯХ ТЕПЛООВОГО ВЛИЯНИЯ СВАЙ И ПРЕДЛОЖЕНЫ МЕРОПРИЯТИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ СВОЕВРЕМЕННО РЕАГИРОВАТЬ НА ПОТЕРЮ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СВАЙНЫХ ОСНОВАНИЙ В СООТВЕТСТВИИ С ПРЕДЛОЖЕННОЙ В СТАТЬЕ МЕТОДИКОЙ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ РИСКОВ ОТ ГЛОБАЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА ПОЗВОЛИТ ОБЕСПЕЧИТЬ УСТОЙЧИВОСТЬ УДАЛЕННЫХ АРКТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ, РАЗМЕЩАЕМЫХ В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

GLOBAL CLIMATE CHANGE IS A CHALLENGE FOR THE ARCTIC MINERAL RESOURCE INDUSTRY. CIVIL AND INDUSTRIAL BUILDINGS, DESIGNED AND BUILT WITHOUT REGARD TO WARMING FACTORS, ARE BEGINNING TO DETERIORATE DUE TO CHANGES IN THE STRUCTURE OF THE PERMAFROST. SAINT PETERSBURG MINING UNIVERSITY DEVELOPS TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR THE CONSTRUCTION OF REMOTE ARCTIC OBJECTS AND A METHODOLOGY FOR THEIR DESIGN BASED ON PHYSICAL AND MATHEMATICAL PREDICTIVE MODELING. THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF MODELING THE THERMAL REGIMES OF PERMAFROST SOILS UNDER THE CONDITIONS OF THE THERMAL EFFECT OF PILES AND PROPOSES MEASURES TO PROMPTLY RESPOND TO THE LOSS OF THE BEARING CAPACITY OF THE PILES. DESIGNING PILE FOUNDATIONS IN ACCORDANCE WITH THE METHODOLOGY PROPOSED IN THE ARTICLE TO REDUCE RISKS FROM GLOBAL CLIMATE CHANGE WILL ENSURE THE STABILITY OF REMOTE ARCTIC OBJECTS LOCATED IN THE PERMAFROST ZONE

Ключевые слова: арктический шельф, многолетнемерзлые породы, глобальное потепление, оттаивание грунта, модульное свайное основание, физико-математическое моделирование, температурная стабилизация.

Борьба с изменением климата является 13 целью Организации Объединенных Наций в области устойчивого развития. По данным входящей в структуру ООН Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), подтверждается более быстрое потепление в Арктике по сравнению с остальным миром, что подчеркивается в каждом из отчетов [1]. Например, сравнение десятилетия 2006–2015 гг. с доиндустриальным базисным периодом (1850–1900 гг.) показывает, что за этот промежуток времени глобальные средние

температуры выросли на 0,87 °С. При этом измеренное повышение температуры в Арктике было в два–три раза выше, а также наблюдались значительные различия между районами Арктики. Климатические модели МГЭИК предполагают, что эта тенденция сохранится: повышение на 2 °С к 2100 году в глобальном масштабе, по прогнозам, приведет к повышению температуры в Арктике на 4–7 °С [3]. Глобальные антропогенные выбросы парниковых газов выросли на 1,7 % в 2017 году и примерно на 2,7% в 2018 году [2]. Но даже

при соблюдении всех текущих национальных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов прогнозируется среднее глобальное повышение среднегодовой температуры на 3 °С, что соответствует повышению на 7–11 °С в Арктике [1]. За последние десятилетия глобальное потепление привело к повсеместному сокращению криосферы с потерей массы ледниковых покровов и ледников, сокращением снежного покрова, а также площади и толщины арктического морского льда, кроме того, наблюдается

повышение температуры многолетнемерзлых пород [3, 20].

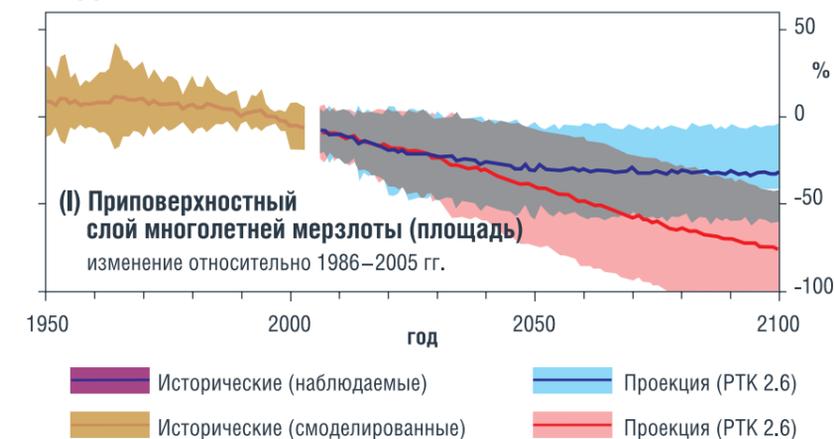
Температура многолетней мерзлоты повысилась до рекордно высоких уровней (с 1980 по настоящее время), включая недавнее повышение на 0,29 °С ± 0,12 °С с 2007 по 2016 годы в среднем по полярным и высокогорным регионам мира [21]. Согласно результатам физико-математического моделирования Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), в этом столетии и в последующие годы ожидается с высокой степенью достоверности широко распространенное оттаивание многолетней мерзлоты [1].

Актуальность разработки решений, направленных на обеспечение устойчивости фундаментов объектов, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород, в последнее время усиливается в свете глобального изменения климата на планете Земля. Например, к последствиям потери несущей способности фундамента, расположенного в зоне распространения многолетнемерзлых пород, можно отнести аварию на ТЭЦ-3 Норильско-Таймырской энергетической компании, произошедшей 29 мая 2020 г. В результате инцидента разлилось около 21 000 т нефтепродуктов, из них 6000 т попали в грунт, остальное – в реку Амбарную и ее приток Далдыкан, которые впадают в крупное озеро Пясино. Из этого озера вытекает река Пясино, впадающая в Карское море.

Риск увеличения выбросов CO₂ по мере таяния многолетнемерзлых пород

Прогнозируется, что таяние вечной мерзлоты в Арктике приведет к выделению в атмосферу «дополнительных» 25–85 млрд т парниковых газов

РИС. 1. Исторические наблюдения и проекции по РТК2.6 и РТК8.5 для приповерхностных ММП [3]



в год (в пересчете на углерод), притом что все человечество выбрасывает около 13 млрд т углерода, пишут климатологи в статье, опубликованной в журнале [27]. В итоге почвы тундры начнут не поглощать, а выделять «лишний» углекислый газ и метан, отмечают исследователи.

На текущий момент тундра и другие области вечной мерзлоты относятся к числу поглотителей парниковых газов – зон, в которых неживая природа, в частности растения, поглощают больше парниковых газов, в том числе CO₂ и метана, чем их образуется в этой местности. Большая их доля осаждается в торфе или почве, часть которой находится в состоянии вечной

мерзлоты. Потепление климата может вызвать высвобождение большого количества парниковых газов.

Из-за повышения температуры и концентрации CO₂ растения смогут поглощать больше углекислого газа – их «производительность» увеличится с 69 до 88 млрд т углерода. С другой стороны, из-за таяния вечной мерзлоты в Западной и Восточной Сибири, как и в северных районах Канады, органические отложения в почве тундры «разморозятся» и начнут гнить, выделяя углекислый газ и метан. Из-за этого эти регионы превратятся из поглотителей углекислого газа в его источники и будут выделять до 150 г углерода на квадратный метр почвы. Кроме того, «производство» метана в заболоченных участках почвы вырастет примерно в два раза – с 34 до 71 млрд т.

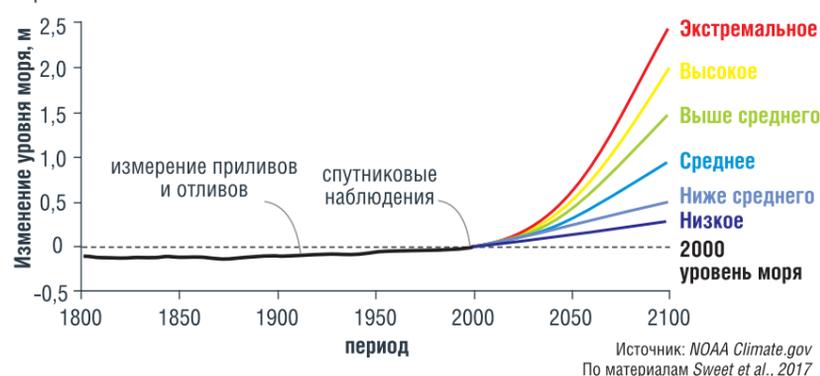
К 2100 году, согласно проекциям, приповерхностная (в пределах 3–4 м) площадь многолетней мерзлоты уменьшится на 24 ± 16% (вероятный диапазон) для РТК2.6 (сценарий с потеплением 1,1–2,0 °С в период 2031–2050 гг. и 0,9–2,4 °С в 2081–2100 гг.) и 69 ± 20% (вероятный диапазон) для РТК8.5 (1,5–2,4 °С в период 2031–2050 гг. и 3,2–5,4 °С в 2081–2100 гг.), рисунок 1 [1–4].



РИС. 2. Спутниковые данные с 1993 г. по настоящее время



РИС. 3. Прогнозные будущие уровни моря для различных путей распространения парниковых газов



Риск повышения уровня Мирового океана

Согласно данным Национального управления океанических и атмосферных исследований, в США с 1880 года уровень моря поднялся на 21–24 см [18].

В 2019 году глобальный уровень моря был на 87,61 мм выше среднего показателя 1993 года – самого высокого годового показателя за всю историю спутниковых наблюдений (1993 год – настоящее время).

Темпы повышения уровня моря ускоряются: он более чем удвоился с 1,4 миллиметра в год на протяжении большей части 20 века до 3,6 миллиметра в год с 2006 по 2015 год [19, 22, 23], рисунок 2–3.

Даже если мир пойдет по пути низких выбросов парниковых газов, глобальный уровень моря, вероятно, поднимется по крайней мере на 0,3 метра выше уровня 2000 года к 2100 году [24, 25].

Если мы пойдем по пути с высокими выбросами, то нельзя исключить

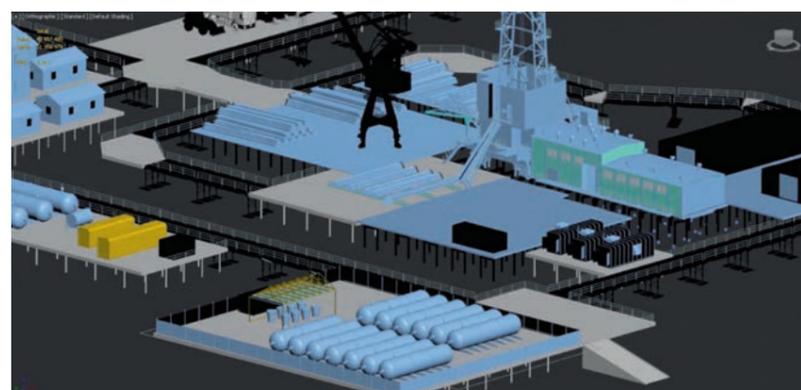
наихудший сценарий, когда к 2100 году уровень 2000 года превысит 2,5 метра [5, 6].

Материалы и методы

Предлагаемое решение для удаленных арктических нефтегазовых объектов

Около 60% территории Российской Федерации приходится на криолитозону

РИС. 4. Прототипирование объектов производственной инфраструктуры на свайном фундаменте



с основными запасами полезных ископаемых [7]. Одной из важных задач обеспечения устойчивого функционирования объектов в Арктической зоне РФ является недопущение оттаивания и растепления вечной мерзлоты.

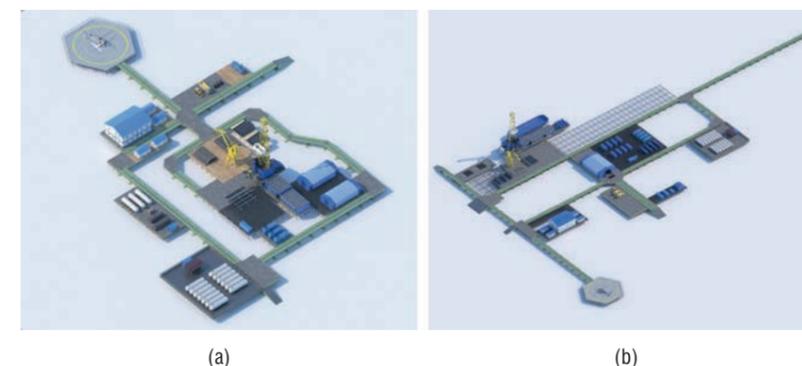
Широкое распространение многолетнемерзлых отложений по всему арктическому шельфу и наличие крайне сурового климата представляют собой колоссальные трудности для строительства. Основная часть рассматриваемой территории акватории шельфа – мелководная, с преобладающими глубинами 1–3 м. Лишь в крайней южной части площади глубины моря достигают 5 м и более. Наличие слабого грунтового основания несет в себе опасность, связанную с недостаточной устойчивостью сооружений.

Предлагаемым решением для создания объектов производственной инфраструктуры является свайный фундамент, монтируемый в зимнее время с предварительным упрочнением грунтов, рисунок 4.

Концепция создания модульных свайных оснований, разработанная в Горном университете [8, 9], предполагает оптимальное размещение и круглогодичную эксплуатацию объектов производственной инфраструктуры оборудования на выделенных технологических зонах. Для реализации данных решений могут применяться новые типы свай или традиционные фундаменты, нашедшие широкое распространение при ведении строительных работ в зонах многолетнемерзлых грунтов.

Разрабатывается эскиз генплана объекта с формированием

РИС. 5. Модульное свайное основание буровой установки: (а) для геологоразведочного бурения скважин, (б) для эксплуатационного бурения скважин



начальных исходных данных для моделирования несущей способности свайного фундамента при учете динамических изменений криолитозоны. Выполняется моделирование и выбор характеристик свайных полей по актуальным данным инженерных изысканий. Далее выполняется моделирование растепления ММП при повышении среднегодовых температур и подбираются мероприятия для сохранения несущей способности свай. На основе проведенного моделирования уточняются характеристики свайных оснований с учетом концентрированных

и распределенных нагрузок на свайном фундаменте и разрабатывается перечень мероприятий для обеспечения устойчивости сооружения с круглогодичным мониторингом в течение всего срока его эксплуатации [26]. В научном центре «Арктика» Горного университета разработана проектно-конструкторская документация на модульные свайные основания (рисунок 5) для размещения буровых установок в зонах распространения многолетнемерзлых пород, подверженных сезонному затоплению. В результате

ТАБЛИЦА 1. Характеристики грунтов

Слой	Характеристика грунта	Вскрытая мощность, м	Плотность сухого грунта $\rho_{\text{д}}$, г/см ³	Суммарная влажность W_{tot} , д.е.
Слой-1	Торф бурый, пластичный, сильнопучинистый	0,5	0,14	4,82
Слой-2	Песок мелкий твердомерзлый	3,5	1,58	0,23
Слой-3	Суглинок темно-серый, твердомерзлый	4,5	1,26	0,31
Слой-4	Песок пылеватый	7,0	1,56	0,24

ТАБЛИЦА 2. Среднемесячная и годовая температура воздуха

Среднемесячная температура, °C												За год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-23,1	-24,6	-20,4	-15,3	-6,8	-0,7	6,0	5,8	2,6	-5,8	-14,0	-18,7	-9,5

ТАБЛИЦА 3. Среднемесячная и годовая скорость ветра

Среднемесячная скорость ветра, м/с												За год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
6,4	6,2	6,3	6,0	6,3	5,9	5,4	5,8	6,4	6,8	6,8	7,0	6,3

проведенной научно-исследовательских работ установлено, что стоимость строительства модульных свайных оснований в среднем на 50% меньше стоимости обустройства и поддержания песчаных отсыпок.

Предлагаемое решение в области физико-математического моделирования геотехнических решений для размещения арктических нефтегазовых объектов в условиях изменения климата

Для выбора оптимальных технологических решений в первую очередь необходимо понимать, как изменение климата в Арктической зоне сказывается на несущей способности свай. Для этого, согласно статистическим данным, в качестве исходных характеристик для моделирования было разработано три сценария потепления для периода с 2031 по 2050 гг.:

- 1) позитивный с увеличением температуры на 2,2°C (0,1°C в год);
- 2) нейтральный с увеличением температуры на 3°C (0,16°C в год);
- 3) негативный с увеличением температуры на 4,8°C (0,24°C в год);
- 4) локально негативный с увеличением температуры на 9,6°C (0,5°C в год).

Дополнительные исходные параметры, полученные по результатам инженерных изысканий, а также данные о температуре и скорости ветра, сведены в таблицы 1–3. Физико-механические показатели свойства грунтов определены по данным лабораторных работ. Дополнительные параметры, такие как теплоемкость и теплопроводность материала в талом и мерзлом состоянии,

рассчитывались согласно СП. 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Средняя глубина оттаивания, согласно изысканиям, составила 0,5 м.

Предлагаемое решение для обеспечения устойчивости свайных оснований с применением технологии по закреплению грунтов

Строительство в условиях вечной мерзлоты имеет свои специфические особенности за счет того, что мерзлые грунты являются структурно-неустойчивыми, способными менять свои физико-механические характеристики при повышении температуры даже в области отрицательных значений. В теплое время года происходит протаивание мерзлого грунта с поверхности, а в холодное – его промораживание, что ведет к увеличению количества грунта и деформации фундаментов. Однако существуют методы возведения зданий и сооружений, учитывая температурную неустойчивость и особенности криолитозоны, это возведение здания на подсыпке, устройство теплоизоляции под полом и так далее. Но одним из самых эффективных методов является вентилируемое подполье-пространство, которое обеспечивает отвод тепла от здания и предотвращает его проникновение в грунт. При таком способе возведения в основном используется свайное основание [10].

На данный момент российскими учеными разработано множество различных конструкций свай и способов их установки. Но для решения проблемы устройства фундаментов зданий и сооружений в условиях вечной мерзлоты предполагается использование комбинированных свайных фундаментов, а именно – совместное устройство свай и грунтового массива с улучшенными свойствами: 1) применение свай увеличенной длины и диаметра для повышения несущей способности; 2) применение технологии инъекционного закрепления или улучшения свойств грунтов для снижения негативного влияния от протаивания вечномерзлого грунта при помощи струйной цементации Jet Grouting. Применение этой технологии позволяет исключить морозное пучение и снижение физико-механических характеристик грунтов при оттаивании. Еще один способ заключается в устройстве отдельно стоящих свай, выполненных по технологии Turbojet, когда производится бурение скважины диаметром от 150 до 300 мм с выносом грунта и перемешивание грунта за периметром скважины до 1200 мм при помощи струи цементного раствора. В данном варианте возможно рассматривать устройство свай с последующим закреплением грунта между ними. Закрепление грунта производится в предполагаемой зоне оттаивания. Таким образом при устройстве фундаментов необходимо рассматривать именно комбинированную систему

из свай и грунтов с улучшенными характеристиками.

Работы по устройству грунтоцементных элементов производятся в период сезонного оттаивания грунта для достижения большей эффективности. Работы допускаются производить как по однокомпонентной технологии (только с использованием цементного раствора), так и по двухкомпонентной (с использованием воздушного потока). Нагнетание цементного раствора осуществляется на опытных площадках с добавлением в состав раствора ускорителей твердения. После отбора контрольных образцов грунтоцемента и их последующего испытания производится окончательный подбор режимов нагнетания. Цементный раствор путем высоконапорного перемешивания закрепляет оттаявший несвязный грунт. После твердения цементного раствора происходит значительное улучшение физико-механических свойств грунта, а также исключается подверженность негативным влияниям оттаивания и последующей заморозки (отсутствие морозного пучения и расслаивания грунтов).

Для обеспечения надежности возводимого здания необходимо не только выбрать надежную технологию устройства фундамента, но и также уметь прогнозировать работу конструкции. С этой целью используется моделирование в программных комплексах Frost 3D и Plaxis.

При помощи Frost 3D возможно получить научно обоснованные прогнозы тепловых режимов вечномерзлых грунтов в условиях теплового влияния свай, а также возводимых зданий и сооружений. Данная задача распространения тепла в основании во времени в условиях строительства на вечномерзлых грунтах является первоочередной. Plaxis в свою очередь позволяет спрогнозировать и рассчитать осадку, несущую способность как свайных оснований, так и наземной инфраструктуры.

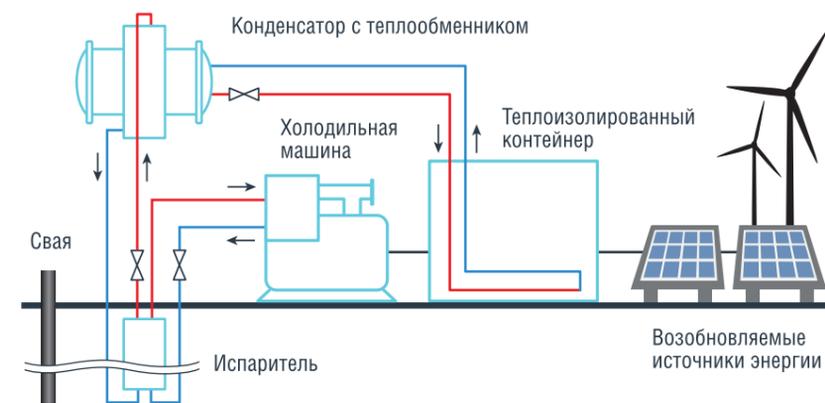
Предлагаемое решение для обеспечения устойчивости свайных оснований в многолетнемерзлых породах

Эффективным средством температурной стабилизации вечномерзлых грунтов являются

термосифоны, главными элементами которых являются испаритель и конденсатор. В холодное время года охлаждение грунта осуществляется за счет естественной конвекции низкокипящего хладагента (аммиака, хладона, двуокиси углерода и т.п.) в термосифоне, при этом нагретый теплоноситель поступает из заглубленного испарителя в конденсатор, рассеивающий теплоту в атмосферу, а охлажденный – обратно в испаритель. В теплое время года, когда температура грунта ниже температуры атмосферного воздуха, термосифон не работает. Таким образом, производительность системы температурной стабилизации грунта должна быть рассчитана так, чтобы аккумулированного зимой «холода» оказалось достаточно для сохранения необходимой температуры грунта до наступления нового холодного времени года.

Однако ускорившиеся в последние годы процессы глобального потепления усложняют задачи термостабилизации свайных оснований. На этапе строительства требуется устанавливать более производительные термосифоны или большее их количество, на этапе эксплуатации – предусматривать, с учетом глобального потепления, возможность установки новых термосифонов. В связи с этим появляются разработки, предусматривающие не только пассивное охлаждение грунта за счет термосифонов, но и его активное охлаждение. Например, термосифон может иметь второй контур, замкнутый на холодильную машину, что позволяет осуществлять охлаждение прилегающего к свае грунта в теплое время года [11]. В другом варианте термосифон может иметь один контур, однако при наступлении теплого времени года жидкий хладагент необходимо откачать, после чего обеспечить циркуляцию холодного воздуха за счет воздушной турбохолодильной машины [12]. В работе [13] предложена комбинированная установка термостабилизации, в которой, кроме пассивного охлаждения грунта термосифоном, предусматривается активное

РИС. 6. Функциональная схема автономной установки термостабилизации грунта с термосифоном и холодильной машиной, питаемой возобновляемыми источниками энергии и накопителями электроэнергии [16]



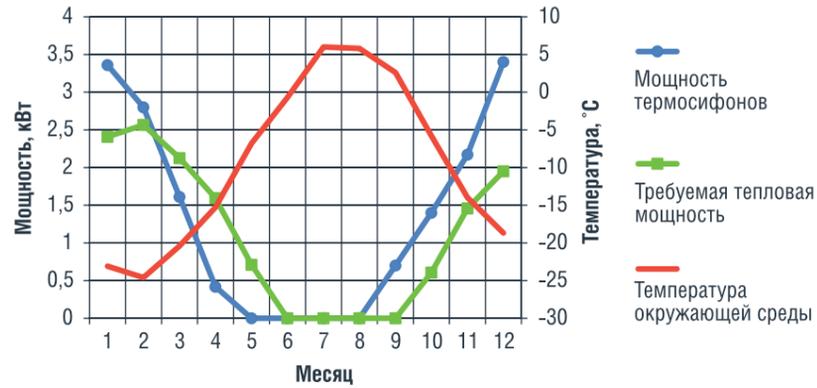
охлаждение, осуществляемое путем нагнетания в термосифон охлажденного за счет дросселирования хладагента через специальную съемную насадку термосифона. Также известен способ круглогодичного охлаждения грунта с помощью термосифона и компрессорно-конденсаторного агрегата, согласно которому конденсатор термосифона является одновременно испарителем холодильной машины [14]. Вопросы использования для круглогодичной стабилизации грунта термоэлектрических модулей на основе эффекта Пельтье освещены в работе [7], однако результаты опытно-промышленной эксплуатации предприятиями «Фундаментпроект» и «Газпром ВНИИГАЗ» показали сложность обеспечения требуемой температуры грунта и большую энергоемкость данной технологии.

Вместе с тем, при большом удалении объекта от централизованного электроснабжения, что применительно к объектам нефтегазового сектора является достаточно распространенным явлением, организация электропитания холодильной машины может представлять определенные сложности. Кроме того, возможна борьба с последствиями глобального потепления фактически усугубляет климатическую проблему – в случае если для работы холодильной машины используются установки на ископаемом топливе, особенно на дизеле, мазуте и т.п. По этим

причинам получила развитие идея использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для стабилизации вечномерзлых грунтов. Возможность применения ВИЭ для осуществления активной термостабилизации упоминается в работах [12, 15].

В Горном университете было предложено использовать комбинированную систему на основе двухконтурного термосифона и холодильной машины, подключенной к его второму контуру. Электропитание холодильной машины обеспечивают ВИЭ, например – ветроэлектрическая или фотоэлектрическая станция, также предусматриваются накопители электроэнергии и резервный источник для повышения надежности электроснабжения. Особенностью предлагаемого устройства является помещение накопителей электроэнергии, резервного источника, системы управления и других устройств, требовательных к температурному режиму, в теплоизолированном контейнере. Обогрев контейнера в холодное время года осуществляется за счет теплоты, отводимой от конденсатора термосифона с помощью дополнительного контура с теплоносителем. В теплое время года, когда термосифон не работает, обогрев теплоизолированного контейнера, как правило, не требуется, в противном случае может быть задействована собственная система термостатирования. Функциональная схема предлагаемой установки показана на рисунке 6.

РИС. 7. Годовой график усредненной за месяц мощности термосифона без применения технологии струйной цементации



Требуемая для обогрева контейнера с оборудованием тепловая мощность была определена по следующей формуле:

$$P = \frac{V \cdot \Delta T \cdot K}{860}$$

где V – объем обогреваемого помещения, ΔT – разница между температурой окружающего воздуха и требуемой температуры в обогреваемом помещении, K – коэффициент тепловых потерь, 860 – коэффициент для перевода ккал/ч в кВт.

Для расчета были приняты следующие геометрические размеры теплоизолированного контейнера: длина 6 м, ширина

2,5 м, высота 2,6 м. Такие размеры контейнера позволяют разместить накопители электроэнергии, резервный источник, блок управления, устройства преобразования электроэнергии и циркуляционный насос системы отопления контейнера.

Коэффициент тепловых потерь принят равным 2, что соответствует среднему уровню теплоизоляции. Таким образом, для того чтобы в наиболее холодный зимний месяц (в соответствии с таблицей 2 – февраль, температура $-24,6^{\circ}\text{C}$) внутри контейнера сохранялась температура 0°C (нижняя граница температуры для литий-ионных накопителей энергии российского

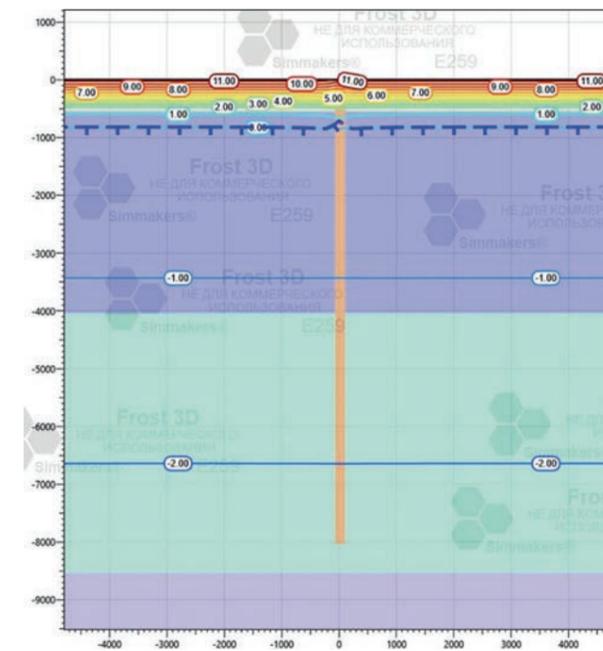
производства), требуется подвод тепловой мощности порядка 2,23 кВт. Также необходимо учесть тепловые потери, которые в каждом рассматриваемом случае будут отличаться в зависимости от исполнения системы. Предполагая коэффициент, учитывающий тепловые потери трубопроводами систем горячего водоснабжения, равный 1,15, получаем, что в наиболее холодный зимний месяц требуется тепловая мощность 2,57 кВт.

В упомянутом выше программном комплексе Frost 3D осуществляется расчет отводимой от конденсаторов термосифонов теплоты, которая может быть использована для обогрева теплоизолированного контейнера с оборудованием в холодное время года.

На рисунке 7 показан график мощности 14 термосифонов в рассматриваемых условиях, график требуемой тепловой мощности для обогрева контейнера и график температуры окружающего воздуха.

В соответствии с результатами моделирования холодопроизводительности в программе Frost 3D и численного моделирования установлено, что в рассматриваемых условиях при использовании 14 термосифонов требуемая температура воздуха внутри контейнера

РИС. 10. Распределение температуры для 2050 года при негативном сценарии потепления



поддерживается 9 месяцев из 12 и не обеспечивается в марте, апреле и мае. Возможность рекуперации тепла при использовании резервного источника генерации электроэнергии не учитывалась. 3 месяца в году из 12 температура внутри контейнера должна поддерживаться иными средствами термостатирования. Следует отметить, что возможно использование контейнеров меньших размеров.

Вопросы термостатирования оснований удаленных арктических объектов становятся еще более актуальными при размещении газохимических комплексов [17] с высокой энергией потоков в районах распространения многолетнемерзлых пород. В любом случае количество термосифонов определяется исходя из круглогодичного обеспечения несущей способности свай, а возможности полезного

использования тепловой энергии конденсаторов термосифонов определяются после выполнения условий механической устойчивости свайных оснований.

Анализ результатов

Для обеспечения надежности возводимого здания необходимо не только выбрать надежную технологию устройства фундамента, но и также уметь прогнозировать работу конструкции.

При помощи моделирования в программном комплексе Frost 3D возможно получить научно обоснованные прогнозы тепловых режимов вечномерзлых грунтов в условиях теплового влияния свай, а также возводимых зданий и сооружений. Данная задача распространения тепла в основании во времени в условиях строительства на вечномерзлых грунтах является первоочередной.

РИС. 11. Распределение температуры для 2050 года при локальном негативном сценарии потепления

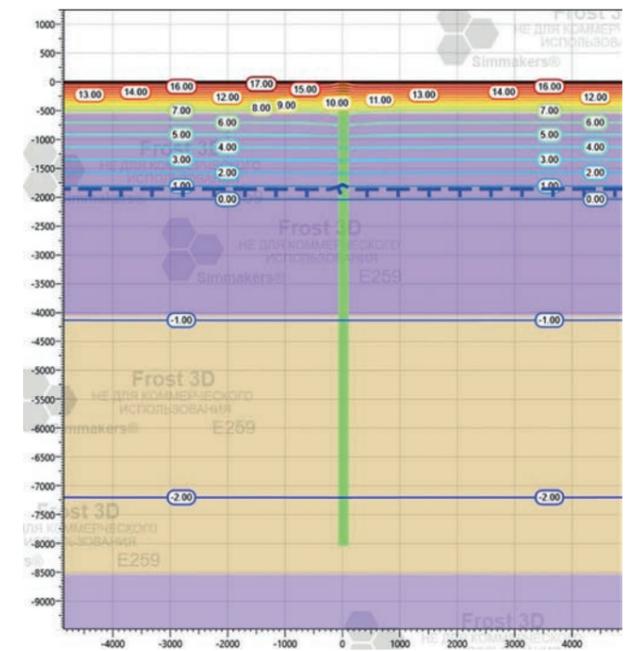


РИС. 8. Распределение температуры для 2050 года при позитивном сценарии потепления

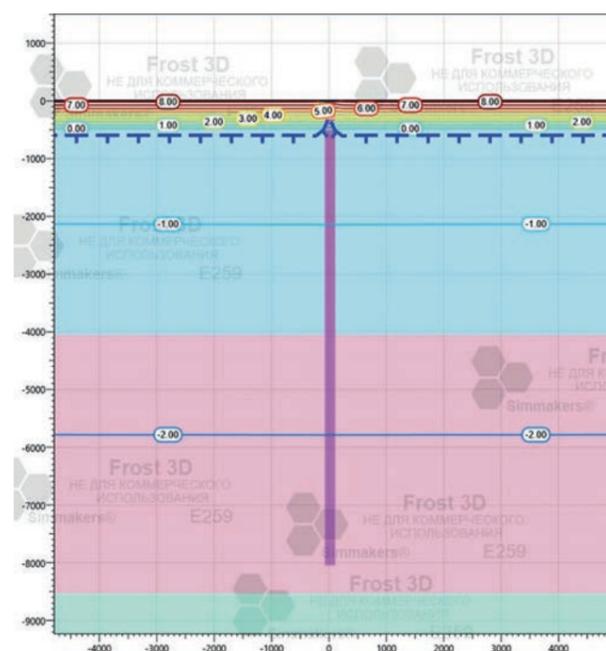
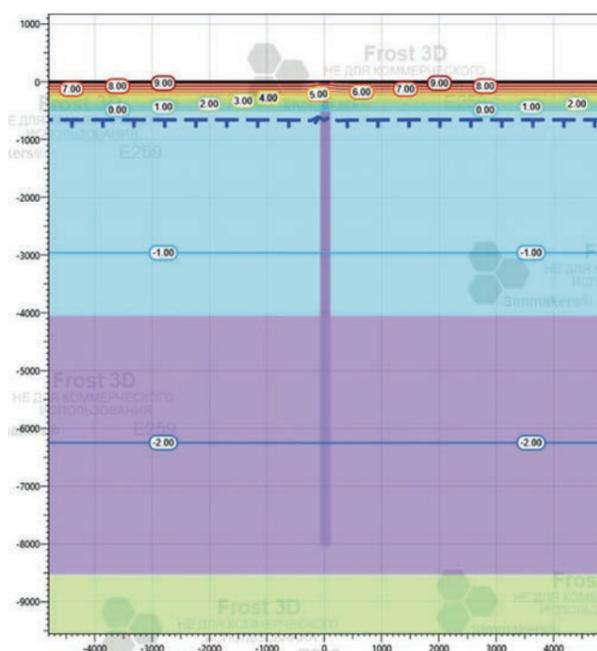


РИС. 9. Распределение температуры для 2050 года при нейтральном сценарии потепления



По результатам моделирования на 2050 год получены следующие значения:

При позитивном сценарии с увеличением температуры на $2,2^{\circ}\text{C}$ для периода с 2031 по 2050 гг. ($0,1^{\circ}\text{C}$ в год) глубина оттаивания будет составлять 0,595 м (рис. 8).

При нейтральном сценарии с увеличением температуры на 3°C для периода с 2031 по 2050 гг. ($0,16^{\circ}\text{C}$ в год) глубина оттаивания будет составлять 0,673 м (рис. 9).

При негативном сценарии с увеличением температуры на $4,8^{\circ}\text{C}$ для периода с 2031 по 2050 гг. ($0,24^{\circ}\text{C}$ в год) глубина оттаивания будет составлять 0,840 м (рис. 10).

При локальном негативном сценарии с увеличением температуры на $9,6^{\circ}\text{C}$ для периода с 2031 по 2050 гг. ($0,5^{\circ}\text{C}$ в год) глубина оттаивания будет составлять 1,868 м (рис. 11).

ТАБЛИЦА 4. Результаты моделирования

Характеристика свай	Сценарий потепления	Увеличение температуры в год, $^{\circ}\text{C}$	Глубина оттаивания на 08.2050, м	Несущая способность свай на 08.2050, тонны
L = 8 м Ø = 0,2 м	Позитивный	0,11	0,595	81,93
	Нейтральный	0,16	0,673	75,84
	Негативный	0,24	0,840	71,32
	Локально негативный	0,50	1,868	63,79

РИС. 12. Результаты моделирования распределения температуры грунта в зимний период

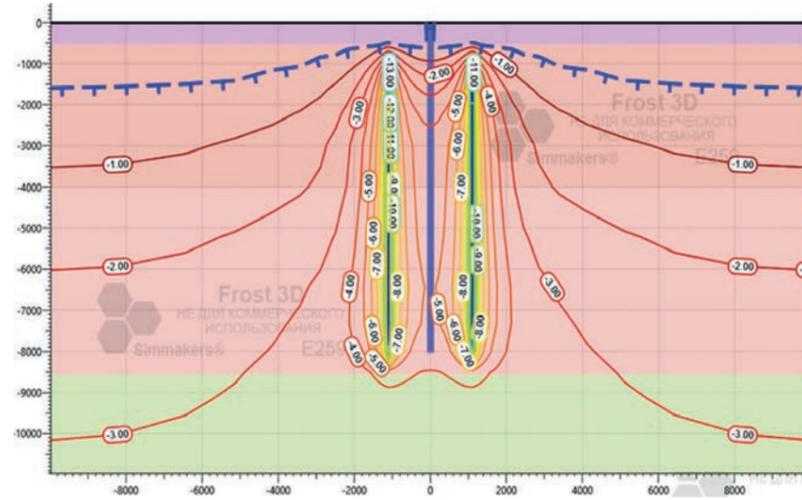


РИС. 13. Результаты моделирования распределения температуры грунта в летний период

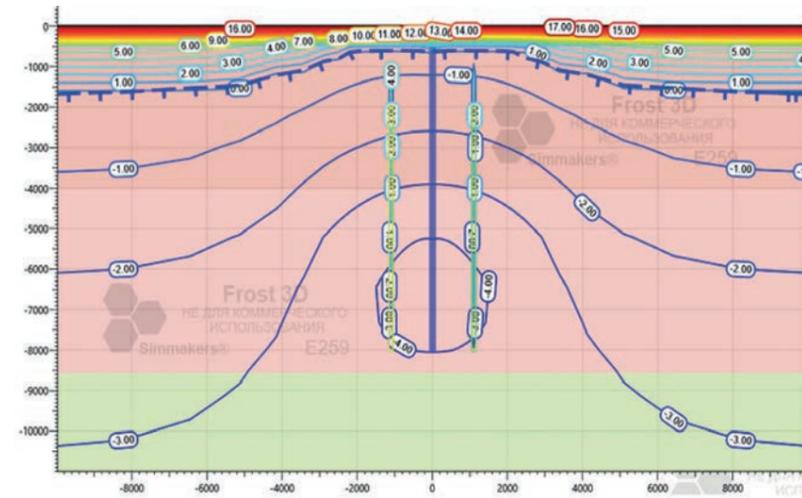


РИС. 14. Предлагаемая методология проектирования свайного основания на основе



Результаты моделирования показали, что глубина оттаивания к 2050 году может увеличиться почти на 70 %, при этом несущая способность сваи снизится более чем на 20 %. С целью избежания аварийных ситуаций и обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации объектов строительства необходимо предусматривать дополнительные мероприятия.

Кроме того, было осуществлено моделирование температурного состояния грунта при использовании сезонно действующих охлаждающих устройств. Распределение температуры грунта при использовании термосифонов для зимнего периода 2050 года при локальном негативном сценарии показано на рисунке 12.

Распределение температуры грунта при использовании термосифонов для летнего периода 2050 года при локальном негативном сценарии показано на рисунке 13.

Заключение

Глобальное изменение климата ставит новые вызовы перед промышленностью, вовлеченной в освоение минерально-сырьевых запасов арктических регионов. Гражданские и промышленные строения, спроектированные и построенные без учета фактора потепления, начинают разрушаться в связи с изменением

структуры многолетнемерзлых пород. Ситуация может быть осложнена повышением уровня Мирового океана, ведущим к увеличению площади затопляемых арктических территорий. В Горном университете разрабатываются технико-технологические решения для строительства удаленных арктических объектов и методология их проектирования на основе физико-математического предиктивного моделирования.

По результатам проведенных исследований предлагается проектирование интегрированных геотехнических решений для размещения объектов производственной инфраструктуры на удаленных арктических месторождениях проводить в соответствии со следующими пунктами, рисунок 14.

Для обеспечения устойчивости свайных оснований удаленных промышленных арктических объектов предлагается осуществлять моделирование процессов теплопереноса с целью прогнозирования темпов оттаивания многолетнемерзлых пород с учетом фактора глобального изменения климата. В случае выявления значительной потери несущей способности свай на протяжении срока эксплуатации объекта, проектная документация должна быть скорректирована с учетом негативных сценариев. В процессе эксплуатации свайного основания необходимо вести мониторинг несущей способности свай и своевременно реагировать на изменения, происходящие в криолитозоне. Прогнозирование изменения несущей способности свайного основания должно осуществляться периодически в процессе эксплуатации объекта с учетом текущих изменений в многолетнемерзлых породах района работ, а также при изменениях и уточнении прогнозных данных.

В статье были представлены результаты моделирования и предложены мероприятия, позволяющие своевременно реагировать на потерю несущей способности свай, а также другие негативные процессы, происходящие в криолитозоне. Проектирование свайных оснований в соответствии с предложенной в статье методикой для уменьшения рисков от

глобального изменения климата позволит обеспечить устойчивость удаленных арктических объектов, размещаемых в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Литература

1. Global Warming of 1.5 °C – (ipcc.ch).
2. Global Carbon Project. (2018). Supplemental data of Global Carbon Budget 2018 (Version 1.0) [Data set]. Global Carbon Project. <https://doi.org/10.18160/gcp-2018>.
3. Х.-О. Пёртнер, Д.К. Робертс, В. Массон-Дельморт, П. Чжай, М. Тигнор, Э. Положанска, К. Минтенбек, М. Николаи, Э. Окем, Я. Петцольд, Б. Рама, Н.М. Вейер (ред.). Специальный доклад МГЭИК об океане и криосфере в условиях изменяющегося климата/ SROCC_SPM_ru.pdf (ipcc.ch).
4. Vincent W.F. (2020) Arctic Climate Change: Local Impacts, Global Consequences, and Policy Implications. In: Coates K., Holroyd C. (eds) The Palgrave Handbook of Arctic Policy and Politics. Palgrave Macmillan, Cham. DOI: 10.1007/978-3-030-20557-7_31.
5. IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor, E. Poloczanska, K. Mintenbeck, M. Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama, N. Weyer (eds.)]. In press.
6. Church, J.A., P.U. Clark, A. Cazenave and team. (2013). Sea Level Change. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. [online] http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf. Accessed November 2, 2015.
7. Прокопенко И.Ф. Ньюфрост: проблемы и перспективы / И.Ф. Прокопенко // Научноград Наука Производство Общество. – 2014. – № 1. – С. 42–47.
8. Литвиненко В.С., Трушко В.Л., Двойников М.В. Патент на изобретение RU 273739 (опубл. 27.11.2020). Способ сооружения морской буровой платформы на мелководном шельфе арктических морей.
9. Литвиненко В.С., Трушко В.Л., Двойников М.В. Патент на изобретение RU 2704451 (опубл. 28.10.2019). Способ сооружения морской буровой платформы на мелководном шельфе арктических морей.
10. Мангушев П.А., Сахаров И.И., Основания и фундаменты: Учебник для бакалавров строительства и специалистов по направлению «Строительство уникальных зданий и сооружений» / Под ред. чл.-корр. РААСН, д-ра техн. наук, профессора П.А. Мангушева. – М.: Изд-во АСВ, 2019. – 468 с.
11. Андреев М.А. Устройство оснований и фундаментов нефтяных резервуаров в сложных условиях Заполярья / М.А. Андреев, И.А. Миронов, А.В. Терентьев // Промышленное и гражданское строительство. 2006. № 9. С. 40–41.
12. Светлов Л.В., Ведрашко Е.М., Вороной В.А. и др. Патент на изобретение RU 2731343 (опубл. 01.09.2020). Способ принудительного понижения температуры вечномёрзлого грунта в основаниях свайных фундаментов опор эксплуатируемого моста.
13. Бочаров А.Г., Бочаров М.Е., Кожевников С.А. Патент на изобретение RU 2650005 (опубл. 06.04.2018). Способ аккумуляции холода в грунте.

14. Прокопенко И.Ф. Круглогодичная термостабилизация здания / И.Ф. Прокопенко, Ю.П. Штефанов, И.Н. Шишов // Материалы пятой конференции геокриологов России. – 2016. – С. 291–296.
15. Трушевский С.Н., Стрелков Д.С. Патент на изобретение RU 2519012 (опубл. 10.06.2014). Способ и устройство для круглогодичных охлаждения, замораживания грунта основания фундамента и теплоснабжения сооружения на вечномёрзлом грунте в условиях криолитозоны.
16. Лаврик А.Ю., Буслаев Г.В., Двойников М.В., Жуковский Ю.Л. Заявка на изобретение RU 2021109950 (дата приоритета 12.04.2021). Способ комбинированной круглогодичной температурной стабилизации грунта.
17. Dvoynikov, M.; Buslaev, G.; Kunshin, A.; Sidorov, D.; Kraslawski, A.; Budovskaya, M. New Concepts of Hydrogen Production and Storage in Arctic Region. Resources 2021, 10, 3. DOI: 10.3390/resources10010003.
18. Church, J. A., and White, N. J. (2011). Sea-Level Rise from the Late 19th to the Early 21st Century. Surveys in Geophysics, 32 (4–5), 585–602. DOI: 10.1007/s10712-011-9119-1.
19. Domingues, R., Goni, G., Baringer, M., & Volkov, D. (2018). What Caused the Accelerated Sea Level Changes Along the U.S. East Coast During 2010–2015 Geophysical Research Letters, 45 (24), 13,367–13,376. DOI: 10.1029/2018GL081183.
20. IPCC. (2013). Summary for Policymakers. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. [online] http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf. Accessed November 2, 2015.
21. Leuliette, E. (2014). The budget of recent global sea level rise: 1995–2013. Published by the National Oceanic and Atmospheric Administration.
22. Sweet, W.V., Kopp, R.E., Weaver, C.P., Obeysekera, T., Horton, R.M., Thieler, E.R., and Zervas, C. (2017). Global and Regional Sea Level Rise Scenarios for the United States. NOAA Tech. Rep. NOS CO-OPS 083. National Oceanic and Atmospheric Administration, National Ocean Service, Silver Spring, MD. 75 p.
23. Sweet W.V., J. Park, J. Marra, C. Zervas and S. Gill (2014). Sea level rise and nuisance flood frequency changes around the U.S. NOAA Technical Report NOS CO-OPS 73, 53 p.
24. Meinshausen, M. et al. The RCP greenhouse gas concentrations and their extension from 1765 to 2300. Climatic Change 109, 213–241 (2011).
25. Moon, T.A. et al. The expanding footprint of rapid Arctic change. EarthsFuture 7, 212–218 (2019).
26. V.S. Litvinenko, M.V. Dvoynikov and V.L. Trushko, Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas, International Journal of Mining Science and Technology DIO: 10.1016/j.ijmst.2021.09.010.
27. Charles D. Koven, Bruno Ringeval, Pierre Friedlingstein, Philippe Ciais, Patricia Cadule, Dmitry Khvorostyanov, Gerhard Krinner, Charles Tarnocai/Proceedings of the National Academy of Sciences Sep 2011, 108 (36) 14769–14774; DOI: 10.1073/pnas.1103910108.

KEYWORDS: arctic shelf, permafrost, global warming, thawing of the soil, modular pile foundation, physical and mathematical modeling, temperature stabilization.

ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ

ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЕВЕРНЫХ МОРЯХ

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ АВТОРОВ ПО СОЗДАНИЮ ПАКЕТА ПРОГРАММ ТРАНСШЕЛЬФ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ РАСЧЕТА ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО МОРСКИМ ТРУБОПРОВОДАМ С УЧЕТОМ СПЕЦИФИКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА И ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАМЕРЗАНИЯ МОРСКОЙ ВОДЫ. ПАКЕТ ПОЗВОЛЯЕТ РАССЧИТАТЬ ВСЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТОКА И ДИНАМИКУ ОЛЕДЕНЕНИЯ (ОТТАИВАНИЯ) ВНЕШНЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

THE PAPER PRESENTS THE RESULTS OF THE AUTHORS RESEARCH ON THE CREATION OF THE TRANSHEL'F SOFTWARE PACKAGE DESIGNED TO CALCULATE THE TRANSPORTATION OF NATURAL GAS THROUGH OFFSHORE PIPELINES, TAKING INTO ACCOUNT THE SPECIFICS OF THE ARCTIC SHELF AND THE PECULIARITIES OF FREEZING OF SEAWATER. THE PACKAGE ALLOWS YOU TO CALCULATE ALL THE FLOW CHARACTERISTICS AND THE DYNAMICS OF GLACIATION OF THE OUTER SURFACE OF THE PIPELINE

Ключевые слова: пакет программ, транспортировка газа, морские трубопроводы, динамика оледенения, арктический шельф.



**Курбатова
Галина Ибрагимовна**

кафедра моделирования электромеханических и компьютерных систем,
Санкт-Петербургский Государственный университет,
профессор, д.ф.-м.н.



**Клемешев
Владимир Алексеевич**

Кафедра моделирования электромеханических и компьютерных систем,
Санкт-Петербургский Государственный университет,
доцент, к.ф.-м.н.



**Филиппов
Кирилл Борисович**

генеральный директор «SPBTV»,
генеральный директор «Питерсофтваре»,
советник генерального директора
ФГУП «Космическая связь»,
Действительный Государственный
советник 2-го класса,
к.ф.-м.н.

продуктов для решения задач освоения углеводородных ресурсов в Арктике.

Как отмечается в работе [2], при освоении арктических месторождений по ряду причин предпочтение часто отдается трубопроводной транспортировке добываемого сырья.

Для анализа проектных решений по созданию новых морских трубопроводов, для обеспечения безопасности и надежности их эксплуатации необходимо проведение комплекса научно-исследовательских работ, в который входит непростая задача создания адекватной математической модели подводного трубопровода. Эта модель (цифровой двойник) в режиме реального времени должна давать информацию о процессе транспортировки сырья и о работе оборудования. Знание зависимостей всех характеристик потока от изменяющихся во времени реальных условий позволяет обеспечить безопасность и надежность транспортировки добываемого сырья.

Широкое распространение зарубежных программных комплексов OLGA, PIPESIM, Fluent, Star-CD и других создает иллюзию того, что с их помощью можно решить любую практическую задачу. В действительности это не совсем так, поскольку математические модели и вычислительные алгоритмы, используемые в этих программах, не универсальны. Адекватность математической модели в реальных сложных многофакторных задачах

Ресурсы углеводородного сырья в Арктике, по оценке экспертов, составляют треть мировых запасов углеводородов [1]. Разработка газоконденсатных месторождений на арктическом шельфе России является важной стратегической задачей топливно-энергетического комплекса. Ее решение невозможно без развития отечественного научно-технического потенциала. Приведенные в настоящей работе математические модели и пакет программ ТранШельф вносят вклад в разработку отечественных программных

ФАКТЫ

Математические модели

и вычислительные алгоритмы, используемые в зарубежных программах, не универсальны

является предметом самостоятельного исследования. Нетривиальным моментом является также выбор эффективного численного метода решения систем уравнений модели, обеспечивающего возможность расчета в режиме реального времени.

В нормативных документах Газпрома подчеркивается, что для каждой практической задачи проектирования и расчета газопровода требуется доработка и коммерческих пакетов, и лицензионных программ с учетом специфики задачи. В последние годы использование зарубежных программ осложнилось из-за введения санкций в отношении России.

В настоящей работе представлена часть результатов исследований авторов по созданию пакета программ ТранШельф [3], позволяющего рассчитать как характеристики смеси газов, транспортируемой по морским трубопроводам, так и динамику оледенения (оттаивания) внешней поверхности трубопроводов в северных морях.

Математическая модель течения газа по трубопроводу

Наиболее содержательные одномерные математические модели нестационарного неизотермического течения природного газа по трубопроводу постоянного круглого сечения имеют общую структуру [3–7]. Они состоят из уравнения неразрывности, уравнения движения (баланса импульса), уравнения сохранения полной энергии, уравнения состояния газовой смеси и калорического уравнения. В уравнение движения входит коэффициент гидравлического сопротивления, являющийся функцией расхода газа, внутреннего радиуса трубопровода, коэффициента относительной шероховатости внутренней стенки трубопровода и коэффициента динамической вязкости газа. Уравнения движения и энергии содержат учет рельефа трассы прокладки трубопровода. В уравнение энергии входит осредненное по углу значение радиальной составляющей вектора потока тепла на внутренней поверхности трубопровода. Величина радиальной составляющей вектора потока тепла определяется из решения сопряженной задачи теплообмена между потоком газа и окружающей средой через многослойную боковую стенку трубопровода, на внешней поверхности которого возможно образование слоя льда. Таким образом, поток тепла на внутренней поверхности трубопровода зависит от плотности, толщины, коэффициента теплопроводности и удельной теплоемкости каждого слоя обшивки трубопровода и слоя образовавшегося льда, от температуры окружающей воды и условий обтекания трубопровода, определяющих величину коэффициента теплообмена наружной стенки трубопровода с окружающей водой.

Плотность, давление, температура, скорость, массовые плотности полной и внутренней

ФАКТЫ

Адекватность математической модели

в каждой практической задаче обеспечивается соответствующим выбором уравнения состояния транспортируемой смеси газов в заданном диапазоне изменений давления и температуры потока

энергий газовой смеси в одномерной модели являются функциями координаты z , направленной вдоль оси трубопровода, и времени t .

Допустимость одномерного описания процессов, при котором все характеристики являются осредненными по сечению трубопровода, исследовалась в нашей книге [8]. В ней приведены расчеты профиля скорости в турбулентном потоке сжимаемого газа для полуэмпирических моделей турбулентности Прандтля, Кармана и Новожилова-Павловского. Решение этой задачи позволило оценить погрешность замены двумерной модели течения газа одномерной моделью. Проведенное исследование привело к следующему выводу: при малых числах Маха, при малости относительных уклонов трассы, при больших числах Рейнольдса и при малых значениях коэффициента эквивалентной шероховатости допустим переход к одномерной модели течения. В задачах транспортировки газа по морским трубопроводам в северных морях обычно все перечисленные условия выполнены. Численные значения этих оценок представлены в книге [3].

Система уравнений математической модели течения газа по трубопроводу дополняется начальными и граничными условиями, соответствующими рассматриваемой задаче. Названная математическая модель и ее варианты исследованы в нашей книге [3], там же рассмотрены алгоритмы численного решения системы уравнений модели.

Адекватность математической модели в каждой практической задаче обеспечивается соответствующим выбором уравнения состояния транспортируемой смеси газов в заданном диапазоне изменений давления и температуры потока. Газовые компании корректируют коэффициенты уравнений состояния в соответствии с данными специально проведенных натурных экспериментов. Эти поправки нередко являются коммерческой тайной, охраняемой законодательством.

Адекватность математической модели зависит также от расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ и β суммарного коэффициента теплопередачи β . При наличии экспериментальных данных о давлении и температуре газа в ряде сечений трубопровода надежнее всего определять коэффициенты λ и β из решения задачи идентификации этих коэффициентов. Алгоритм решения задачи идентификации итерационным методом квазилинеаризации подробно описан в наших работах [9–11]. Он позволяет рассчитать как величины λ и β , так и оценить необходимую точность измерения температуры и давления газа на выходе из рассматриваемого участка. Методика процедуры идентификации обобщается на произвольное число участков, удовлетворяющих условию постоянства на них λ и β .

Алгоритм решения задачи идентификации коэффициентов λ и β оформлен в виде программного комплекса ТранШельф-rev, входящего в пакет программ ТранШельф [3].

Для замыкания математической модели течения газа по трубопроводу ее необходимо дополнить моделью теплообмена потока газа с окружающей средой.

Математическая модель теплообмена при отсутствии слоя льда

При сверхвысоких давлениях (более 20 МПа) для потока газа характерны большие числа Рейнольдса: $Re \approx 10^8$. При этом интенсивность турбулентных пульсаций в потоке приводит к тому, что в радиальном направлении лимитирующей стадией теплообмена с внешней средой является теплопроводность через многослойную стенку трубопровода. В рамках одномерной модели теплообмен с окружающей средой учитывается интегрально. В правую часть уравнения энергии входит слагаемое $2q(z, t)/R$, имеющее размерность мощности объемного источника (стока) внутренней энергии; это слагаемое выражается через R – внутренний радиус трубопровода и через $q(z, t)$ – осредненную по углу радиальную составляющую вектора потока тепла на внутренней поверхности трубопровода в z -ом сечении в момент t . Тепловые условия на внешней поверхности трубопровода на расстояниях порядка R допустимо считать неизменными по z и t . Дополнительный пульсационный перенос внутренней энергии газа в направлении оси z пренебрежимо мал по сравнению с конвективным переносом внутренней энергии в этом направлении, поэтому допустимо считать, что $q(z, t)$ зависит от z и t только параметрически через зависимости от z и t температуры газа и внешних условий. Для осесимметричных задач вплоть до момента возникновения льда величина $q(z, t)$ определяется из решения системы нестационарных одномерных уравнений теплопроводности в областях

ФАКТЫ

Более
20 МПа

давление, при котором для потока газа характерны большие числа Рейнольдса

многослойной боковой стенки трубопровода и в области эффективного теплового пограничного слоя воды при соответствующих граничных условиях сопряжения и начальных условиях. Оценка толщины δ^* теплового пограничного слоя воды рассмотрена в книге [8]. В пределах теплового пограничного слоя передача тепла моделируется линейным уравнением теплопроводности.

Величина δ^* зависит от многих факторов, в частности от донных течений. Если трубопровод заглублен в грунт, для расчета среднего теплового потока от окружающей среды необходимо решать двухмерную задачу теплопроводности, в которой температура является функцией радиуса и угла [12, 13].

Отсутствие осевой симметрии приближенно можно учесть в рамках одномерной модели за счет выбора эффективного значения параметра δ^* , при этом величину δ^* надежнее всего определять по экспериментальным данным с помощью процедуры идентификации λ и β и последующего расчета δ^* по найденной величине β [3].

Необходимым условием для начала оледенения внешней поверхности трубопровода является такое падение температуры газа в потоке, при котором температура на внешней поверхности трубопровода становится ниже температуры T_* фазового перехода «морская вода – лед». Однако выполнение только этого условия еще не достаточно для начала оледенения. Надо, чтобы поток тепла от окружающей воды был строго меньше, чем поток тепла от внешней поверхности трубопровода внутрь его.

Это условие заведомо не выполняется в теплых морях, в которых температура воды значительно выше температуры фазового перехода. Иначе обстоит дело в северных морях, например, в некоторых районах Баренцева моря придонная температура воды близка к температуре фазового перехода, равной в соленой морской воде $T_* = 271,236$ К.

Математическая модель теплообмена при оледенении трубопровода

Уравнения теплопроводности в слоях обшивки трубопровода остаются теми же, что и в модели теплообмена при отсутствии льда. Начальным условием для температуры в каждом слое служит распределение температуры в этом слое в момент начала оледенения. Модель дополняется нестационарным одномерным уравнением теплопроводности в области слоя льда, имеющего изменяющуюся толщину $y = y(t)$, условием неизменности температуры на границе фазового перехода и модифицированным уравнением Стефана. В отличие от пресной воды, в соленой морской воде при нарастании льда происходит отток солей из образующегося льда в слой воды, прилегающий к фронту замерзания. Кроме того, теплота плавления, плотность и теплоемкость морского льда, его коэффициент теплопроводности и температура фазового перехода T_* являются сложными функциями солености морского льда и его температуры [14, 15]. Все это приводит к искажению динамики оледенения, которая имела бы место в пресной воде. Суммарный эффект выражается в замедлении процесса оледенения. В рассматриваемой модели этот эффект учитывается введением в модифицированное уравнение Стефана дополнительного притока тепла к фронту оледенения, пропорционального скорости нарастания льда, коэффициент пропорциональности α , как и дополнительный приток тепла, в пресной воде равен нулю. Коэффициент α является *эффективным* параметром модели оледенения. Выбор α и выбор остальных теплофизических параметров нарастающего морского льда представляет собой самостоятельную непростую задачу, для решения которой кроме математической модели необходимо наличие экспериментальных данных. Методика выбора согласованного набора теплофизических параметров нарастающего морского льда и параметра α приведена в работе [16] и в книге [3]. Эффективность этой методики была подтверждена при расчетах скорости оледенения поверхностей в соленой воде по экспериментальным данным, предоставленным К.Е. Сазоновым, начальником лаборатории «Морской ледотехники» ФГУП «Крыловский государственный научный центр».

Модель оледенения и оттаивания внешней поверхности многослойного трубопровода в северных морях, алгоритм численного решения этой нестационарной задачи методом явного выделения фронта и результаты расчетов вариантов, представляющих практический интерес, приведены в работе [17]. Там же даны качественные и количественные оценки допустимости перехода к квазистационарному варианту модели оледенения (оттаивания) многослойных областей. Эти оценки имеют большое значение при создании эффективных вычислительных алгоритмов расчета

ФАКТЫ

Необходимым условием

для начала оледенения внешней поверхности трубопровода является такое падение температуры газа в потоке, при котором температура на внешней поверхности трубопровода становится ниже температуры фазового перехода «морская вода – лед»

Алгоритм

численного решения задач оледенения поверхностей в соленой морской воде оформлен в виде программных комплексов, входящих в пакет программ ТранШельф

неустановившихся режимов транспортировки газа по морским трубопроводам при их возможном оледенении.

Алгоритм численного решения задач оледенения поверхностей в соленой морской воде оформлен в виде программных комплексов ТранШельф-Ste-1 и ТранШельф-Ste-2, входящих в пакет программ ТранШельф [3].

Общая модель неустановившегося течения природного газа и оледенения морских трубопроводов в северных морях

Эта модель состоит из уравнения неразрывности, уравнения движения, уравнения энергии, уравнения состояния Редлиха–Квонга и следующего из него уравнения связи внутренней энергии с температурой и плотностью газа, полуэмпирического уравнения Коулбрука–Уайта для расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ и одного из блоков расчета радиальной составляющей $q(z, t)$ вектора потока тепла на внутренней поверхности трубопровода. Модель дополняется начальными и граничными условиями.

Проведенный анализ известных численных методов решения одномерных задач газовой динамики привел к выбору для численного решения системы уравнений модели модифицированной явной двухшаговой схемы Лакса – Вендроффа, которая в этих задачах оказалась предпочтительнее других численных схем, как по скорости счета, так и по простоте реализации. Этот алгоритм численного решения системы уравнений модели транспортировки природного газа и оледенения морских трубопроводов в соленой морской воде оформлен в виде программного комплекса ТранШельф-t [3].

Для выбора параметров модели, теоретический расчет которых затруднителен, предлагается использовать программный комплекс ТранШельф-rev [3].

В работе [18] и в книге [3] приведены результаты расчетов тестовых вариантов задачи о неустановившемся течении газовой смеси с преобладанием метана по морскому трубопроводу при температурах, характерных для Баренцева моря. В качестве начальных данных в этих расчетах использовались характеристики установившегося течения смеси газов, расчет которых, включая расчет слоя льда, приведен в работе [19]. Для одного из тестовых вариантов в работе [20] исследована возможность всплытия трубопровода в результате его частичного оледенения.

Выводы

Результатом проведенного исследования явилось создание вычислительного алгоритма общей модели транспортировки смеси газов по морским трубопроводам, который позволяет рассчитать для неустановившихся режимов все характеристики потока и динамику нарастания (таяния) морского льда на внешней поверхности трубопровода в северных морях.

Расчет включает учет рельефа трассы, условий вдоль трассы, состава газовой смеси, конструкции трубопровода, нестационарности процесса теплообмена.

На основе этого вычислительного алгоритма компанией ООО «Питерсофтваре» был создан пакет программ ТранШельф для персональных компьютеров, состоящий из семи программ, каждая из которых реализует численное решение определенной задачи. Подробное описание пакета программ ТранШельф приведено в книге [3].

Пакет ТранШельф является отечественным программным продуктом, предназначенным для расчета транспортировки сырья по реальным трубопроводам с учетом специфики арктического шельфа и особенностей замерзания соленой морской воды. Он позволяет без обращения к коммерческим пакетам получать в режиме реального времени информацию обо всех характеристиках потока и о состоянии морского трубопровода. ●

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин А.Н. Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 1 (61). – С. 32–41.
2. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в сложных инженерно геологических условиях континентального шельфа России / Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, М.В. Шабарчина, С.Д. Ким, Л.А. Копеева // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 30–34.
3. Г.И. Курбатова, Н.Н. Ермолаева, В.Б. Филиппов, К.Б. Филиппов. Проектирование газопроводов в северных морях. – Санкт-Петербург: Лань, – 2020. – 352 с.
4. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах. – Новосибирск: Наука СО, – 1978. – 128 с.
5. Селезнев В.Е., Клишин Г.С., Аleshин В.В., Прялов С.Н., Киселев В.В., Бойченко А.Л., Мотлохов В.В. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа. – М.: УРСС, 2003. – 223 с.
6. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра, – 2017. – 478 с.

ФАКТЫ

ТранШельф

– отечественный программный продукт, предназначенный для расчета транспортировки сырья по реальным трубопроводам с учетом специфики арктического шельфа и особенностей замерзания соленой морской воды

7. Курбатова Г.И., Филиппов В.Б., Филиппов В.Б. Неизотермическое турбулентное течение сжимаемого газа // Математическое моделирование. 2003. – Том 15. – № 3. – С. 92–108.
8. Г.И. Курбатова, Е.А. Попова, В.Б. Филиппов, В.Б. Филиппов, К.Б. Филиппов. Модели морских газопроводов. СПб.: С.-Петербург. гос. ун-т, – 2005. – 156 с.
9. Курбатова Г.И., Ермолаева Н.Н. Анализ чувствительности модели транспортировки газа по морским газопроводам к изменениям параметров модели // Вестник Санкт-Петербургского ун-та. – 2019. – Сер. 10. – Т. 14. – Вып. 1. – С. 47–61.
10. Ермолаева Н.Н., Курбатова Г.И. Параметрическая идентификация модели установившегося неизотермического течения газа по морскому газопроводу // Морские интеллектуальные технологии. 2017. – № 1 (35). – Том 1. – С. 8–13.
11. G.I. Kurbatova, N.N. Ermolaeva, V. Philippoff. Effective calculation methods of the gas flow characteristics and offshore gas pipeline glaciation // 2nd International Conference on Mathematical Methods & Computational Techniques in Science & Engineering. Murray Edwards College. – University of Cambridge: MMCTSE, 2018.
12. Galina I. Kurbatova, Vladimir A. Klemeshev. Effective numerical methods for calculating non-stationary heat and glaciation dynamic processes for offshore gas pipelines. // Energy, 2020, Vol. 205, 117995, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117995>.
13. Курбатова Г.И., Виноградова Е.М. Аналитические и численные решения двумерных задач теплопроводности и электронной оптики // Вестник Санкт-Петербургского ун-та. – 2021. – Сер. 10. – Вып. 4. – С. 345–352.
14. Доронин Ю.П., Хейсин Д.Е. Морской лед. – Л.: Гидрометеоиздат, – 1975. – 320 с.
15. Сазонов К.Е. Материаловедение. Свойства материалов. Методы испытаний. Лед и снег. – СПб.: Изд-во РГГМУ, – 2007. – 195 с.
16. Ермолаева Н.Н., Курбатова Г.И. Нестационарная модель нарастания морского льда // Вестник Санкт-Петербургского университета технологии и дизайна. Сер. 1. Естественные и технические науки. – 2017. – № 1. – С. 3–8.
17. Курбатова Г.И., Ермолаева Н.Н., Никитчук Б.Я. Модели оледенения и оттаивания внешней поверхности морского газопровода в северных морях // Математическое моделирование. – 2019. – Том 31. – № 5. – С. 3–19.
18. Курбатова Г.И., Ермолаева Н.Н. Программные комплексы расчета параметров транспортировки газа и оледенения морских трубопроводов на арктическом шельфе // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2019. – № 2 (39). – С. 80–90.
19. В.Б. Филиппов. Модель морского газопровода с учетом оледенения // Вестник Санкт-Петербургского ун-та. – 2004. – Сер. 1 – Вып. 3. – № 1. – С. 103–111.
20. Malkov V., Kurbatova G., Ermolaeva N., Malkova Y., Petrukhin R. Analysis of the strength of sea gas pipelines of positive buoyancy conditioned by glaciation // AIP Conference Proceedings 1959(1):050019; <https://doi.org/10.1063/1.5034647>.

KEYWORDS: software, gas transportation, offshore pipelines, glaciation dynamics, Arctic shelf.

КОЛЬСКАЯ СВЕРХГЛУБОКАЯ СКВАЖИНА:

космический полет в недра Арктической зоны России

КОЛЬСКАЯ СВЕРХГЛУБОКАЯ СКВАЖИНА (СГ-3) – ВЫДАЮЩЕЕСЯ ДОСТИЖЕНИЕ СОВЕТСКОЙ НАУКИ И ТЕХНИКИ, ПРОБУРЕНА В ДРЕВНИХ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ПОРОДАХ В РАМКАХ ПРОГРАММЫ «ИЗУЧЕНИЕ НЕДР ЗЕМЛИ И СВЕРХГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ» В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ. СКВАЖИНА БЫЛА ПРОЙДЕНА С ПОЛНЫМ ОТБОРОМ КЕРНА И ДОСТИГЛА ГЛУБИНЫ 12 262 М, ЧТО ПОЗВОЛИЛО ИЗУЧИТЬ ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ПЕРЕСМОТРЕТЬ ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ПОЛУЧЕНЫ НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАДИЕНТУ, СОСТАВУ И ФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ПОРОД НА ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТАХ. В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИНЫ ВЫЯВЛЕНЫ ЗОНЫ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ И ШЕСТЬ ТИПОВ РУДНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ

AN OUTSTANDING ACHIEVEMENT OF SOVIET SCIENCE AND TECHNOLOGY, THE KOLA ULTRADEEP WELL (SG-3), WAS DRILLED IN ANCIENT CRYSTALLINE ROCKS AS PART OF THE EARTH'S INTERIOR EXPLORATION AND SUPER-DEEP DRILLING PROGRAM IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA. THE WELL WAS COMPLETED WITH FULL CORE SAMPLING AND REACHED A DEPTH OF 12262 M, WHICH MADE IT POSSIBLE TO STUDY THE DEEP STRUCTURE OF THE EARTH'S CRUST AND REVISE THE INTERPRETATION OF DEEP SEISMIC DATA. NEW INFORMATION HAS BEEN OBTAINED ON THE TEMPERATURE GRADIENT, COMPOSITION AND PHYSICAL PROPERTIES OF ROCKS AT DEEP UNDERGROUND LAYERS. ZONES OF TECTONIC FAULTS AND SIX TYPES OF ORE MINERALIZATION WERE IDENTIFIED IN THE WELL LOG

Ключевые слова: Кольская сверхглубокая скважина, новые технологии бурения, глубинная структура земной коры, рудная минерализация.



Лобанов Константин Валентинович

член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (ИГЕМ РАН), президент межрегионального общественного Ломоносовского фонда, д.г.-м.н.



Чичеров Михаил Владимирович

научный сотрудник лаборатории геологии рудных месторождений Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук (ИГЕМ РАН)



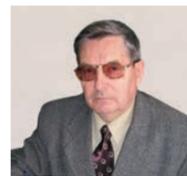
Горностаева Татьяна Александровна

ведущий научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского Российской академии наук (ГЕОХИ РАН), д.г.-м.н.



Прокофьев Всеволод Юрьевич

заведующий лабораторией геохимии, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук (ИГЕМ РАН), д.г.-м.н., профессор



Шаров Николай Владимирович

заведующий лабораторией геофизики, Института геологии Карельского научного центра Российской академии наук (ИГ Кар. НЦ РАН), д.г.-м.н.

Бурение Кольской сверхглубокой скважины в Печенгском районе Мурманской области в Арктической зоне явилось знаменательным событием в истории мировой геологии. Проходка самой глубокой в мире научной скважины, достигшей рекордной глубины 12262 м, в недра планеты Земля советскими буровиками и геологами сопоставима только с космическим полетом и является величайшим достижением мировой геологической науки в XX веке.

Проблема изучения континентальной земной коры с помощью сверхглубокого бурения возникла и обсуждалась в СССР в конце 50-х – начале 60-х годов. Главной ее задачей считалась «возможность получить непосредственно с больших глубин фактический материал, крайне необходимый для познания эндогенных процессов и связанных с ними месторождений полезных ископаемых» [20].

Научные основы программы сверхглубокого континентального бурения были определены на совместном заседании Президиума АН СССР и коллегии Министерства геологии и охраны недр СССР. Сама программа была утверждена председателем Совета министров СССР Н.С. Хрущевым на основе

решения по докладу академика-секретаря Отделения геолого-географических наук АН СССР Д.И. Щербакова в 1962 г. Программа сверхглубокого бурения СССР была ответом на Программу океанического бурения США.

Развитие науки и техники во второй половине XX века во многом определялось соперничеством между СССР и США. Если достижения в космосе широко освещались, то гонка в сверхглубоком бурении осуществлялась не так открыто, но не менее напряженно.

В 1958 г. в США появилась программа сверхглубокого бурения «Мохол», которая была призвана обогнать СССР в научном соперничестве, установив мировой рекорд в сверхглубоком бурении. Было решено бурить скважины в океане, где, по данным геофизиков, земная кора значительно тоньше, чем на материках. В этом месте под осадочными породами ожидали встретить верхний слой земной коры – «гранитный», но поднятый керн содержал океанические базальты, а пройти земную кору и войти в мантию не удалось. Ученые считали, что в земной коре сверху залегают молодые породы, снизу – древние. Однако лишь сверхглубокое бурение могло дать истинную картину строения и состава внешней оболочки Земли и верхней мантии [9, 10].

В 1968 г. в США было спущено на воду судно «Гломар Челленджер», специально построенное для реализации программы глубоководного бурения. Результат бурения обескуражил и в то же время открыл ученых, они стали готовить новую фазу бурения. Но когда стоимость проекта перевалила за 100 млн долларов, конгресс США прекратил финансирование. Проект «Мохол» не ответил ни на один из поставленных вопросов, но он показал главное – сверхглубокое бурение в океане возможно. В США подготовили новую программу изучения океанского дна (Deep Sea Drilling Project). Построенные специально для этого проекта судно «Гломар Челленджер» и сменившее его в 1985 году судно «Джойдес Резолюшн» с 1968 года пробурили в дне различных океанов и морей почти 800 скважин, достигнув максимальной глубины 1741 м ниже дна океана. К середине 1980-х годов результаты морского бурения подтвердили теорию тектоники плит.

Программа сверхглубокого бурения СССР

Советский Союз создал программу «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение», но не в океане, а на континенте. Несмотря на многовековую историю бурения скважин, континентальное сверхглубокое бурение являлось совершенно новым делом, так как работы планировались на недостижимых ранее глубинах – более 7 километров. Эта программа была утверждена, так как СССР не хотел отстать от США.

Для организации, координации и практического руководства работами по глубинному изучению земных недр в 1963 г. был образован Межведомственный научный совет по проблеме «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение», который объединил около 200 ученых и специалистов из научных и производственных организаций различных министерств и ведомств. Первым председателем этого совета был министр геологии СССР, академик АН СССР А.В. Сидоренко. Затем его возглавил доктор технических наук Н.С. Тимофеев, а в 1974 г. председателем совета был назначен министр геологии СССР Е.А. Козловский.

Программой работ на 70-е годы намечались: разработка модели строения земной коры и верхней мантии, а также новых методов прогноза месторождений полезных ископаемых, составление прогнозных карт с количественной оценкой природных ресурсов и запасов и определение направлений поисковых и разведочных работ на основные виды полезных ископаемых в перспективных районах страны.

Был разработан новый технический и методический подход к решению регионального глубинного строения земной коры и верхней мантии, основанный на комплексировании данных глубокого бурения (3000–6000 м) и сверхглубокого (более 6000 м), а также сейсмического глубинного зондирования и других геофизических и геохимических методов. Для территории СССР была разработана система взаимной увязки данных геофизических профилей, опирающихся на опорные сверхглубокие скважины. По программе были намечены в первую очередь Кольская (СГ-3) и Саатлинская (СГ-1) сверхглубокие скважины [9, 10].

Программа сверхглубокого бурения развивалась одновременно с программой освоения космоса СССР и была как бы космическим полетом в недра планеты Земли, что сопоставимо по объему научных исследований, разработке нового оборудования и финансированию. Программа «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение» на континенте представлялась совершенно новым делом. Результаты научного бурения во многом оказались неожиданными и заставили пересмотреть теоретические представления, которые до этого казались очевидными и незыблемыми. В программе была поставлена цель – получение представления о разрезе земной коры, начиная от осадочного чехла и кончая «базальтовым» слоем и границей Мохоровичича [4, 5]. Глубина планируемых скважин оценивалась в 15 км. Места расположения скважин были выбраны так, чтобы каждая скважина полностью вскрывала какой-либо сейсмический слой, наиболее развитый в месте бурения, все скважины в сумме позволили бы получить представление о различных слоях и типах континентальной коры.

Скважина на Кольском полуострове планировалась для вскрытия «базальтового» слоя. Важным шагом на пути к изучению глубинного строения недр было создание в 1964 г. во Всесоюзном научно-исследовательском институте буровой техники (ВНИИБТ) лаборатории по бурению на мантию, которую возглавил Н.С. Тимофеев. В течение 1964–1966 гг. был проведен научный анализ технических проблем строительства сверхглубоких скважин и намечены стратегические пути решения стоящих задач [19].

Для последовательного наращивания технического потенциала в соответствии с принципом от простого к сложному, целесообразно решать проблему с соблюдением очередности бурения скважин, а именно, в последовательности названных разрезов земной коры. Было решено начать бурение Кольской скважины (СГ-3) в кристаллических породах Балтийского щита.

ВНИИБТ был разработан технический проект первого этапа бурения (до 7000 м) Кольской скважины. Буровую установку «Уралмаш-15000»

РИС. 1. Сейсмический разрез континентальной земной коры по профилю Ловно – Печенга – Баренцево море [12], до бурения СГ-3



разработали специалисты завода «Уралмаш». Была обоснована перспективность технологии бурения гидравлическими забойными двигателями с применением, впервые в мире в области техники и технологии бурения сверхглубоких скважин, бурильных труб из легких алюминиевых сплавов, которые изготавливались на оборонных предприятиях авиационной промышленности. Разработан принципиально новый технологический подход, при котором конструкция скважины формировалась непосредственно в ходе строительства скважины на основании текущей информации о геологическом разрезе [9].

Головной организацией в осуществлении намеченных задач было определено Министерство геологии СССР, а для реализации программы привлечено более 150 научных и производственных организаций этого министерства, АН СССР, академий союзных республик, Минвуза СССР и Минвуза РСФСР, отраслевых министерств и ведомств. После обсуждения на межведомственном научном совете по проблеме «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение», технические требования были переданы научно-исследовательскому институту тяжелого машиностроения для разработки технической документации и последующего изготовления на заводе «Уралмаш» двух опытных экземпляров буровой установки для сверхбольших глубин.

Кольская сверхглубокая скважина

Кольская сверхглубокая скважина (СГ-3) задумывалась в качестве фундаментального научно-исследовательского проекта, нацеленного на изучение недр Земли и процессов, идущих в них. Одна из основных задач бурения скважины заключалась

в достижении гипотетического «базальтового» слоя земной коры. Предположение, что континентальная кора состоит из верхнего «гранитного» и нижнего «базальтового» слоев строилось на основе сейсмических данных, свидетельствующих об увеличении плотности горных пород с глубиной.

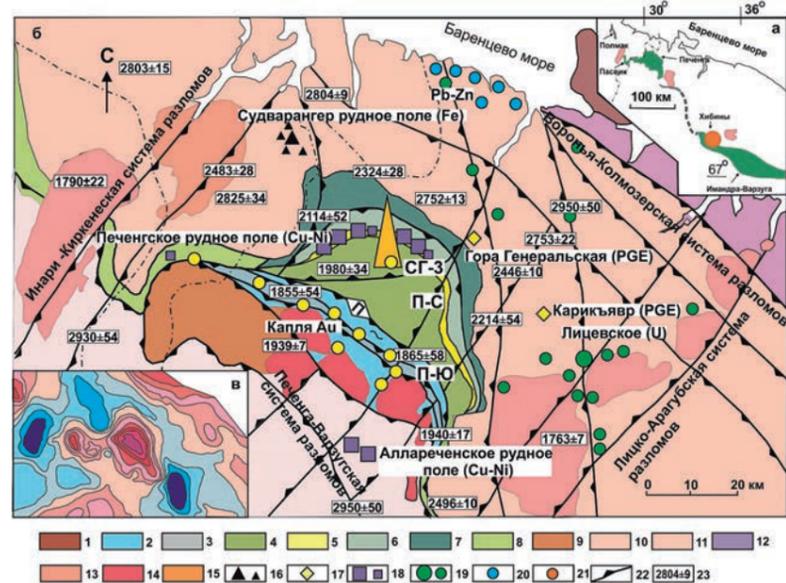
Место заложения СГ-3 в 1968 г. было выбрано Межведомственной комиссией под руководством академика В.И. Смирнова. В начале ее предполагалось пробурить в архейских гнейсах вблизи п. Лиинахамари на побережье Баренцева моря, но затем был принят другой вариант,

решающий практическую задачу по определению перспектив нижних горизонтов Печенгского рудного поля в отношении сульфидных медно-никелевых руд. СГ-3 была заложена в северо-западной части Кольского полуострова, в 10 км к западу от г. Заполярного, где развиты древнейшие на Земле рудоносные тектонические структуры раннего протерозоя и архея. При проектной глубине 15 км к 1990 г. скважина должна была достигнуть глубины 13 км [9].

Выбор места заложения скважины СГ-3 определили результаты глубинного сейсмического зондирования по профилю Баренцево море – Печенга – Ловно, выполненного в 1958–1962 гг. [12]. Определено, что под центральной и северо-восточной частями Печенгской структуры верхняя граница «базальтового» или «гранулит-базальтового» слоя находится на наименьшей глубине (рис. 1).

Под Печенгским синклиномом была сейсмическая граница со скачкообразным ростом скорости продольных сейсмических волн

РИС. 2. Географическое положение (а), схематическая геологическая карта и рудные месторождения Печенгского рудного района (б), схема гравитационного поля (в), СГ-3 (г) [6]



1 – позднпротерозойские осадочные отложения; 2–7 – ранний протерозой: 2, 3 – южнопеченгская серия; 2 – метавулканогенные и метасадочные породы, 3 – метаандезиты; 4–7 – северпеченгская серия: 4 – метабазальты и метакристы свиты пильгьярви, 5 – метаосадочная Продуктивная толща с никеленосными интрузиями, 6 – метабазальты и метасадочные породы свиты колосийоки, 7 – метаандезиты и метасадочные породы свит куэцьярви, ахмалахти; 8 – нерасчлененные серии пояса Пасвик-Полмак; 9 – кристаллические сланцы тундровой серии; 10–12 – архей: 10 – гнейсы, мигматиты, граниты и амфиболиты Кольско-Норвежского блока, 11 – гнейсы и кристаллические сланцы блока Инари, 12 – гранитизированные гнейсы Мурманского блока; 13–15 – раннепротерозойские гранитоиды: 13 – поздние интрузивные (лицко-арагубский комплекс); 14 – реоморфические; 15 – ранние интрузивные; 16–21 – рудные месторождения и рудопроявления: 16 – Fe, 17 – ЗПГ, 18 – Cu-Ni, 19 – U, 20 – Pb-Zn, 21 – Au; 22 – зоны разломов; 23 – результаты изохронного датирования (млн лет).

РИС. 3. Буровые установки СГ-3 – «Уралмаш-4Э» 1970 г. (А), «Уралмаш-15000» 1984 г. (Б)



Ур от 6,1 до 6,5 км/с на глубине около 7–7,5 км. Было высказано предположение, что этот скачок «маркирует» границу Конрада между «гранитным» и «базальтовым» слоями континентальной коры [11]. Традиционно считалось, что по данным сейсмологии граница Конрада на континентах фиксируется на глубинах 20–25 км, а в Печенгском районе прогнозная глубина этой границы по результатам ГСЗ была оценена всего лишь в 7,5 км, что давало шанс достичь ее и получить уникальные образцы горных пород из пограничного слоя недр при помощи сверхглубокого бурения с подъемом керна.

Бурение Кольской скважины было поручено специально организованной Кольской геологоразведочной экспедиции объединения «Волгокамскгеология» (с 1986 г. – объединение «Недра») Мингео СССР. На скважине одновременно работали до 3000 специалистов и 16 научно-исследовательских лабораторий. Начальником Кольской ГРЭ стал Д.М. Губерман, в команду геологов вошли В.С. Ланев, Ю.П. Смирнов и другие. Бурение было начато 24 мая 1970 г. не только с чисто научной целью – изучить древнейшие породы нашей планеты и идущие в них процессы, но и обнаружить новые залежи медно-никелевых руд Печенгского рудного поля [5, 9].

Целью бурения СГ-3 являлось изучение глубинного строения докембрийских структур Балтийского щита, типичных для фундамента древних платформ и оценка их рудоносности. Основные задачи работ были следующие:

1. Изучить глубинное строение никеленосного Печенгского комплекса и архейского

кристаллического основания Балтийского щита, выявить особенности проявления на больших глубинах геологических процессов, включая процессы рудообразования.

2. Выяснить геологическую природу сейсмических границ в континентальной земной коре и получить новые данные о тепловом режиме недр, глубинных водных растворах и газах.

3. Получить максимально полную информацию о вещественном составе горных пород и их физическом состоянии, вскрыть и изучить пограничную зону между «гранитным» и «базальтовым» слоями земной коры.

4. Усовершенствовать имеющиеся и создать новые технологии и технические средства для бурения и комплексных геофизических исследований сверхглубоких скважин [9].

Основой решения этих вопросов должны были стать результаты изучения керна геологическими, петрографическими, минералогическими, геохимическими методами с применением оптических, рентгеновских, микронзондовых, термических, химико-аналитических, спектроскопических и других способов анализа. Важной задачей являлась отработка технико-технологических решений бурения скважин на сверхбольших глубинах.

Вначале бурение велось серийной буровой установкой «Уралмаш-4Э», которую применяли для разведки и добычи нефти и газа. Проходка до глубины 7263 м заняла 4 года.

Первый этап бурения был завершён в мае 1975 г., когда скважина достигла глубины 7263 м. К этому времени был пересечен разрез раннепротерозойской северопеченгской вулканогенно-

осадочной серии пород, и скважина вошла в подстилающие их архейские гнейсы. Успешное осуществление первого этапа бурения оказало решающее влияние на разработку оптимального пути развития сверхглубокого бурения. Одним из важнейших технических достижений первого этапа бурения была отработка технологии проводки скважин в кристаллических породах до 7 км при помощи бурового оборудования и инструмента отечественного производства [9]. Далее был почти годовой перерыв для замены буровой установки. Буровая установка «Уралмаш-4Э» была разобрана, а на ее месте смонтирован специально созданный комплекс бурового оборудования «Уралмаш-15000» грузоподъемностью 400 т с максимальной автоматизацией и бесступенчатым регулированием основных технических процессов.

В 1976 г. после окончания монтажа бурового комплекса начался второй этап бурения. Именно с помощью этой установки велось дальнейшее бурение, и она позволила проникнуть вглубь земной коры на 12 262 метра. В июне 1979 г. скважина побила рекорд в 9583 метра, принадлежащий скважине США, достигнув глубины 9584 метра. В 1983 г. скважина достигла глубины 12 066 м. По состоянию на 01.05.1991 г. глубина скважины составляла 12 262 м [10].

В процессе второго этапа бурения СГ-3 был решен ряд сложных технических проблем. Так, на глубинах более 8 км контролировать работу долота по наземным датчикам и приборам оказалось практически невозможным. Исследования выявили перспективность гидравлического канала связи для передачи

РИС. 4. Этапы бурения СГ-3, 10000 м (А), прием и укладка керна (Б), 12000 м (В)



информации от забойных датчиков на поверхность методом частотной модуляции импульсов давления в жидкости [6]. Наиболее важными были требования обеспечения максимального отбора керна и сохранения вертикальности ствола. 27 декабря 1983 г. глубина скважины достигла 12000 м, буровики готовились к бурению до проектной глубины.

После достижения рекордной глубины 12066 метров бурение было приостановлено, так как шла подготовка к XXVII сессии Международного геологического конгресса, который должен был проходить в 1984 году в Москве. Выдающиеся достижения Советского Союза в области глубинного исследования недр Земли привлекли широкое внимание геологов, инженеров, технологов и других специалистов как у нас в стране, так и за рубежом. Было решено сообщить на специальной сессии Конгресса основные результаты изучения СГ-3 и показать участникам конгресса работу скважины в натуре и поднятые из глубины образцы керна. Была организована специальная экскурсия министров геологии многих стран мира на СГ-3. Кольская сверхглубокая скважина была признана самым выдающимся достижением мировой науки XX века [10]. Она была внесена в книгу рекордов Гиннеса как мировое достижение [9, 13].

В 1990 г. была достигнута максимальная глубина – 12 262 м, не превзойденная до сих пор. Однако резкое сокращение финансирования не позволило продолжить работы. Бурение прекратили в 1992 году. Предполагалось, что Кольская сверхглубокая скважина после завершения бурения будет превращена в уникальную лабораторию для исследования с помощью специальных приборов

глубинных процессов, протекающих в земной коре. Однако в 1995 г. все научные работы из-за отсутствия финансирования были прекращены, а сама скважина законсервирована [13, 14].

Решение о демонтаже уникального бурового оборудования «Уралмаш-15000» было принято летом 2007 г. специальной экспертной комиссией представителей Роснедр и Росимущества.

Особенности технологии бурения СГ-3

Бурение Кольской скважины было осуществлено с применением только отечественной техники и технологии. Все оборудование для бурения было сделано на предприятиях оборонной промышленности СССР, также как при работе по проектам создания атомного оружия и космических кораблей. Была создана уникальная буровая установка «Уралмаш-15000» грузоподъемностью 400 т, при давлении нагнетания бурового раствора 40 МПа, с максимальной автоматизацией процессов бурения. Установка была рассчитана для проходки скважин до глубины 15 км [9].

Основными техническими решениями, обусловившими успешную проходку Кольской сверхглубокой скважины на больших глубинах, были: 1) применение призабойного гидравлического турбобура вместо классического роторного бурения; 2) использование буровых труб из легких сплавов, позволившее резко снизить вес буровой колонны; 3) технология бурения опережающим стволом.

Эти решения позволили добиться лучших результатов при использовании отечественной буровой техники с меньшими параметрами, чем на зарубежном оборудовании для сверхглубокого

бурения. Так, грузоподъемность советской буровой установки составляла 500 тонн против 600–800 тонн, а создаваемое насосами давление – 40 МПа против 50 МПа у зарубежных установок.

При бурении СГ-3 на больших глубинах использовались бурильные трубы из различных алюминиевых сплавов со стальными замками. Эти трубы обладали теплоустойчивостью от 100 до 200 °С, что позволяло применять их на глубинах спуска от 6000 до 13 000 метров. Общий вес буровой колонны из таких труб достигал 200 тонн. Аналогичная колонна, собранная из стальных труб, просто оборвалась бы под собственным весом. Нарезка резьбы на трубах производилась непосредственно на Кольской сверхглубокой. При этом в дальнейшем обеспечивались потребности и других сверхглубоких скважин.

На установке «Уралмаш-15000» вместо роторного способа бурения (когда с помощью двигателя, установленного на поверхности, вращается вся буровая колонна) было применено турбинное бурение, при котором вращается не вся колонна, а только нижняя часть с буровым инструментом. Через колонну под давлением до 30 МПа подается буровой раствор, вращающий стоящую внизу многоступенчатую турбину длиной 46 м с бурильной головкой диаметром 214 мм. Сама буровая колонна при этом остается неподвижной или вращается с небольшой скоростью. Через все секции турбины проходила труба – керноприемник, где собирался керн выбуренной породы. Применение данной технологии позволило снизить напряжения (особенно скручивающие, возникающие в буровой колонне), что в свою очередь позволило широко применять легкосплавные трубы.

РИС. 5. Варианты компоновки низа бурильной колонны (А), проектная и фактическая конструкция СГ-3 (Б)



В условиях отсутствия достоверных данных о геологическом разрезе и физико-механических свойствах пород на больших глубинах, было невозможно создать законченный проект скважины до глубины в 15 000 метров с расчетом необходимого количества и глубины обсадных колонн. Как показало дальнейшее бурение, первоначальный разрез в районе бурения скважины, составленный с использованием косвенных методов существенно отличался от фактического разреза, полученного по результатам бурения. В связи с этим было предложено радикально изменить подход к проектированию скважины.

На СГ-3 конструкция скважины формировалась непосредственно в ходе строительства скважины на основании текущей информации о геологической обстановке. Этот способ строительства скважины с использованием опережающего ствола был разработан в ВНИИБТ. При таком подходе изначально обосновывается только верхняя часть скважины, разрез для которой наиболее достоверен. Диаметр первой обсадной колонны выбирается с учетом возможного использования достаточно большого числа обсадных колонн. После цементации первой обсадной колонны в нее опускается промежуточная съемная колонна и закрепляется на поверхности с возможностью ее извлечения. Через эту колонну бурится опережающий ствол с тщательным изучением текущего разреза и возникающих осложнений. При вскрытии зон осложнений, которые невозможно преодолеть без обсадных колонн, съемную колонну извлекают,

ствол расширяют и закрепляют обсадными трубами. Так, в 1992 году на Кольской ГРЭ была проведена уникальная операция по обсадке скважины до глубины 8770 метров. К этому моменту длина открытого ствола составляла более 10 000 м, и он пересек четыре зоны тектонических осложнений.

В результате проведенной операции были созданы условия для проходки скважины до глубины 13 000 метров, которую, к сожалению, не удалось осуществить.

Этот метод бурения позволил в 5–6 раз сократить металлоемкость конструкции скважины, исключил износ обсадных колонн, предотвратил осложнения и обеспечил возможность бурения на большие глубины за счет бурения ствола оптимального диаметра, повысил информативность внутрискважинных исследований за счет сохранения ствола открытым длительное время.

Всего в рамках подготовки к бурению сверхглубоких скважин промышленность освоила производство более 30 новых видов буровой техники. Поскольку скважина бурилась с научными целями, особое внимание было обращено на необходимость максимального отбора керна на всем ее протяжении. Для бурения в кристаллических породах было создано несколько типов бурового инструмента, позволяющих осуществлять отбор керна.

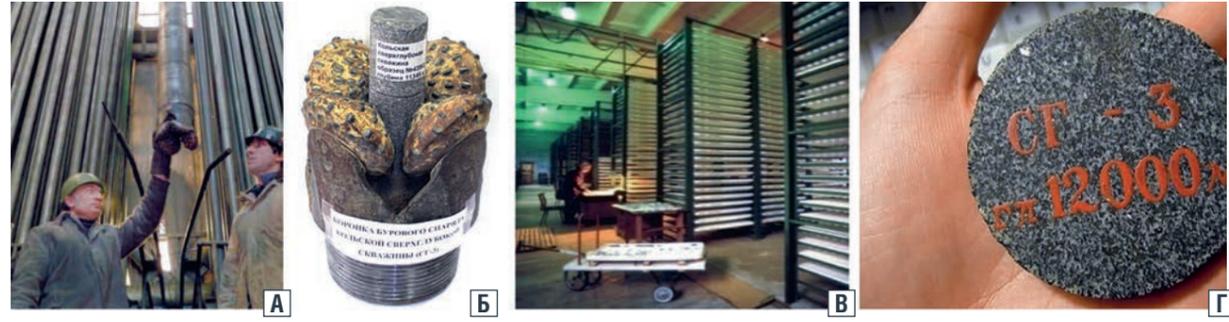
Впервые в мире в буровой установке было применено автоматизированное оборудование, с использованием турбинного бурения, когда вращается не вся колонна, а только буровая головка.

Всего в процессе бурения было использовано более 50 км легкосплавных труб.

Для бурения скважины были сконструированы породоразрушающие инструменты и забойные двигатели для глубинных условий, с буровыми твердосплавными коронками. Одна коронка служила около 4 часов с проходкой 7–10 метров. При глубине скважины более 8000 м на спуск и подъем колонны уходило до 18 часов с автоматической разборкой ее на секции. На СГ-3 впервые в мире использовалась система контроля и управления процессом буровых работ. Информационно-измерительная система включала в себя три основные программно-аппаратные подсистемы: подготовка к рейсу, контроль бурения, итоги рейса. С учетом особенностей бурения в породах основной задачей системы являлось распознавание критических технологических ситуаций [9, 10].

Кроме этого, были разработаны эффективные средства контроля работы турбобура на забое по наземным датчикам, без которых было невозможно бурение забойным двигателем, комплекс устройств по борьбе с искривлением ствола скважины на больших глубинах, различными осложнениями и авариями, средства дефектоскопии бурового инструмента, эффективная система очистки бурового раствора и другие системы и устройства. В целом буровая установка «Уралмаш-15000» отличалась высоким уровнем механизации и автоматизации всех процессов.

РИС. 6. Буровая СГ-3, спуск турбобура (А), буровая коронка с керном (Б), кернохранилище (В), образец с глубины 12 км (Г)



Ключевым вопросом бурения СГ-3 было сохранение вертикальности ствола скважины. Единственный инструмент, с помощью которого буровики могли проводить грубую навигацию, был механический инклинометр, вехотный в компоновку низа бурильной колонны. Инклинометрия осуществлялась между циклами бурения через каждые 100 м проходки. Этого было недостаточно для надежной навигации на больших глубинах, поэтому в дополнение к инклинометрии неизменно привлекались и другие геофизические методы: калвернометрия, акустический и сейсмический каротажи, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, боковой каротаж, магнитометрия, а также новые методы ГИС сверхглубоких скважин. Комплексный подход к управлению навигацией дал возможность успешно выполнить важнейшее регламентирующее требование – не допустить отклонения ствола от вертикали более одного градуса на километр. Итог общих усилий – мировой рекорд вертикальности проходки: на глубине 12 км отклонение не превысило 6 градусов [1].

27 сентября 1984 года бурение СГ-3 было продолжено. Пробурили очередной 9-метровый интервал, однако на глубине более 12 км произошла авария – оборвалась буровая колонна. При подъеме произошел захват бурильной колонны. В скважине остались турбобур и 5 км бурильных труб. Лишь спустя 7 месяцев бурение возобновили заново с глубины 7000 м.

Подобных сложностей, совершенно неожиданных, в процессе бурения Кольской скважины и с отбором керна возникло немало. До глубины примерно 7 км скважина пересекала

прочные, сравнительно однородные протерозойские вулканогенно-осадочные породы, и поэтому ствол скважины был ровный, почти соответствующий диаметру буровой коронки. Однако глубже 7 км пошли менее прочные трещиноватые, переслаивающиеся архейские породы – гнейсы, амфиболиты. Бурение осложнилось, а ствол принял овальную форму, появилось множество каверн, участились аварии. После крупнейшей аварии 1984 года снова подошли к глубине 12 км только через 6 лет.

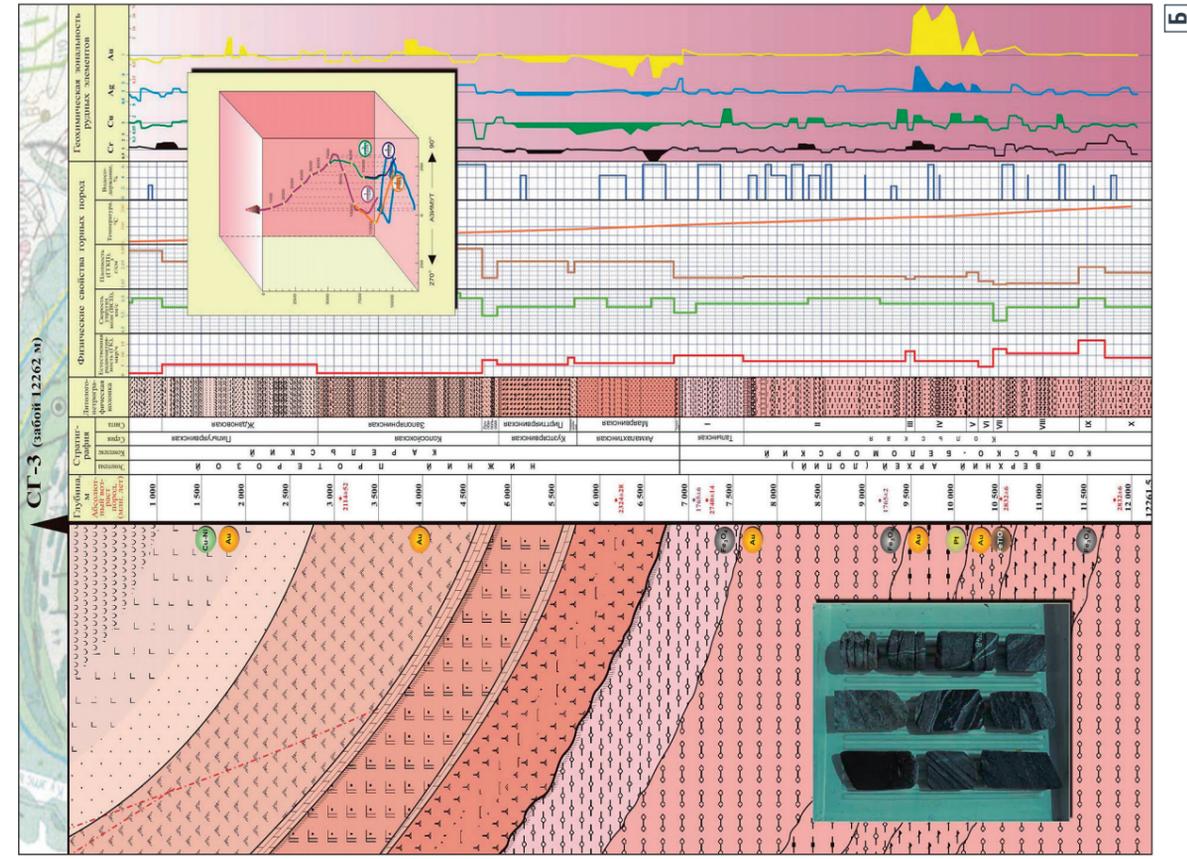
Всего в скважине было пробурено 12 обходных стволов. Четыре из них имели протяженность от 2200 м до 5000 м. Разветвленность скважины огорчила буровиков, но обрадовала геологов, которые неожиданно получили объемную картину внушительного массива древних архейских пород, сформировавшихся более 2,5 млрд лет назад. Ниже 7 км скважина представляет собой многоствольную горную выработку, первый ствол которой закончен на глубине 11 662 м, второй, пройденный из первого с глубины 9378 м, достиг 12 066 м, третий, начатый на глубине 7010 м из первого, завершился на 12 262 м и, наконец, четвертый, забуренный в третьем на глубине 9649 м, достиг 11 882 м. Это было причиной длительности последней фазы бурения, так как за месяц проходило до 60 м.

Керноотборный снаряд МАГ 195/60 (магазинный) представляет собой устройство, которое присоединяется к валу турбобура и снабжено системой гидротранспорта керна по приемной трубе в керносорник. Эти снаряды с системой гидротранспорта, способны вместить до 20 м керна диаметром 60 мм. Более 70% интервала бурения пройдено с отбором керна при среднем его

выносе 40,1% в целом по скважине. Продолжительность одного спуска-подъема инструмента при глубине 12 000 м – 21 ч [19].

Ствол СГ-3 имеет диаметр и круглую форму сечения только в верхних интервалах – до 6000 м. Кавернозные зоны в стволе были только в зонах тектонических нарушений, где он имел сложную изометричную форму. На глубинах более 7000 м ствол скважины имел эллипсовидную форму сечения. Кавернозные зоны были приурочены к тектоническим нарушениям. В верхних интервалах ствол скважины в основном устойчив к гидродинамическим и механическим воздействиям, а в породах архея, внешние воздействия привели к обрушениям стенок скважины и значительным изменениям ее радиальных размеров. В 1992 г. была проведена уникальная операция по монтажу в стволе СГ-3 обсадной колонны для продолжения бурения скважины до глубины 13 км. К сожалению, несмотря на это, дальнейшее бурение было прекращено.

Следует специально отметить уникальную особенность СГ-3: ее ствол на первом этапе строительства был обсажен только до глубины 1800 м, а ниже бурение на протяжении более 15 лет велось открытым стволом вплоть до рекордной отметки 1984 г. – 12 066 м. На этой глубине произошла авария, и скважину пришлось обсадить до глубины 9 км. Открытый ствол скважины СГ-3 в интервале 2–12 км был до этого идеальным местом для испытания и опробования новых методов ГИС и геофизических каротажных приборов. Их можно было опускать и испытывать непосредственно в открытом стволе до глубины 12 км в естественных гидродинамических условиях.



Серия	Свита	Колонка	Глубина, м	Мощность	V_p , км/с	V_s , км/с	График температур (100 м ± 1°C)	σ , ГСМ	РК, Ом	X, °С/град	Краткое описание пород
Архейский фундамент	Кольская	Лустары	5500-900		5,9	-6,1		2,89	n^{*10^3}	$<100^{*10^3}$	Метаморфические породы (Ахматская подсвита). В низах: полимиктовые конгломераты, гравелиты, песчанники (Телевская подсвита)
			4800-850		6,5	-6,6		2,83	n^{*10^3}	10^{*10^3}	Олигоценные, микроклинитовые и плагиоклазовые граниты, гнейсо-граниты, их мигматиты. Гнейсы Кольской серии - амфибол-биотитовые гнейсы, биотит-амфиболитовые гнейсы, мелано-кратовые биотитовые гнейсы. В меньшем количестве: гранат-биотитовые, мусковитовые и силлиманит-гранат-биотитовые гнейсы
Печенгская серия	Сальмярва	Кутсария	3700-1400		6,3	-6,5		2,85	n^{*10^3}	70^{*10^3}	Метабазы, диабазовые метатеррилиты, метамеллштейны, шоровые лавы, метаплагиофриты, альбигофиты, ортофиты (Пяртларская подсвита). В низах: кварциты, алевролиты, туффиты, известники, доломиты, филлиты (Кувейнская подсвита)
			2100-1350		6,3	-6,5		2,99	n^{*10^3}	60^{*10^3}	Метабазы, их порфириты, мандельштейны, шоровые лавы, турболеные алевролиты, турболенки, актинолитовые сланцы, амфиболитовые сланцы, амфиболиты (Кольская подсвита). В низах: песчаные алевролиты, филлиты, песча. аркозы от мелко до грубозернистых с прослоями конгломератов, известники, доломиты, кварциты (Лучпольская подсвита)
Ламас			800		5,2	-5,6		3,01	n^{*10^3}	70^{*10^3}	Ангитовые диабазы, их порфириты, афаниты, шоровые лавы, туфы, турболенки, туффиты, незначительно кварцевые порфиры и их туфы, микритовые метатеррилиты. Метабазы, метабазор-диабазы, зеленые сланцы, амфиболиты (Поясвита Мателд)
			800		5,8	-6,0		2,85	1,5	30^{*10^3}	Филлиты, филлитовые сланцы, прослои песчанников, алевролитов, реже известняков и конгломератов; вверх прослои туффитов и туфров. Среди филлитовых сланцев интрузии ультраосновных и основных пород: перидотиты, серпентиниты, пироксениты, габбро, габбро-диабазы (Ждановская свита)
<p>Магматические и метаморфические породы среднего и основного состава</p> <p>Интервалы глубин залегания геологических контактов по данным сейсмо-разведки, с учетом точности построения сейсмических границ</p>											

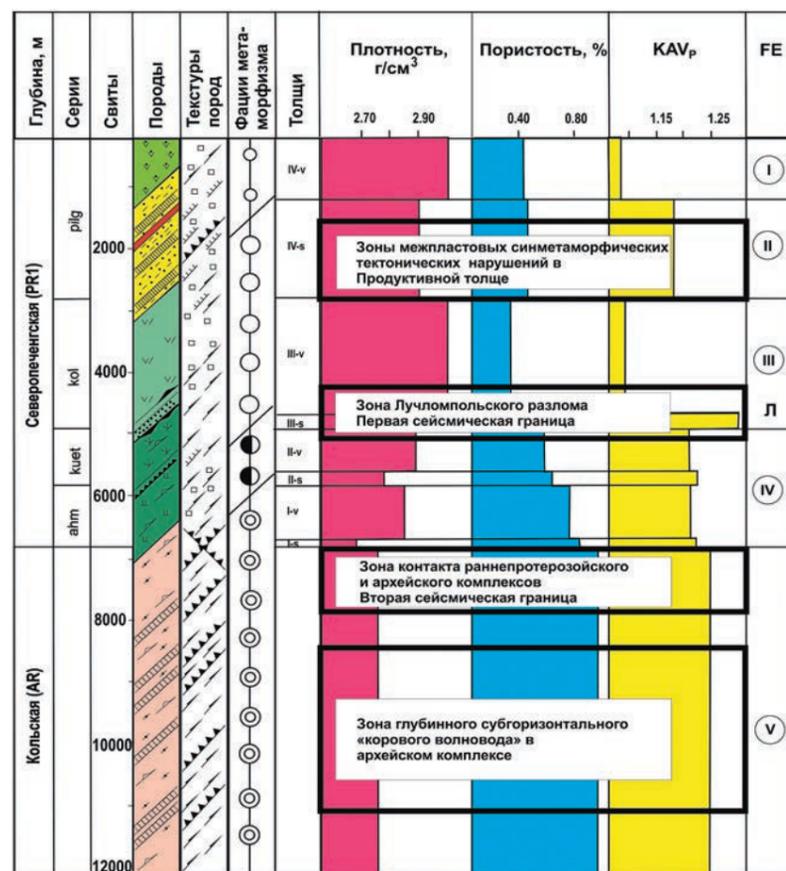
РИС. 7. Проектный (А) [1] и фактический (Б) [10] геолого-геофизические разрезы СГ-3

Геологические результаты бурения

Главной задачей бурения Кольской сверхглубокой скважины являлось изучение глубинного строения и рудоносности древней континентальной коры: получение глубинного геологического разреза; всестороннее исследование вещественного состава горных пород и характера их изменения с глубиной; выяснение особенностей проявления эндогенных геологических процессов в глубоких частях земной коры и связи с ними процессов рудообразования; выяснение геологической природы глубинных геофизических границ и геофизических параметров геологических толщ [10]. Основой решения этих вопросов являлись данные, полученные при изучении керна, который отбирался по разрезу скважины непрерывно и изучался комплексно различными методами. В результате была получена уникальная информация, зачастую существенно менявшая представления о глубинном строении недр (рис. 7).

Проходка СГ-3 опровергла существовавшие ранее представления о строении земной коры в районе Печенгской структуры. Проектный разрез скважины, составленный по данным сейсмических исследований, прогнозировал, что на глубине 4 км скважина выйдет из вулканогенно-осадочных пород Печенгской структуры и войдет в гранито-гнейсы архейского фундамента. Затем, разбуриив трехкилометровый слой гранито-гнейсов, скважина должна была погрузиться в базальтовый слой. Однако породы Печенгской структуры простирались до глубины 6842 м и лишь затем сменились архейскими гранито-гнейсами. А базальтовый слой вообще не был обнаружен – до самой рекордной глубины бур пробивался через архейские гранитоидные породы. Имеются детальные магнитные и гравиметрические карты, а также результаты бурения скважин. Предполагалось, что до глубины 5 км идет гранитная толща, после нее ожидали встретить более прочные и более древние базальтовые породы. Здесь геотермический градиент ниже, чем в других геологических регионах, и составляет 1,0–1,2 °C на 100 м глубины, что существенно облегчало условия бурения скважины.

РИС. 8. Формализованный разрез СГ-3 с зонами тектонических нарушений [13]



Кроме того, кристаллические горные породы имеют высокую прочность, что предполагает применение упрощенной конструкции скважины. После осуществления бурения СГ-3 выяснилось, что реальный геологический разрез СГ-3 (рис. 7) существенно отличается от проектного, составленного по данным ГСЗ.

На глубине 7,6 км была вскрыта не граница Конрада, а раздел между протерозойским осадочно-вулканогенным комплексом Печенгского синклинория и подстилающим его кристаллическим фундаментом, представленным верхнеархейским гранито-гейсовым комплексом кольской серии. Ниже раздела вплоть до 12 км было вскрыто чередование высокометаморфизованных гнейсов, амфиболитов и мигматит гранитов. По составу пород кольская серия в интервале 7,6–12,2 км полностью соответствует параметрам «гранитного» слоя континентальной земной коры [5, 6, 7]. Пришлось признать, что основной цели – достижения границы Конрада – СГ-3 не достигла, но вместе с тем

ее изучение дало богатейший фактологический материал для пересмотра методов интерпретации результатов ГСЗ, чтобы избежать в дальнейшем некорректного моделирования глубинной структуры рудоносных провинций на территории Евразии.

При исследовании образцов керна было установлено, что уплотненные гранитоиды при сейсмологических исследованиях воспринимались геофизиками в качестве более плотных по сравнению со стандартными породами. Это новая геологическая информация, которая позволяет по-другому интерпретировать данные глубинных геофизических исследований (рис. 8).

Скважина расположена на Северном крыле Печенгской структуры с таким расчетом, чтобы оценить перспективы глубоких горизонтов в отношении медно-никелевого оруденения, пересечь на отметке 4,7 км контакт раннепротерозойских вулканитов с архейскими гнейсами кольской серии, в интервале 7,5–8,5 км вскрыть поверхность Конрада

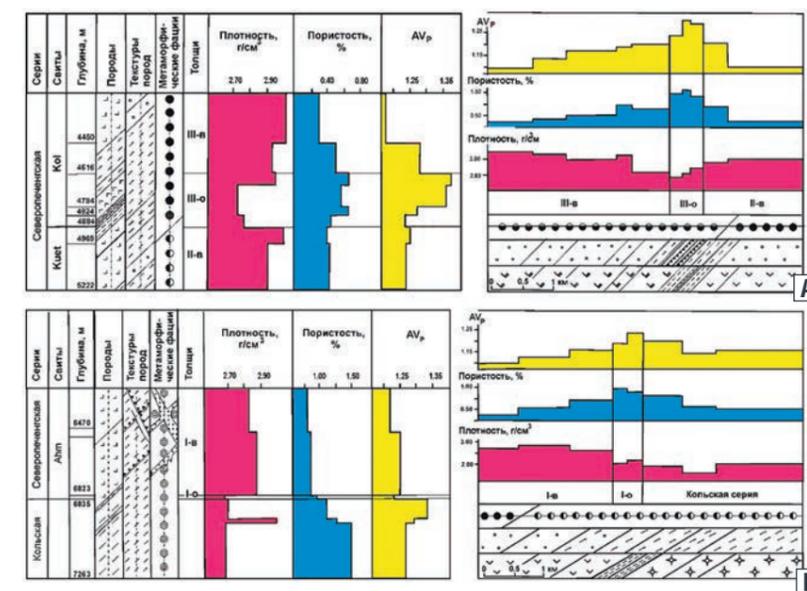
и проникнуть внутрь «базальтового» слоя. Что касается первой задачи, то она была успешно решена. На глубине 1,5–1,7 км в средней части продуктивной толщи скважина обнаружила ранее неизвестное тело никеленосных гипербазитов. Но предположение о наличии на глубине 7,5–8,5 км поверхности Конрада не подтвердилось. Подошва северопеченгской серии была пересечена на отметке 6,8 км и до рекордной глубины в 12 км скважина прошла по гнейсам и амфиболитам кольской серии, т.е. по «гранитному» слою земной коры. Установлено, что гранитоиды на больших глубинах при сейсмологических исследованиях воспринимались геофизиками в качестве более плотных по сравнению со стандартными породами [9, 10].

Важную роль в структуре Печенгского рудного поля занимают межпластовые тектонические зоны синметаморфического расланцевания, которые привели к формированию чешуйчато-блоковых структур. В разрезе СГ-3 и на поверхности выделены четыре тектонические зоны. Значения петрофизических параметров пород в межпластовых тектонических зонах характеризуются наиболее высокой плотностью, пористостью и KAV_p (рис. 9).

Высокая плотность объясняется наличием сплошных и брекчиевидных руд в этих зонах, а пористость – тем, что породы интенсивно расланцованы и раздроблены. При метаморфизме и последующих гидротермально-метасоматических изменениях в межпластовых тектонических зонах происходило формирование низкотемпературной ассоциации минералов (карбонат, хлорит, альбит, актинолит, сульфиды), которые снижали упругие параметры пород. Высокие значения KAV_p (1,29–1,32) подтверждают, что породы в этих зонах формировались при интенсивных пластических деформациях.

По разрезу СГ-3 были изучены две главные сейсмические границы. Первая относится к зоне Лучломпольского разлома в интервале 4350–5100 м, которая ранее интерпретировалась как контакт между вулканогенными породами раннепротерозойской северопеченгской серии и архейскими гнейсами кольской

РИС. 9. Корреляция плотности, пористости и KAV_p в зоне Лучломпольского разлома по разрезу СГ-3 (а) и профилю на поверхности. Первая сейсмическая граница (А), в зоне контакта северопеченгской и кольской серий по разрезу СГ-3 (в) и профилю на поверхности (г) Вторая сейсмическая граница (Б)



серии, а вторая – на глубине 6830 м – приурочена к зоне контакта северопеченгской и кольской серий архея. Структурно-петрофизические исследования, проведенные по образцам керна СГ-3 из этих зон и образцам с поверхности, позволили дать детальную характеристику этих геофизических границ. Сопоставление было проведено по плотности, пористости и анизотропии V_p (KAV_p) метаморфических пород.

Зона Лучломпольского разлома (Л) в разрезе СГ-3 охватывает нижнюю часть колосийской свиты (глубины 4340–5100 м). На отметках 4050–4100 м для массивных метавулканитов, претерпевших зеленокаменные изменения: плотность 3,01 г/см³, пористость 0,30%, KAV_p – 1,10. Для бластококтаклазитов и бластомилонитов наблюдается уменьшение плотности – 2,95 г/см³, увеличение пористости до 0,60% и KAV_p – 1,25. Для пород зоны разлома присущи меньшая плотность – 2,75 г/см³, большие значения пористости – 0,70% и KAV_p до 1,37. По зоне разлома зеленосланцевая фация сменяется эпидот-амфиболитовой. Для подстилающих вулканитов свиты куэцъярви плотность 2,95–3,00 г/см³, пористость – 0,50%, KAV_p – 1,25.

Главный отличительный признак пород в зоне Лучломпольского разлома – резкая анизотропия,

обусловленная расланцеванием, перекристаллизацией деформированных пород, возникновением в них закономерной пространственной ориентировки. Появление в этих породах высокой анизотропии (KAV_p до 1,37), а не пестроты разреза свиты и резкое возрастание степени метаморфизма объясняют с геологических позиций природу первой сейсмической границы.

Зона контакта вулканитов северопеченгской и гнейсов кольской серии (К) также была охарактеризована по разрезу СГ-3 и поверхности. Начиная с отметки 6230 м и до подошвы ахмалахтинской свиты практически все вулканогенные породы превращены в тонкосланцеватые амфиболиты. Для этих амфиболитов характерны плотность 2,82–2,89 г/см³, пористость 0,60–0,80% и KAV_p 1,22–1,25. При переходе в гранито-гнейсы кольской серии не наблюдается принципиального изменения типа деформаций пород, как и степени их метаморфизма. Углы наклона сланцеватости к оси керна по обе стороны контакта оказываются одинаковыми. Ниже контакта среди гранито-гнейсов залегают тонкосланцеватые амфиболиты, аналогичные расланцованным метабазитам ахмалахтинской свиты. Отсюда следует вывод о тектоническом происхождении

сланцеватости гранитогнейсов. Для гнейсов и амфиболитов вблизи контакта характерно резкое уменьшение плотности пород 2,75–2,78 г/см³, увеличение пористости до 1,50% и возрастание значений KAVp до 1,30, но затем его значения уменьшаются до 1,25. Эти данные показывают, что высокая анизотропия протерозойских вулканитов и архейских гнейсов в зоне контакта северопеченгской и кольской серий, возможно, обуславливает наличие здесь второй сейсмической границы.

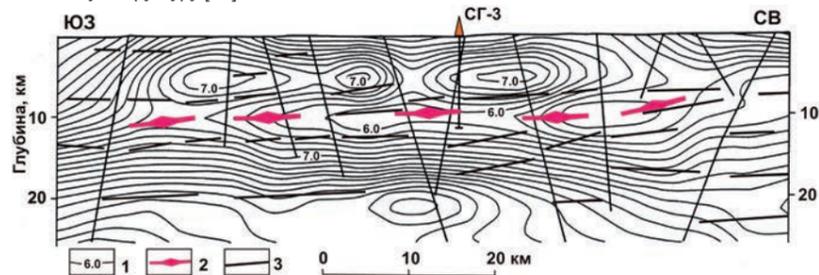
Вместо «поверхности Конрада» (кровля базальтового слоя) был выявлен субгоризонтальный «коровый волновод», своеобразная зона разуплотнения, перемещение тектонических блоков по этим зонам обеспечило чешуйчато-надвиговое строение всего Лапландско-Печенгского блока.

Исследования геологического пространства и скоростей упругих волн в разрезе скважины СГ-3 привели к выводу о наличии волноводов и флюидонасыщенных зон в архейском комплексе пород на больших глубинах [15, 16]. Однако данные о строении самого волновода были и остаются отрывочными и противоречивыми. В этом плане особенно показательны результаты сопоставления глубинного разреза МОВЗ с сейсмотомографическим разрезом (рис. 10).

Они свидетельствуют о существовании под Печенгской структурой почти горизонтальной зоны пониженных скоростей Vp, осевая поверхность которой пересечена скважиной СГ-3 на глубине около 10 км. Общая мощность зоны волновода составляет порядка 5 км. Верхняя граница волновода прослеживается прерывистой границей обменов, которая одновременно является и подошвой высокоскоростных линзовидных аномалий в верхней части коры. Нижняя граница волновода выражена более устойчивой границей обменов, которая на протяжении всего профиля контролирует положение кровли высокоскоростного слоя.

Петрофизические данные, полученные для опорных образцов керн архейских пород и их аналогов с поверхности, доказывают, что на глубинах 8,5–11,5 км присутствуют гнейсы со средней Vp – 5,57 км/с и амфиболиты с Vp 6,29 км/с. Именно

РИС. 10. Сейсмогеологический (скорость Vp) и сейсмический (МОВЗ-МРС) разрез через Печенгскую структуру [15]



1 – изолинии скоростей Vp в км/с (до глубины 25 км в изолиниях), 2 – ось волновода; 3 – границы, установленные по МОВЗ

они создают тот каркас волновода, в котором развиваются более поздние процессы. В качестве возможных причин возникновения волновода можно исключить насыщенность разреза СГ-3 метабазами и степень мигматизации метаморфических пород, поскольку они не обнаруживают закономерных вариаций по глубине.

Самостоятельным структурным элементом зоны волновода в разрезе скважины СГ-3 являются зоны катаклаза и регрессивного метаморфизма. Существует предположение, что именно они могут являться флюидонасыщенными рефлекторами. Однако петрофизические данные показывают, что регрессивные изменения в гнейсах, амфиболитах и мигматитах приводят к уменьшению плотности, пористости, KAVp и увеличению скоростей Vp и Vs. Следовательно, их также нельзя рассматривать в качестве флюидонасыщенных сейсмических границ [7].

Остается альтернатива – еще более молодые зоны открытой трещиноватости, заполненные флюидами. В пользу этого предположения свидетельствует продолжение предполагаемого волновода в акваторию шельфа Баренцева моря и однотипная инверсия скоростей S- и P-волн на глубине 8–10 км там и здесь. Отсутствие представительного ядерного материала и приборов, которые бы позволили отбирать на больших глубинах пробы флюидов и газов, поступающих из окружающих пород и трещинных зон приводят к предположению, что для зоны волновода характерно наличие открытой трещиноватости.

Результаты структурно-петрологических и петрофизических исследований опорных образцов

керн из архейской части разреза Кольской сверхглубокой скважины и их аналогов с поверхности имеют кардинальное значение для характеристики того каркаса, в котором в глубинных зонах континентальной земной коры развивались более поздние процессы, а также проливают свет на постоянно дискутируемый вопрос об аномально высокой пористости и аномально низких скоростях упругих волн на глубоких горизонтах скважины, имеющий прямое отношение к проблеме сейсмических границ и волноводов.

Параметры физико-механических свойств опорных образцов керн и их аналогов с поверхности показывают, что на глубинах 8–12 км присутствуют гнейсы и амфиболиты с нормальными для таких пород плотностью (2,71–2,74 и 3,05–3,06 г/см³), скоростями Vp (5,57–5,83 и 6,29–6,50 км/с) и Vs (2,72–3,18 и 3,31–3,45 км/с) волн. Декомпрессия при подъеме образцов керн на поверхность приводит к их разуплотнению, в результате чего пористость может возрасти в два раза. Результаты этих исследований дают основание предполагать, что in situ архейские гнейсы и амфиболиты обладают пористостью 0,5%.

Установлено, что даже опорные образцы керн СГ-3, испытавшие минимальное техногенное воздействие при бурении алмазным инструментом и релаксации при подъеме на поверхность, а также насыщенные водой, при измерениях имеют гораздо большую величину KAVp (1,25), чем их аналоги с поверхности (1,15), что не позволяет дать реальную характеристику анизотропии Vp в архейских породах на больших глубинах.

Установлено, что в интервале от 8 до 12 км в архейском комплексе формировались более поздние

зоны регрессивного метаморфизма и трещиноватости. Эти зоны, насыщенные флюидами, не могут являться пологими глубинными рефлекторами. Предполагается, что флюидонасыщенные пологие сейсмические границы связаны с наиболее поздними зонами открытой трещиноватости, непосредственно продолжающимися из Балтийского щита в шельф Баренцева моря.

Важную роль в структуре Печенгского рудного поля занимают межпластовые тектонические зоны синметаморфического рассланцевания, которые привели к формированию чешуйчато-блоковых структур [2–5, 9]. В разрезе СГ-3 и на поверхности выделены четыре тектонические зоны. Значения петрофизических параметров пород в межпластовых тектонических зонах характеризуются наиболее высокой плотностью, пористостью и KAVp.

Петрологические исследования керн СГ-3 доказали синхронность среднепротерозойского метаморфизма и чешуйчато-надвиговых перемещений пород. Определение температур метаморфизма по составам сосуществующих минералов и минеральным ассоциациям подтверждает общее повышение интенсивности процесса с глубиной. Средняя температура метаморфизма вулканитов в верхней части разреза СГ-3 – 300 °С (пренил-пумпеллиитовая фация), а конец зеленосланцевой фации (4900 м) – 450 °С. В интервале эпидот-амфиболитовой фации (4900–6000 м) она составляет 550 °С, а в пределах амфиболитовой фации (низы северопеченгской серии и архейская кольская серия) температуры метаморфизма от 550 до 650 °С (6000–12000 м). В разрезе не установлено метаморфического перерыва между низами северопеченгской и кольской серий: по минеральным ассоциациям и те, и другие породы отвечают амфиболитовой фации и обладают кристаллически-сланцеватыми текстурами. Это позволяет предполагать, что гранитизация происходила в температурных границах амфиболитовой фации [2, 6, 7, 13].

Не менее интересными и неожиданными оказались непосредственные измерения температуры на больших глубинах. Предполагалось, что в

тектонически спокойных районах, к которым относится Балтийский щит, температура с глубиной растет незначительно (примерно 8–10 °С на 1 км). Однако реальная температура в скважине на глубине 10 км достигла 180 °С, а на глубине около 12 км значения температур достигли 212 °С, вместо предполагавшихся 120 °С [14]. Была выявлена роль мантийного и радиогенного источников в общем глубинном потоке тепла.

Рудная минерализация в разрезе Кольской сверхглубокой скважины

Изучение СГ-3 показало присутствие рудной минерализации в древней континентальной земной коре на всем интервале в 12 км (рис. 11). В зависимости от сочетаний рудных элементов, форм их нахождения и минеральных парагенезисов в разрезе выделены шесть основных типов рудной минерализации: 1) сульфидная медно-никелевая и платинометаллическая, 2) сульфидная железная, 3) оксидная железная, 4) оксидная железо-титановая, 5) сульфидная медно-цинковая и 6) золото-серебряная. Первые четыре типа сопоставимы с оруденением в протерозойской Печенгской структуре и ее архейском обрамлении по минеральному составу, характеру вмещающих пород и генезису.

Возможно, это связано с повышенной тектонической активностью в глубинных горизонтах

земной коры. В зонах циркуляции подземных вод, зафиксированных на больших глубинах (6,5–11,5 км и более), происходило отложение низкотемпературной гидротермальной минерализации (медной, медно-цинковой, никелевой).

В разрезе медно-никелевое оруденение приурочено к измененным перидотитам и филлитам и представляет ранее неизвестную зону в средней части продуктивной толщи. По структурно-текстурным особенностям и минеральному составу медно-никелевое оруденение СГ-3 сходно с детально изученными главными промышленными типами сульфидных медно-никелевых руд Печенги, что свидетельствует об их одинаковом генезисе и большой выдержанности по падению. Источником оруденения явились интрузивы ультраосновных пород. Первично-магматические структуры сульфидно-силикатных сростаний сохранились лишь в убого вкрапленных рудах. Метаморфизм вызвал перекристаллизацию и переотложение рудных минералов, проявившееся в вкрапленных рудах в перидотитах и брекчиевидных и прожилково-вкрапленных рудах.

Результаты структурно-петрофизических исследований скважины СГ-3 и Восточного рудного узла [15] показывают, что значения петрофизических параметров пород в межпластовых тектонических зонах характеризуются наиболее

РИС. 11. Вертикальная рудная зональность в разрезе СГ-3 [14]

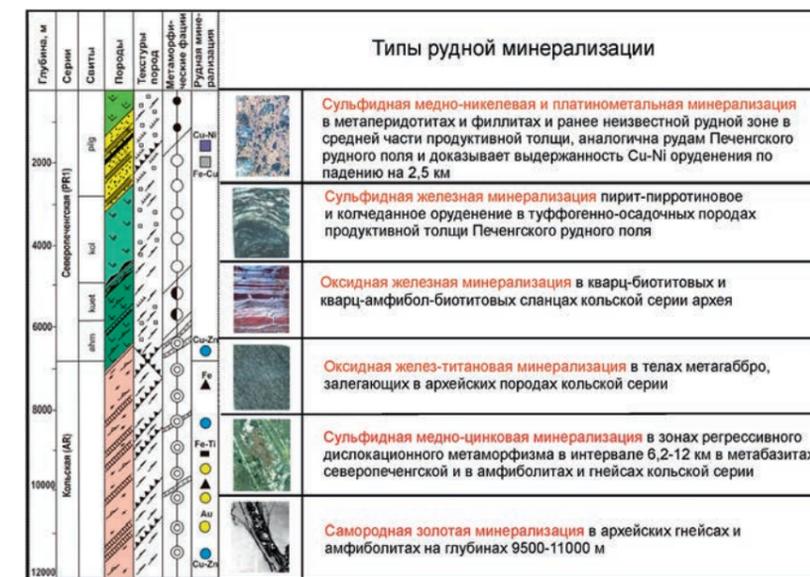
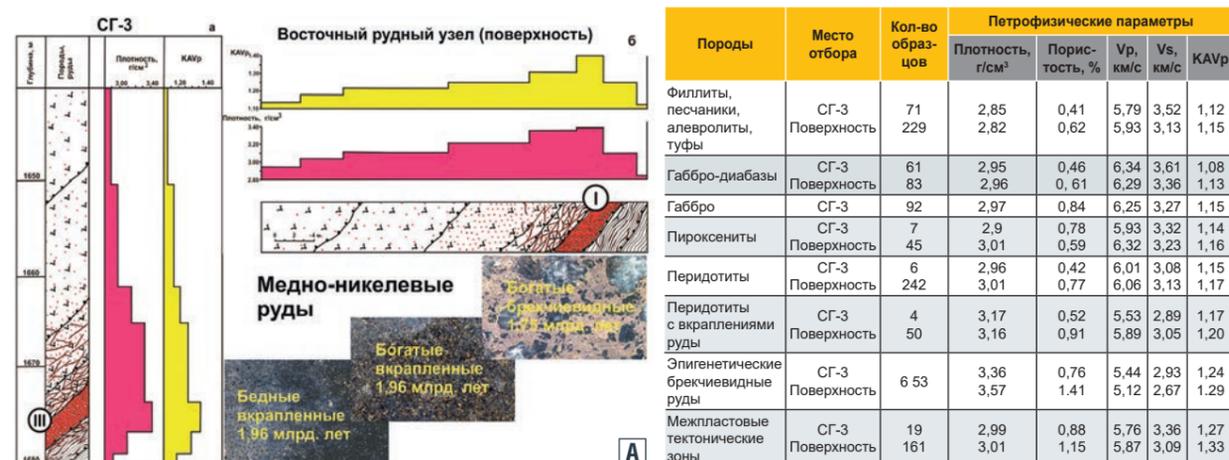


РИС. 12. Корреляция плотности и KAVp пород в рудоносных межпластовых тектонических зонах синметаморфического расщепления Восточного рудного узла по разрезу СГ-3 (А) и профилю на поверхности через Центральное рудное тело (Б)



высокой плотностью, пористостью, значениями параметра Vp/Vs и KAVp и меньшими – модулей упругости. Высокая плотность объясняется наличием массивных и брекчиевидных руд в этих зонах, а пористость – тем, что породы интенсивно расщеплены и раздроблены. При метаморфизме и последующих гидротермально-метасоматических изменениях в межпластовых тектонических зонах происходило формирование низкотемпературной ассоциации минералов (карбонат, хлорит, альбит, актинолит, сульфиды), которые снижали упругие параметры пород. Высокие значения KAVp (1,29 – 1,32) подтверждают, что породы в этих зонах формировались при интенсивных пластических деформациях.

Богатые брекчиевидные руды, судя по их высокой анизотропии, являются составной частью межпластовых тектонических зон. Однако происхождение их продолжает оставаться предметом дискуссии. Наиболее важным аргументом в пользу эпигенетического происхождения богатых брекчиевидных руд является их связь с зонами дислокационного метаморфизма, занимающими определенное положение в общей вертикальной метаморфической зональности протерозоя, тесные сростания сульфидных минералов с силикатами в расщепленных метаультрабазитах и метаосадочных породах, в то время как сульфидные минералы первично-магматических вкрапленных руд интенсивно

замещаются гидросиликатами и, наконец, контрастное обогащение сульфидов тяжелым изотопом серы по мере перехода от вкрапленных руд в перидотитах к брекчиевидным рудам на контакте расщепленных перидотитов и филлитов [2].

В кольской серии скважина пересекла железистые кварциты, железо-титановые руды в метабазитах и мусковитовые пегматиты. На глубинах от 6 до 11 км в низах северопеченгской серии и в кольской серии скважина вскрыла гидротермальную сульфидную минерализацию, приуроченную к зонам трещиноватости и регрессивного метаморфизма амфиболитов и гнейсов. Наряду с рассеянной вкрапленностью сульфидов для этих зон характерно присутствие сульфидов в составе хлорит-карбонат-кварцевых прожилков, сходных по своему облику и составу с прожилками месторождений «близкоповерхностного» типа, в том числе медно-порфирового.

Одним из неожиданных результатов проходки Кольской сверхглубокой скважины явилось обнаружение в интервале 6–12 км зон дробления, трещиноватости и регрессивного дислокационного метаморфизма. Тектоническая природа зон регрессивного метаморфизма доказывает морфологическими признаками минерализованных трещин, а также перемещениями по типу сдвига разновозрастных жилков разного состава. Минералы амфиболитов и гнейсов в таких зонах замещаются хлоритом, актинолитом, эпидотом,

карбонатом. Изредка в этих зонах проявляются пренит и пумпеллиит. Эти же минералы выполняют жилки и цемент микробрекчий. Следовательно, регрессивные изменения отвечают зеленосланцевой и пренит-пумпеллиитовой фациям.

Наиболее распространенными рудными минералами сульфидной минерализации являются пирротин, пирит и халькопирит, ассоциирующие в прожилках с кварцем, карбонатом, хлоритом, пренитом, эпидотом и другими жильными минералами. Более редкие рудные минералы представлены сфалеритом, галенитом, борнитом, молибденитом, аргентопентландитом, зигенитом.

Минерализация установлена в зонах регрессивного дислокационного метаморфизма в интервале 6,2–12 км. Наряду с рассеянной вкрапленностью наиболее широко распространенных сульфидов – пирротина, пирита и халькопирита – она представлена хлорит-карбонат-кварцевыми прожилками, в которых наблюдаются более редкие и более разнообразные по составу сульфиды – сфалерит, галенит, борнит, молибденит, аргентопентландит, зигенит. В прожилках в метабазитах печенгской серии на глубине 6380 м аргентопентландита, образующего мелкие выделения, и реже – в пирротине в ассоциации с пентландитом и сфалеритом. Состав аргентопентландита, по данным микрорентгеноспектрального анализа, %: Fe – 32,9; Ni – 20,7; Ag – 13,8; S – 32,0; сумма – 100,4. Его присутствие свидетельствует

об эпигенетическом происхождении гидротермальной сульфидной минерализации.

Температуры образования гидротермальной сульфидной минерализации оценивались по распределению кобальта в сростаниях пирротина и пирита. Значения температур, вычисленные по коэффициенту распределения кобальта в этих сульфидах, в основном укладываются в интервале 184–323 °С, т.е. они существенно более низкие, чем температуры, характерные для амфиболитовой фации метаморфизма вмещающих пород.

Неожиданным результатом изучения СГ-3 стало открытие повышенных содержаний золота в интервале 9500–11000 м сложенном амфиболитами и гнейсами архейского возраста (2,6–2,8 млрд лет), метаморфизованными в условиях амфиболитовой фации при 500–650 °С и 3,5–6 кбар [8]. Оно было обнаружено с помощью нейтронно-активационного анализа и подтверждено результатами минераграфических исследований. В интервале 410 м содержания золота превышают 0,1 г/т, а местами достигают 1–6,7 г/т. В шлифах из керна обнаружены мельчайшие выделения самородного золота, представленного (размером до 10 мкм) чешуйками и зернами неправильной формы в биотите, роговой обманке, плагиоклазе [3]. Иногда чешуйки золота располагаются по спайности биотита. Золото не образует сростаний с другими

рудными минералами и содержит до 26% серебра.

Золотое оруденение обнаружено с помощью нейтронно-активационного анализа (ВНИИЯГ) и подтверждено результатами минераграфических исследований (ИГЕМ). На расстоянии 410 м содержания золота превышают 0,1 г/т, а местами достигают 1–6,7 г/т. В шлифах из керна обнаружены мельчайшие выделения самородного золота и представленного мелкими (до 10 мкм) чешуйками и зернами неправильной формы в биотите, роговой обманке, плагиоклазе.

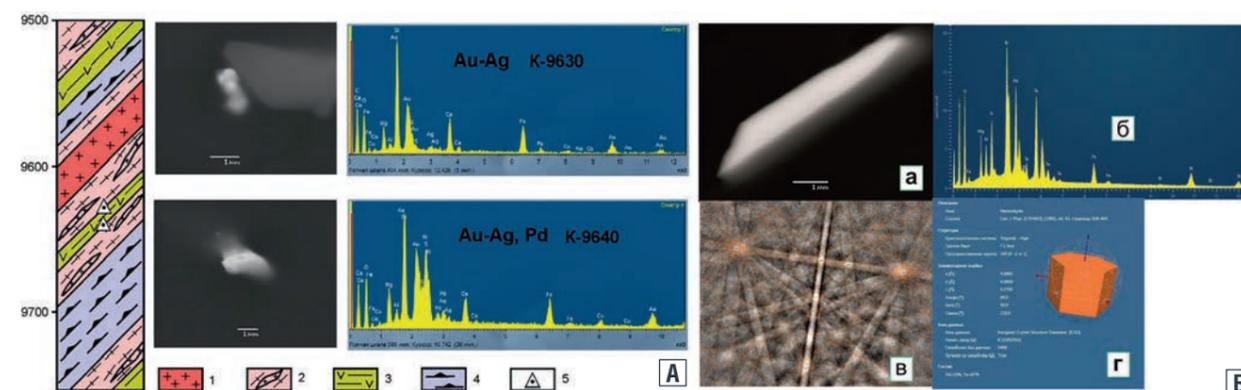
Верхняя граница золотоносного интервала совпадает с крупным разломом (9500–9700 м), который проявлен в керне скважины резким переходом от пологозалегающих биотит-амфиболитовых гнейсов к крутопадающим железистым кварцитам, горнблендитам, тальк-тремолит-флогопитовым сланцам и дайкообразному телу среднепротерозойских порфиroidных гранитов лицко-арагубского комплекса (1,76 млрд лет) (рис. 13, А). Золотая минерализация пространственно совпадает с зонами регрессивных изменений, что говорит о ее структурном контроле [15]. Детальные минераграфические исследования проводилось в ИГЕМ РАН с помощью сканирующей аналитической электронной микроскопии (СЭМ) (микроскоп JSM-5610LV + ЭДС INCA-450). Поиск золотосодержащих включений проводился в режиме отраженных электронов.

В образце с глубины К-9630 м обнаружены частицы золота с серебром, палладием и висмутом размером несколько микрон в ассоциации с халькопиритом в диопсидовой матрице. В образцах с глубины К-10167 м найдены частицы золота размером до 10 микрон с содержанием серебра до 12 мас. %, которые фиксировались по трещинам в роговой обманке. Впервые установлено наличие золота в сульфидах.

На глубоких горизонтах СГ-3 в породах кольской серии зафиксированы проявления регрессивного дислокационного метаморфизма. Обычно это согласные со сланцеватостью зоны (мощностью 10–15 м) катаклаза и трещиноватости гнейсов и амфиболитов, в которых олигоклаз, высокоглиноземистая роговая обманка, биотит, гранат и другие минералы амфиболитовой фации замещаются альбитом, эпидотом, актинолитом, хлоритом, пренитом, серицитом, калишпатом. Судя по минеральным парагенезисам, даже на максимальных глубинах регрессивный метаморфизм происходил при температуре порядка 300 °С, отвечающей границе между пренит-пумпеллиитовой и зеленосланцевой фации. В зоне глубинного разлома вблизи милонитового шва, проходящего по контакту амфиболитов и мигматитов, последние катаклазированы и рассечены тонкими трещинами, выполненными пренитом, вторичным кварцем, карбонатом, хлоритом, серицитом.

Измененные мигматиты содержат вкрапленность халькопирита.

РИС. 13. Сканирующая электронная микроскопия золотой (А) минерализации в зоне разлома 9500–9700 м



1 – среднезернистые граниты; 2 – гнейсы с прослоями мигматитов; 3 – расщепленные амфиболиты; 4 – бластокатаклазиты; 5 – образцы керна; Б – палладиевая минерализация в отраженных электронах СЭМ: а – кристалл меренскиита, б – ЭДС-спектр от кристалла меренскиита, в – картина дифракции на отражение от кристалла меренскиита, г – результат автоматической диагностики, приведенной на (в) дифракционной картине

Впервые в образцах из зоны разлома (около 10 км) СГ-3 выявлена палладиевая минерализация [17]. Исследования проводились в лаборатории кристаллохимии минералов ИГЕМ РАН методами аналитической электронной микроскопии на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) JEOL JSM-5610 с энергодисперсионным спектрометром (ЭДС) Oxford AZtec. Диагностирован собственный палладиевый минерал – меренскиит (рис. 13, Б). Необычно высокое содержание висмута в обнаруженном кристалле меренскиита, вероятно, свидетельствует о пониженных температурах его образования из флюида. Таким образом, обнаружен новый для СГ-3 тип оруденения – благороднометалльно (Au-Ag-Pd) редкоэлементный (Bi-Te).

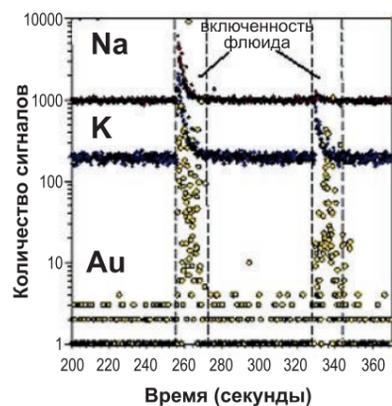
Вопрос о положении золотого оруденения в разрезе СГ-3 в общей последовательности эндогенных процессов остается открытым. Возможны три варианта: 1) перераспределение золота при метаморфизме за счет первичных концентраций во вмещающих породах; 2) избирательное осаждение на периферии зон регрессивных изменений и гидротермальной сульфидной минерализации; 3) отложение из восстановительных флюидов глубинного происхождения.

При изучении золотой минерализации, обнаруженной при бурении Кольской сверхглубокой скважины на глубине 9,5–11,0 км впервые обнаружены природные флюиды с экстремально высокими концентрациями золота.

Высокоточными методами анализа (LA ICP MS и UV-VIS спектроскопия) доказана возможность транспорта среднекоровыми флюидами высоких концентраций Au в форме наночастиц. Такие флюиды могут формировать крупные орогенные месторождения золота.

При изучении флюидных включений (ФВ) в кварце жил и прожилков из золотоносного интервала были обнаружены три типа флюидов, содержащих высокие концентрации золота: углекислотный газовый флюид, углекислотно-водный флюид и хлоридный рассол. Исследование методом LA ICP MS показало наличие высоких концентраций золота (0,7–8081 ppm, 174 анализа) во ФВ

РИС. 14. Спектр LA ICP MS золотоносного кварца (глубина 9907/5 м) и двух флюидных включений, содержащих высокие концентрации золота



всех четырех типов в диапазоне глубин от 9052 до 10 745 м.

Окончательное доказательство наличия наночастиц золота в растворе было получено при исследовании растворов ФВ на конфокальном лазерном микроскопе при получении спектров пропускания в оптическом диапазоне в разных частях ФВ. При записи спектра в растворе вблизи границы пузырька в ФВ типов 3 и 4 было обнаружено, что эти спектры имеют выраженные полосы в диапазонах 490, 510 и 530 нм. Такие полосы характерны для плазмонного поглощения наночастиц Au с примесью Ag сферической формы диаметром около 10 нм и чистого золота диаметром 20 и 40 нм. Наблюдаемые дополнительные длинноволновые полосы около 630 нм могут быть отнесены к линиям поглощения агрегатов наночастиц. Однотипные данные были получены для 14 ФВ, они имеют одинаковые тренды и однозначно доказывают наличие наночастиц золота в растворе ФВ. Скопление наночастиц вблизи границы раствор-газ является характерным для коллоидных систем [23].

Полученные данные показывают, что флюиды с высокими концентрациями золота могут встречаться в обстановке средней коры. Средняя и нижняя кора соответствуют глубинам, на которых происходит мобилизация флюидов, образующих орогенные месторождения золота [22]. Оценки концентрации золота в минералообразующих флюидах орогенных месторождений составляют 0,5–5 ppm [21].

Это примерно на три порядка ниже установленной нами концентрации золота во флюидах из кварца золотоносного интервала Кольской сверхглубокой скважины.

Принципиально новыми оказались и данные о процессах рудообразования в глубинных слоях земной коры. На глубинах 9–12 км встретились высокопористые трещиноватые породы, насыщенные подземными сильно минерализованными водами. Эти воды – один из источников рудообразования. Раньше считалось, что такое возможно лишь на значительно меньших глубинах. Обнаруженные в скважине низкотемпературные ассоциации рудных минералов, свидетельствуют о принципиальной возможности появления на этих глубинах их промышленных скоплений, не говоря уже о высокотемпературных рудных образованиях. Этот вывод имеет фундаментальное значение для развития учения о полезных ископаемых и поисков рудных залежей на больших глубинах [4]. Новые данные о рудообразовании на больших глубинах были зарегистрированы в качестве научного открытия № 28 в области наук о Земле.

Заключение

Кольская сверхглубокая скважина – выдающееся достижение мировой и российской геологической науки в развитии континентального бурения. Она была пробурена в рамках программы «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение». Все работы по этой программе были осуществлены с применением только отечественной техники и технологии в сложных условиях Арктической зоны России. Была создана уникальная буровая установка «Уралмаш-15000». Все оборудование для бурения было сделано на предприятиях оборонной промышленности СССР, также как создание космических кораблей.

Впервые в мире СГ-3 была пробурена с применением новейших отечественных технических средств, научного изучения глубинного строения земных недр. Были использованы новые материалы и технологии бурения, также создано уникальное буровое оборудование, позволяющее добраться до прежде недостижимых глубин. Вот уже 50 лет этот результат остается непревзойденным. СГ-3 является

прорывом в недра планеты Земля и может быть сопоставим только с полетом в космос.

Совместная работа около 200 ученых и специалистов из научных и производственных организаций различных министерств и ведомств позволила получить прямой вещественный материал с таких глубин и провести измерения различных параметров непосредственно в толще земной коры до глубины 12 262 м с использованием нового научного оборудования, способного работать в условиях высоких температур и давлений. Полученные образцы горных пород с больших глубин по своему значению сопоставимы с образцами с Луны.

Геолого-геофизическая информация о глубинном строении Балтийского щита была существенно скорректирована в соответствии с материалами бурения скважины. На основании изучения минерально-геохимического состава пород керна и проведения комплекса исследований в стволе СГ-3 были получены данные о вещественном составе и физическом состоянии глубинных пород.

Геофизическая граница, дающая наибольшее отражение при сейсмическом зондировании, где породы «гранитного» слоя переходят в более прочный «базальтовый слой», в разрезе СГ-3 свидетельствует что там расположены менее прочные и менее плотные трещиноватые породы – архейские гнейсы. Вместо «поверхности Конрада» (кровля базальтового слоя) был выявлен субгоризонтальный «коровый волновод», своеобразная зона разуплотнения, перемещение тектонических блоков по этим зонам обеспечило чешуйчато-надвиговое строение всего Лапландско-Печенгского блока.

Новые данные получены при оценке температур на больших глубинах. Предполагалось, что в гранито-гнейсовом фундаменте Балтийского щита температура с глубиной растет незначительно (примерно на 8–10°C на 1 км). Реальная температура в СГ-3 на глубине 10 км достигла 180°C, а на глубине около 12 км – 212°C вместо ожидаемых 120°C.

Установлена зональность протерозойского метаморфизма с глубиной: от пренил-пумпеллитовой к зеленосланцевой (4900 м), эпидот-амфиболитовой

(6000 м), амфиболитовой фациям (низы северопеченгской и архейской кольской серий (12 000 м).

Изучение СГ-3 показало присутствие рудной минерализации в древней континентальной земной коре на всем интервале в 12 км. Выделены шесть типов минерализации: сульфидная медно-никелевая и платинометаллическая, сульфидная железная, оксидная железная, оксидная железо-титановая, сульфидная медно-цинковая и золото-серебряная. Принципиально новыми оказались и данные о процессе рудообразования в глубинных слоях земной коры. Так, на глубинах 9–12 км встретились высокопористые трещиноватые породы, насыщенные подземными сильно минерализованными водами. Эти воды – один из источников рудообразования. Раньше считали, что такое возможно лишь на значительно меньших глубинах. ●

Работа выполнена при финансовой поддержке бюджетной темы ИГЕМ РАН «Главные особенности рудообразующих систем магматогенных месторождений Au, Ag – Mo, Re, W, Cu, Zn – Cu, Ni, PGE в разных геолого-тектонических обстановках».

Литература

1. Абдрахимов М.З., Виноградов А.Н., Кузнецов Ю.И. Полвека тверской школе промысловой геофизики Кольской сверхглубокой скважине СГ-3 / НТВ «Каротажник». Вып. 6 (312). 2021. С. 254–280.
2. Глаголев А.А., Генкин А.Д., Казанский В.И., Боронихин В.А., Гордиенко Л.П., Красивская И.С., Кузнецов А.В., Лобанов К.В., Носик Л.П., Прохоров К.В. Изучение эндогенных процессов по материалам сверхглубокого бурения // Эндогенные рудные районы и месторождения. М.: Наука, 1987. С. 129–144.
3. Казанский В.И., Новгорова М.И., Смирнов Ю.П., Боронихин В.А. Необычные минеральные ассоциации на нижних горизонтах Кольской сверхглубокой скважины // Геология рудных месторождений. 1989. Т. 31. № 6. С. 75–82.
4. Казанский В.И., Кузнецов О.Л., Кузнецов А.В., Лобанов К.В., Черемисина Е.Н. Глубинное строение и геодинамика Печенгского рудного района: опыт исследования Кольской сверхглубокой скважины // Геология рудных месторождений, том. 36, № 6, 1994. С. 500–519.
5. Казанский В.И., Лобанов К.В. Глубинное строение и рудоносность древней континентальной земной коры (по результатам исследований Кольской сверхглубокой скважины) // Проблемы рудной геологии, петрологии, минералогии и геохимии, ИГЕМ РАН, 2004, Москва. С. 24–43.
6. Казанский В.И., Лобанов К.В. Структурно-геофизическая позиция, глубинное строение и условия локализации уникального Печенгского рудного поля (Балтийский щит) // Крупные и суперкрупные месторождения: закономерности размещения и условия образования, Москва, ИГЕМ РАН, 2004. С. 187–205.
7. Казанский В.И., Лобанов К.В., Шаров Н.В. От разреза Кольской сверхглубокой скважины к глубинным моделям Печенгского рудного района: к 10-летию открытия № 28 в области наук о Земле // Вестник Российской Академии естественных наук. 2007. Т. 7. № 2. С. 3–7.
8. Козловский Е.А., Губерман Д.М., Казанский В.И. Рудоносность глубинных зон древней континентальной земной коры (по материалам

9. Кольская сверхглубокая. Исследование глубинной структуры континентальной коры бурением Кольской сверхглубокой скважины. Е.А. Козловский (ред.). М.: Недра, 1984, 490 с.
10. Кольская сверхглубокая: Научные результаты и опыт исследований. Редакторы Орлов В.П., Лавров Н.П. М.: МФ «Технонефтегаз», 1998. 260 с.
11. Литвиненко И.В. Особенности глубинного разреза земной коры северо-западной части Кольского п-ова и южной части Баренцева моря // В сб. «Геология и глубинное строение восточной части Балтийского щита». Л.: Наука, 1968. С. 90–96.
12. Литвиненко И.В., Ленина И.С. Некоторые результаты изучения сейсморазведкой глубинного строения Печенгской структуры // Геология и глубинное строение восточной части Балтийского щита. Л.: Недра, 1968, с. 139–147.
13. Лобанов К.В., Казанский В.И., Кузнецов А.В., Жариков А.В. Интегральная геодинамическая модель Печенгского рудного района на основе корреляции геологических, петрологических и петрофизических данных по Кольской сверхглубокой скважине и опорному профилю на поверхности // Современные проблемы рудной геологии, петрологии, минералогии и геохимии. ИГЕМ РАН, Москва, 2010. С. 258–300.
14. Лобанов К.В., Чичеров М.В., Чижова И.А., Горностаева Т.А., Шаров Н.В. Глубинное строение и рудообразующие системы Печенгского рудного района (арктическая зона России) // Арктика: Экономика и Экология. 2019. № 3. С. 107–122.
15. Лобанов К.В., Горностаева Т.А., Прокофьев В.Ю., Чичеров М.В. Кольская сверхглубокая – космический полет в недра Земли. Смирновский сборник 2020. Проблемы минерации, экономической геологии и минеральных ресурсов. Москва. Издательство ООО «МАКС Пресс». 2020. С. 50–71.
16. Лобанов К.В., Чичеров М.В., Горностаева Т.А., Прокофьев В.Ю., Шаров Н.В. Кольская сверхглубокая скважина – прорыв в недра арктической зоны России. Всероссийская конференция с международным участием «Глобальные проблемы Арктики и Антарктики», посвященная 90-летию со дня рождения академика Николая Павловича Лаврова. 2–5 ноября 2020 г. г. Архангельск. ФИЦКИА УрО РАН, С. 38–43.
17. Лобанов К.В., Горностаева Т.А., Карташов П.М., Мохов А.В., Чичеров М.В. Проявление палладиевой минерализации на глубинных горизонтах Кольской сверхглубокой скважины // Доклады Российской Академии наук. Наука о Земле. 2021, том 499, № 2, С. 26–31.
18. Лобанов К.В., Чичеров М.В., Шаров Н.В. Пятидесятилетняя годовщина начала бурения Кольской сверхглубокой скважины // Арктика и Север, САФУ. Архангельск, 2021, № 44, С. 267–284.
19. Павлихин А.С. 50 лет научному прорыву в исследовании Земли. Кольская сверхглубокая скважина: путь к энергетическому и сырьевому обеспечению человечества // Инженер-нефтяник. 2020. № 1. С. 5–16.
20. Хитаров Н.И. К вопросу проведения сверхглубокого бурения на территории Советского Союза // Советская геология. 1961. № 6. С. 134–138.
21. Garofalo P.S., Fricker M.B., Günther D., Bersani D. Lottici P.P. Physical-chemical properties and metal budget of Au-transporting hydrothermal fluids in orogenic deposits. Geological Society of London Special Publication. 402. 71–102. (2014).
22. Goldfarb, R.J., Groves, D.J. Orogenic gold: Common or evolving fluid and metal sources through time. Lithos. 233. 2–26. (2015).
23. Prokofiev V., Banks D., Lobanov K., Selektor S., Milichko V., Borovikov A., Akiniev N., Lüders V., Chicherov, M. Exceptional Concentrations of Gold Nanoparticles in 1,7 Ga Fluid Inclusions From the Kola Superdeep Borehole, Northwest Russia // Scientific Reports. 2020. 10. 1108 https://doi.org/10.1038/s41598-020-58020-8.

KEYWORDS: Kola ultra-deep well, new drilling technologies, deep structure of the Earth's crust, ore mineralization.



ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ

от электрогенерирующих установок на месторождениях Арктики

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ОТ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА, ПРОИЗВЕДЕН РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ И ОПРЕДЕЛЕНА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОТОЧНЫХ ЧАСТЕЙ ЭЖЕКТОРОВ

IN THIS ARTICLE THE TECHNOLOGICAL DIAGRAMS OF PUMPING-EJECTOR SYSTEMS FOR UTILIZATION OF EXHAUST GASES FROM ELECTRIC GENERATING PLANTS FOR THE CONDITIONS OF THE ARCTIC REGION ARE CONSIDERED, THE PARAMETERS OF THE PUMPING-EJECTOR SYSTEM ARE CALCULATED AND THE CHARACTERISTICS OF FLOWING PARTS OF EJECTORS ARE DETERMINED

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, водогазовое воздействие, попутный нефтяной газ, электрогенерирующие установки, выхлопные газы, насосно-эжекторная система, месторождения Арктики.

Горбылева Яна Алексеевна
 департамент недропользования и нефтегазового дела, Российский университет дружбы народов (РУДН), аспирант

Арктика с огромными запасами углеводородов, которые исчисляются миллиардами тонн нефти и десятками триллионов кубометров газа, является стратегическим потенциалом отечественной нефтегазовой отрасли на ближайшие десятилетия.

Российский сектор Арктики самый большой не только по протяженности, но также и по концентрации запасов углеводородов. Ежегодно доля производства нефти в Арктике от общероссийской добычи продолжает расти [8]. По оценкам экспертов, объем добываемых нефти и газа вырастет в ближайшие пять лет на 20%.

При этом отмечается значительный вклад нефтяной промышленности в изменение климата за счет энергии, необходимой для процесса добычи, выбросов от сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах, утечек метана, и т.д. В течение последних пяти лет утилизация ПНГ остается на среднем уровне – 80% [1], что еще значительно ниже целевого показателя в 95%.

Переработка попутного нефтяного газа, добытого на месторождениях на шельфе и суше Арктики, осложняется его транспортировкой. Поэтому возможность рационального использования ПНГ на месторождениях Арктики видится в его закачке в пласт,

УДК 622.276.6

ТАБЛИЦА 1. Электрогенерирующие установки на территории России

№	Название электростанции	Компания	Состояние	Суммарная мощность	Топливо	Особенности
1	Газотурбинная электростанция Западно-Полуденного месторождения	ОАО Томскнефть ВНК	эксплуатация с 2007 г.	10 МВт	ПНГ	ГТЭС-10 МВт ОАО АК Южтрансэнерго
2	Газопоршневая электростанция Новопортовского месторождения	ООО Газпром нефть-Ямал	эксплуатация с 2013 и с 2016 г.	26,5 МВт (96–144 МВт)	природный газ, ПНГ	17 газопоршневых модульных электроустановок на базе ГПУ Cummins
3	Газотурбинная электростанция Восточно-Мессояхского месторождения	АО Мессояха нефтегаз	эксплуатация с 2016 г.	90 МВт	ПНГ	6 газотурбинных установок Titan 130 (Solar Turbines Inc.)
4	Энергоцентр Ярактинского месторождения	Иркутская нефтяная компания	эксплуатация с 2016 г.	72 МВт	ПНГ	3 энергоблока: 6 газотурбинных установок
5	Энергоцентр Ярегского месторождения	ООО ЛУКОЙЛ-Коми	эксплуатация с 2017 г.	75 МВт	природный газ	3 энергоблока на базе газотурбинной установки

ТАБЛИЦА 2. Технические параметры газотурбинных электростанций Новопортовского и Восточно-Мессояхского месторождений

Название электростанции	ГПЭС Новопортовского месторождения			ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения
	ГПУ Cummins			ГТУ Titan 130
Тип установки	1370GQMA	1540GQNA	1750GQNB	ГТУ Titan 130
Мощность одной установки	1370 кВт	1540 кВт	1750 кВт	15 000 кВт
Вид топлива	природный газ, ПНГ			ПНГ
Расход топлива	389 м³/ч	448 м³/ч	503 м³/ч	179 280 кг/ч
Расход выхлопных газов	19 800 м³/ч	20 232 м³/ч	22 644 м³/ч	160 722 м³/ч
Температура выхлопных газов	527 °С	508–517 °С	495 °С	490–495 °С
Количество установок	4	8	5	6
Суммарная мощность	5,45 МВт	12,3 МВт	8,75 МВт	90 МВт

например посредством технологии водогазового воздействия [10], а также в использовании для выработки электроэнергии для собственных нужд промыслов и морских платформ.

В современном мире, настроенном на уменьшение вредных выбросов в атмосферу и декарбонизацию промышленности, актуально не только снижение количества сгораемого на факелах ПНГ, но и уменьшение выбросов от его сжигания при утилизации, т.е. сокращение выбросов CO₂ в виде выхлопных газов. Источником выхлопных газов являются газотурбинные и газопоршневые электрогенерирующие установки, работающие на ПНГ и/или природном газе. В таблице 1 приведены построенные российскими нефтегазодобывающими компаниями газотурбинные и газопоршневые

электрогенерирующие установки для нужд ближайших месторождений.

Газопоршневая электростанция (ГПЭС) Новопортовского и газотурбинная электростанция (ГТЭС) Восточно-Мессояхского месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе в Арктической климатической зоне, являются одними из самых северных электростанций в России.

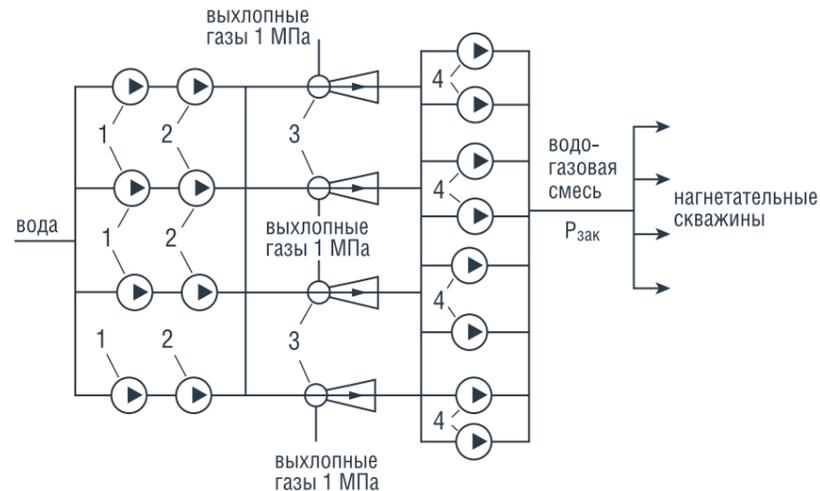
С целью унификации и удобства обслуживания на Новопортовском работают: первая очередь – 8 единиц ГПУ Cummins 1540GQNA, вторая очередь – 5 единиц ГПУ Cummins 1750GQNB и 4 единицы ГПУ Cummins 1370GQMA.

Исходя из характеристик установленных на месторождении электрогенерирующих установок, приведенных в таблице 2, и их количества, был определен средний

суточный расход выхлопных газов: на Новопортовском месторождении для группы газопоршневых установок (ГПУ) Cummins первой и второй очереди (мощностью 26,5 МВт) – 8,5 млн м³/сут (~354 тыс. м³/ч), на Восточно-Мессояхском месторождении для 6 единиц ГТУ Titan 130 (мощностью 90 МВт) – 23,1 млн м³/сут (~963 тыс. м³/ч).

Учитывая опыт разработки схем насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи на месторождениях России [3, 5–7, 9], а также предложений по реализации ВГВ на Уренгойском месторождении [2, 10] определена технологическая схема, подходящая для утилизации выхлопных газов, поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи путем закачки при помощи насосно-эжекторной системы водогазовой смеси в нагнетательные скважины месторождения.

РИС. 1. Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для утилизации выхлопных газов



1 – первичные силовые насосы, 2 – промежуточные силовые насосы, 3 – струйные аппараты (эжектор), 4 – мультифазные дожимные насосы

Принципиальная технологическая схема представлена на рисунке 1.

По данной технологической схеме, собранные от электрогенерирующих установок выхлопные газы после увеличения давления на компрессоре до значения не менее 1 МПа по трубам, изготовленным из коррозионностойкой стали групп высокой прочности, поступают в приемные камеры нескольких параллельно установленных эжекторов. Система из первичных и промежуточных силовых насосов нагнетает воду в сопло струйных аппаратов.

Вода после смешения с газом в эжекторе поступает на прием мультифазных насосов, которые в свою очередь являются основными силовыми элементами для нагнетания воды в скважины с необходимым давлением закачки. Верный подбор насосного оборудования позволит работать насосно-эжекторной системе с учетом изменяющегося расхода выхлопных газов, вызванных за счет изменения режима работы электрогенерирующих установок.

Количество таких насосно-эжекторных систем регулируется в зависимости от необходимого объема газа для утилизации и условий системы поддержания пластового давления конкретного участка месторождения.

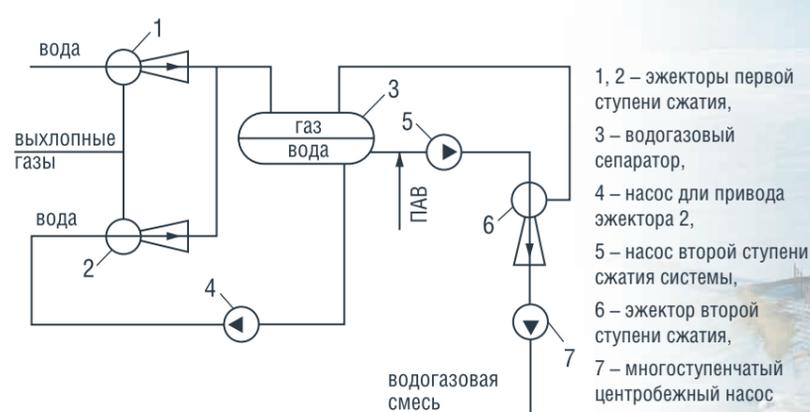
Для электрогенерирующих установок меньшей мощности, например для установки с газовой

турбиной «Таурус-603-7001» с номинальной мощностью 5,2 кВт, возможна утилизация выхлопных газов по представленной на рисунке 2 схеме насосно-эжекторной системы [4].

Данная схема работает следующим образом. Вода под давлением от кустовой насосной станции (КНС) поступает в сопло эжектора первой ступени сжатия 1, который откачивает часть выхлопных газов низкого давления. Водогазовая смесь с повышенным давлением направляется в водогазовый сепаратор 3, где происходит ее разделение.

Далее часть воды из сепаратора 3 идет на прием насоса 4, приводящего в действие второй эжектор 2 первой ступени

РИС. 2. Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для утилизации выхлопных газов (для низкого расхода)



сжатия, откачивающий остальной выхлопной газ низкого давления. После эжектора 2 водогазовая смесь направляется в водогазовый сепаратор 3. Два эжектора в первой ступени сжатия необходимы для того, чтобы обеспечить откачку газа при большом значении расхода.

Другая часть воды из сепаратора 3 поступает на вход насоса 5. Насос 5 нагнетает воду, в которую при необходимости подается пенообразующий ПАВ для поддержания стабильности мелкодисперсной водогазовой смеси, в сопло эжектора 6 второй ступени сжатия. Эжектор 6 откачивает выхлопной газ из водогазового сепаратора 3 и подает водогазовую смесь на прием насоса 7 третьей ступени системы. Насос 7 дожимает смесь до необходимого давления нагнетания и далее нагнетает смесь по водоводу на водораспределительный пункт и в нагнетательные скважины.

Суточный расход выхлопных газов от установки с газовой турбиной «Таурус-603-7001» составляет около 78,4 тыс. м³/сут. Приняв начальное давление выхлопных газов равным 0,4 МПа, расход воды 5625 м³/сут, плотностью выхлопных газов 0,982 кг/м³ был произведен расчет параметров насосно-эжекторной системы и определены характеристики проточных частей эжекторов на основе методики описанной в [4]. Для газо-водяного фактора при данном расходе выхлопных газов 43,56 м³/м³ необходимое давление нагнетания на выходе из насосно-эжекторной системы составляет 17,9 МПа. Краткая характеристика многоступенчатых

ТАБЛИЦА 3. Характеристика многоступенчатых электроцентробежных насосов

№	Типоразмер насоса	Давление на входе	Давление на выходе	Развиваемое давление	Напор, м	Число ступеней, шт.	Мощность
		P _{вх} , МПа	P _{вых} , МПа				N _{н.в.} , кВт
Насос 9	ЭЦН8-2500Э	2,52	11	8,48	764	59	326,2
Насос 12	ЭЦН8-1600Э	2,52	10,52	8	735	48	194,2
Насос 15	ЭЦН8-2000Э	5,48	17,9	12,42	1525	110	377,5

ТАБЛИЦА 4. Характеристика жидкостно-газовых эжекторов

№	Кoeffициент инжекции	Относительный безразмерный перепад давления	Оптимальное соотношение диаметров	Диаметр сопла	Диаметр камеры смешения	Расстояние от сопла до входа в камеру смешения	Оптимальная длина камеры смешения
	U _{г.пр}	ΔP _с /ΔP _р	d _{кс} /d _с	d _с , мм	d _{кс} , мм	l, мм	L _{к.с. опт.} , мм
Эжектор 3	4,56	0,2	2,3	17,67	40,64	60,96	1580
Эжектор 4	4,56	0,2	2,3	20,83	47,9	71,85	1862
Эжектор 14	1,73	0,37	1,54	18,96	29,2	43,8	637

электроцентробежных насосов приведена в таблице 3.

Для выбора проточной части струйного аппарата и расчета работы системы были определены коэффициенты инжекции в условиях входа в струйный аппарат. По номограммам [7] определялись относительные безразмерные перепады давлений ΔP_с/ΔP_р, создаваемые эжекторами, и оптимальные отношения диаметра камеры смешения d_{кс} к диаметру сопла d_с жидкостно-газового эжектора. Краткая характеристика эжекторов приведена в таблице 4.

Таким образом, была предложена технологическая схема насосно-эжекторной системы для создания водогазовой смеси совместно с выхлопными газами от электрогенерирующей установки. Данная технология водогазового воздействия рассматривается как метод повышения эффективности разработки месторождения за счет поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, а также как метод улучшения экологической обстановки в районе Арктики за счет снижения вредных выбросов. ●

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90115.

Литература

1. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / Отчет Центра энергетики Московской школы управления Сколково [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf. – Дата обращения: 30.12.2021.
2. Дроздов А.Н. Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 10. – С. 56–60.
3. Дроздов А.Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения / Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 100–104.
4. Дроздов А.Н. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов / М.: РУДН. – 2019. – 160 с.
5. Дроздов А.Н. Утилизация ПНГ на Самодуровском месторождении: долгая и извилистая дорога к внедрению / Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 6. – С. 52–55.
6. Дроздов Н.А. Насосно-эжекторные системы для водогазового воздействия на пласт. – Lambert Academic Publishing. – 2014. – 172 с.
7. Красильников И.А. Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем. Дис. ... к.т.н., Москва, 2010. – 140 с.
8. Нефтегазовый Клондайк Арктики / Информационный ресурс Центрального диспетчерского управления Топливо-энергетического комплекса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/. – Дата обращения: 30.12.2021.
9. Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путем насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ: Автореф. дисс. ... к. т. н. М., 2009. – 24 с.
10. Drodov A.N. Perspectives of application of simultaneous water and gas injection for utilizing associated petroleum gas and enhancing oil recovery in the Arctic fields / A.N. Drodov, Ya.A. Gorbyleva, N.A. Drodov, E.I. Gorelkina / IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – № 678 (012039). – 9 с. – DOI:10.1088/1755-1315/678/1/012039.

KEYWORDS: enhancing oil recovery, simultaneous water and gas injection, associated petroleum gas, power generating plants, exhaust gases, pump-ejecting system, Arctic fields.



ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ СПГ

для газовых проектов Арктической зоны и морского шельфа: реализованные и перспективные разработки

ВО МНОГИХ ПРОЦЕССАХ, ПРОТЕКАЮЩИХ НА СПГ-ОБЪЕКТАХ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И ШЕЛЬФА, ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ. С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ РАЗРАБОТОК ВЫПОЛНЕН ОБЗОР РЕАЛИЗОВАННЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ТАКИХ НАСОСОВ. ПРИВЕДЕНЫ ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, РАССМОТРЕНЫ ВЫПОЛНЯЕМЫЕ НАСОСАМИ ЗАДАЧИ, ОПИСАНА СТЕПЕНЬ ОСВОЕНИЯ ДАННОГО ТИПА ТЕХНИКИ

SUBMERGED LNG PUMPS PLAY AN IMPORTANT ROLE IN VARIOUS PROCESSES IN LNG FACILITIES IN THE RUSSIAN ARCTIC AND OFFSHORE. IN ORDER TO STUDY EXISTING DESIGNS, AN ANALYSIS OF REALIZED AND PERSPECTIVE PROJECTS OF SUCH PUMPS HAS BEEN CARRIED OUT. PUMPS CHARACTERISTICS ARE GIVEN AND POSSIBLE SERVICES ARE CONSIDERED. IN CONCLUSION, CONSIDERATIONS ABOUT THE DEGREE OF LNG PUMPS TECHNOLOGY ADOPTION ARE GIVEN

Ключевые слова: насосостроение, погружной насос, сжиженный природный газ, шельф, Арктика.

Зеленов Петр Алексеевич

АО «ОКБМ Африкантов», инженер-конструктор отдела конструирования ротационного криогенного оборудования

Коробов Илья Борисович

АО «ОКБМ Африкантов», заместитель главного конструктора центробежных машин и арматуры, к.т.н.

Рукавишников Дмитрий Юрьевич

АО «ОКБМ Африкантов», инженер-конструктор отдела конструирования ротационного криогенного оборудования

Соленников Михаил Дмитриевич

АО «ОКБМ Африкантов», инженер-конструктор конструирования ротационного криогенного оборудования

Проекты по разработке газовых месторождений Арктической зоны и морского шельфа в связи с наращиванием производства СПГ в России приобретают все большую значимость. Для обработки запасов газа и их последующей монетизации создаются заводы различных мощностей и типов. Вместе с тем развивается и сопутствующая инфраструктура, в том числе транспортная, преимущественно представляющая собой суда-газовозы. Данные обстоятельства закономерно обуславливают рост потребности в соответствующих изделиях машиностроения, в том числе насосов для перекачивания СПГ.

Наиболее современные технологии перекачивания СПГ предполагают использование погружных электронасосов. Такие насосы представляют собой уникальный для отечественной промышленности объект техники. Освоение их производства в России продолжается по настоящее время (см., например, [8, 12, 9]). Соответственно, объектом исследования в настоящей статье являются погружные криогенные электронасосы для перекачивания СПГ в контексте

освоения газовых месторождений Арктики и морского шельфа. Цель статьи, в свою очередь, – изучение существующих отечественных разработок в части погружных насосов для перекачивания СПГ для промышленных объектов Арктики и морского шельфа.

Актуальность работы обусловлена усилением роли природного газа в мировом энергетическом балансе, вышеотмеченным развитием проектов по освоению газовых месторождений шельфа и Арктики, а также наличием богатой ресурсной базы для дальнейшего развития соответствующих территорий [11]. Положения, рассматриваемые в настоящей статье, представлялись в ходе 15-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ.

Объем исследований, затрагивающих тематику погружных насосов для перекачивания СПГ, увеличивается. Так как большинство оригинальных конструкций создавалось за рубежом [4], по-прежнему одним из основных источников информации при этом остаются зарубежные публикации. Одной из наиболее подробных при этом является работа [5], в которой раскрываются основные аспекты областей применения, назначения и конструктивного исполнения насосов; их материальное исполнение, испытания. Из русскоязычных публикаций наиболее комплексная информация по вопросам оборудования для объектов СПГ приводится в [13], отдельные вопросы раскрываются в работах [7, 10, 6].

Погружные насосы для перекачивания СПГ на шельфовых и арктических месторождениях могут применяться на наземных заводах и комплексах по производству СПГ, плавучих заводах по производству СПГ, терминалах покрытия пикового потребления, хранилищах низкого давления, судах-газовозах. Регазификационные терминалы в Арктической зоне пока практически не представлены. Основные процессы, функционирование которых осуществляется с применением погружных насосов, следующие [1, 10]:

1) Наземные/плавучие заводы СПГ:

- перекачка СПГ в резервуары хранения;
- первичное захлаживание и поддержание температуры емкостей, сосудов и трубопроводов.
- отгрузка СПГ из резервуаров хранения в танки судов-газовозов;
- подкачка СПГ в случае наличия развитых систем и нецелесообразности использования одного мощного насоса;
- циркуляция СПГ в резервуаре.

2) Терминалы покрытия пикового потребления/хранилища низкого давления:

- подкачка СПГ в случае наличия развитых систем и нецелесообразности использования одного мощного насоса;
- выдача СПГ потребителям/на испаритель;
- циркуляция СПГ в резервуаре.

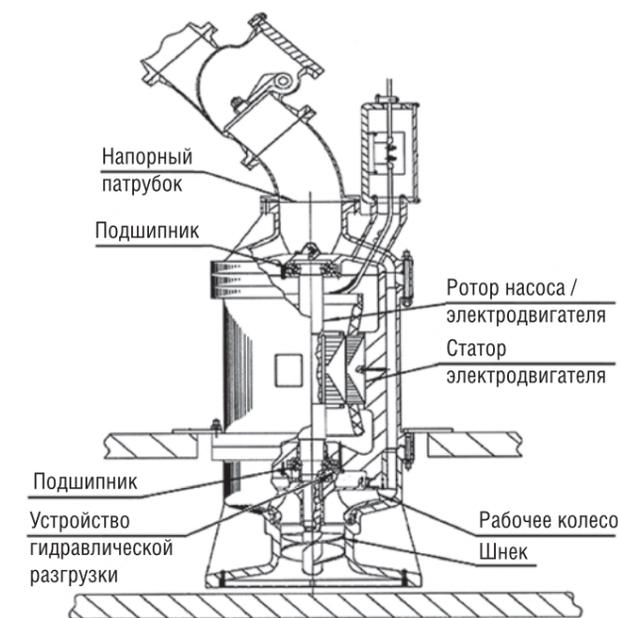
3) Суда-газовозы:

- отгрузка СПГ из танков судов-газовозов в резервуары хранения;

- первичное захлаживание и поддержание температуры танков и других емкостей, трубопроводов;
- питание испарителя судовой энергетической установки.

Одна из основных особенностей погружных насосов для перекачивания СПГ заключается в их полном погружении в перекачиваемую среду, т.е. установке в герметизируемый объем. Таким образом, принципиальные конструктивные отличия между насосами для СПГ-объектов Арктической или шельфовой зоны и СПГ-объектов иного положения практически отсутствуют. Тем не менее данный тип насосов имеет ряд заметных отличий от общепромышленных насосов газонефтехимии. Насосы выполняются, как правило, центробежными, вертикальными, часто – многоступенчатыми. Схематичное изображение типичного погружного насоса СПГ приведено на рисунке 1.

РИС. 1. Погружной насос для перекачивания СПГ [рис. 4, 10]



Погружные насосы для перекачивания СПГ характеризуются безопасностью и технологичностью. Так, безопасность обеспечивается погружением электродвигателя в перекачиваемую среду, являющуюся диэлектриком. Погруженный электродвигатель, в свою очередь, имеет лучшие условия охлаждения и небольшие габариты в сравнении с электродвигателями воздушного охлаждения. Кроме того, в конструкции отсутствует подвижное уплотнение между СПГ и атмосферой, что значительно повышает как безопасность, так и надежность насоса. Также полное погружение электродвигателя в перекачиваемую среду увеличивает общую технологичность изделия, позволяя отказаться от сложных и ненадежных соединений ротора электродвигателя и ротора насоса и использовать короткий и жесткий общий вал.

В число других особенностей погружных насосов для перекачивания СПГ входят:

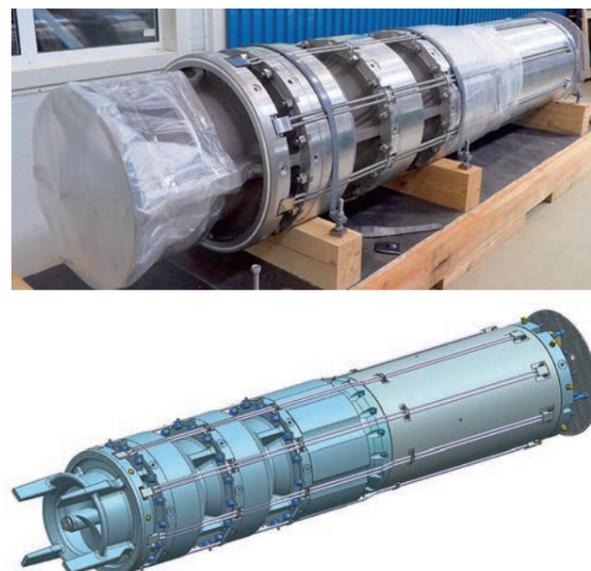
- 1) Наличие шнека (шнекоцентробежной ступени) на входе в насос. Применение шнека позволяет улучшить кавитационные характеристики насоса, увеличивая степень осушения резервуаров и емкостей и повышая тем самым экономическую эффективность системы, будь то грузовая система судна или система хранения завода, и снижая вероятность повреждения насоса в результате кавитации.
- 2) Использование гибридных, металлокерамических шарикоподшипников. Применяемый при производстве тел качения таких подшипников нитрид кремния или цирконий в совокупности с сепараторами из фторопластовых композиций позволяет обеспечить высокую надежность насосов и весьма продолжительный период наработки до первой остановки насосов для замены подшипников [2].
- 3) Использование устройств гидравлической разгрузки с дросселями постоянного и переменного сечения, позволяющих предохранить радиальные подшипники от воздействия осевых нагрузок в течение всего жизненного цикла насоса и на всех расчетных режимах его работы [3].

Как было отмечено выше, создание погружных насосов для перекачивания СПГ в рамках отечественной промышленности как процесс находится на начальном этапе. В то же время многие вновь создаваемые образцы предназначены именно для использования в условиях СПГ-объектов шельфовых и арктических месторождений. К настоящему моменту наиболее широкий модельный ряд погружных насосов для перекачивания СПГ сформирован научно-производственным центром АО «ОКБМ Африкантов», г. Нижний Новгород. На 2021 год в число промышленно реализованных насосов входят насосы типов ЭНК 268/205, ЭНК 1750/188, ЭНК 670/1670, ЭНК 2000/241.

РИС. 2. Насос ЭНК 268/205



РИС. 3. Насос ЭНК 1750/188



Электронасос ЭНК 268/205 (рисунок 2) предназначен для подачи СПГ из емкости мгновенного испарения в систему хранения. В рамках СПГ-объектов шельфовых и арктических месторождений насос как тип может быть применен в технологических линиях наземных или плавучих заводов. Насос устанавливается внутри емкости в специальном вертикальном корпусе, выполняющем функцию нагнетательного патрубка в верхней части емкости. С целью обеспечения герметизации внутренней полости корпуса на время демонтажа в конструкции предусмотрен донный клапан, расположенный в нижней части корпуса.

Насос ЭНК 268/205 имеет следующие характеристики:

Подача номинальная, м³/ч	268
Напор дифференциальный при номинальной подаче, м	205
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	1500
Требуемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	0,5
Мощность, потребляемая из сети, кВт	150
Масса агрегата, т	3,3
Температура перекачиваемой среды, °С	-154

Поставка электронасоса ЭНК 268/205, фактически являющегося первым среднетоннажным отечественным насосом для перекачивания СПГ, была выполнена в августе 2019 г. В настоящее время насосы ЭНК 268/205 в количестве 2 шт. входят в состав 4-й линии завода «Ямал-СПГ», относящегося к числу арктических СПГ-проектов России.

Насос ЭНК 1750/188 (рисунок 3) предназначен для отгрузки СПГ из резервуаров хранения в танки судов-газовозов для последующей транспортировки СПГ морем и имеет следующие характеристики:

Подача номинальная, м³/ч	1750
Напор дифференциальный при номинальной подаче, м	188
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	1500
Коэффициент полезного действия насоса, %	75,4
Требуемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	0,9
Мощность, потребляемая из сети, кВт	630
Масса агрегата, т	3,29
Габаритные размеры, L×B, м	4,02×0,765
Температура перекачиваемой среды, °С	-162

В рамках СПГ-объектов шельфовых и арктических месторождений насос как тип может быть применен для отгрузки СПГ и встроен в системы резервуаров хранения как на заводах по производству СПГ, так и в газохранилищах. Для головного образца насоса ЭНК 1750/188 были проведены опытно-промышленные испытания непосредственно на площадке эксплуатации, в ходе которых насос безотказно отработал 750 часов. В настоящее время насос также эксплуатируется на проекте «Ямал-СПГ».

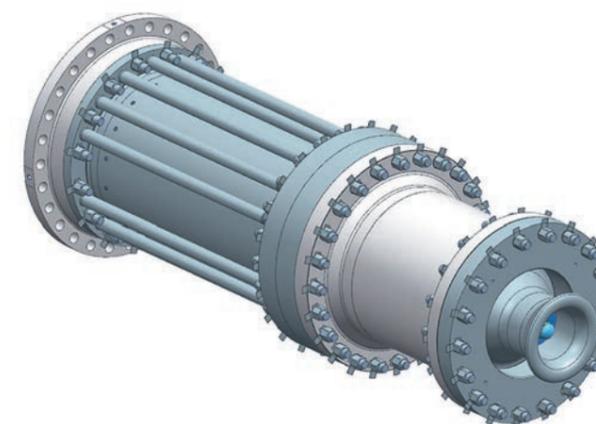
Насос ЭНК 670/1670 (рисунок 4) предназначен для циркуляции СПГ по контуру испытаний жидкостных детандеров нового стенда для испытаний средне- и крупнотоннажного насосного, детандерного и компрессорного оборудования.

В настоящее время насос эксплуатируется в составе вышеуказанного криогенного стенда на площадке АО «НИИЭФА им. Д.В. Ефремова», г. Санкт-Петербург. В рамках СПГ-объектов шельфовых и арктических месторождений насос как тип может быть адаптирован для использования в процессах сжижения на береговых и плавучих заводах по производству СПГ, процессах выдачи СПГ потребителям или на испаритель на терминалах покрытия пикового потребления.

Основные характеристики насоса ЭНК 670/1670 приведены ниже.

Подача номинальная, м³/ч	670
Напор дифференциальный при номинальной подаче, м	1670
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	3000
Коэффициент полезного действия насоса, %	65
Требуемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	0,9
Мощность, потребляемая из сети, кВт	2306
Масса агрегата, т	5,4
Габаритные размеры, L×B, м	3,37×1,186
Температура перекачиваемой среды, °С	-162

РИС. 4. Электронасос ЭНК 670/1670



Насос ЭНК 2000/241 (рисунок 5), аналогично насосу ЭНК 1750/188, предназначен для отгрузки СПГ из резервуаров хранения в танки судов-газовозов. Его основные характеристики:

Подача номинальная, м³/ч	2000
Напор дифференциальный при номинальной подаче, м	256,6
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	1500
Коэффициент полезного действия насоса, %	73,2
Требуемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	0,9
Мощность, потребляемая из сети, кВт	935
Масса агрегата, т	4,02
Габаритные размеры, L×D, м	3,37×1,26
Температура перекачиваемой среды, °С	-161,3

РИС. 5. Электронасос ЭНК 2000/241



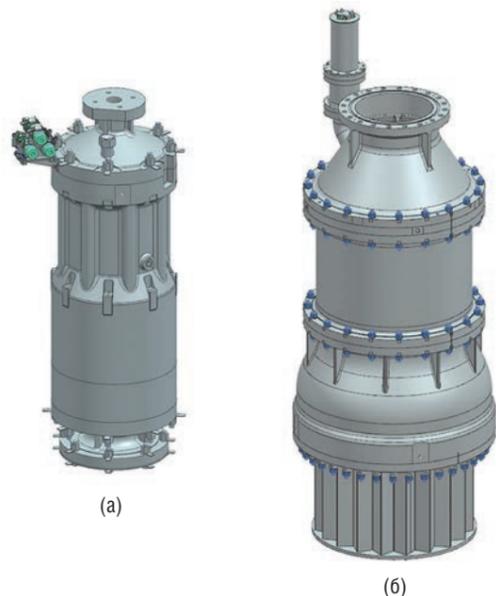
ТАБЛИЦА. Характеристики насосов ЭНК 11/385 и ЭНК 2050/170

Наименование показателя	Значение	
	ЭНК 11/385	ЭНК 2050/170
Наименование перекачиваемой среды	СПГ (-162 °С)	
Поддача номинальная, м³/ч	10,46	2050
Напор при номинальной подаче, м	384	170
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	6000	1800
Мощность электродвигателя, кВт	25	800
Габаритные размеры, L×D, м	0,8×0,26	2,46×1,14

Кроме того, в настоящее время силами АО «ОКБМ Африкантов» разрабатываются опытные образцы новых типов насосов – ЭНК 11/385 и ЭНК 2050/170. Данные насосы предназначены соответственно для питания испарителя судовой энергетической установки и откачки СПГ из танков судов-газовозов. Внешний вид насосов приведен на рисунках 6 (а) и 6 (б). Характеристики насосов приведены в таблице.

а также то, что на практике задача обеспечения циркуляции СПГ внутри резервуаров достаточно часто решается за счет пуска насоса отгрузки на байпасную линию. Следовательно, можно заключить, что освоенные предприятиями отечественной промышленности технологии уже сейчас способны покрыть потребности СПГ-проектов Арктики, морского шельфа и обеспечивающей инфраструктуры в погружных насосах для перекачивания СПГ для подавляющего большинства процессов. ●

РИС. 6. Электронасос ЭНК 11/385 (а) ЭНК 2050/170 (б)



Таким образом, из числа технологических процессов, имеющих место на промышленных СПГ-объектах Арктики и морского шельфа, отечественным предложением в части погружных насосов для перекачивания СПГ не охвачены следующие направления:

- первичное захлаживание и поддержание температуры емкостей, сосудов и трубопроводов;
- подкачка СПГ;
- циркуляция СПГ в резервуаре.

При этом необходимо отметить, что задачи первичного захлаживания и поддержания температуры и подкачки могут быть решены путем применения насосов традиционной компоновки (не погружных),

Литература

1. David A. Coyle, Vinod Patel. Processes and pump services in LNG industry. Proceedings of the twenty-second International Pump Users Symposium, Houston, Texas, 2005. p. 179–185.
2. Gabelli, A. Bearings that heal themselves / A. Gabelli, L. Kahlman // SKF Evolution magazine. 1999. – № 3. – pp. 26–29.
3. Geldmacher, M. Balancing act / M. Geldmacher // LNG Industry. – March 2015. URL: <https://nikkisocryo.com/articles/balance.pdf> (дата обращения: 25.10.2021).
4. Karakas, E. A history of pumps in LNG / E. Karakas, E. Wonhof // LNG Industry. – February 2018. URL: <https://www.elliott-turbo.com/Files/Admin/Articles/pumps-in-lng-history.pdf> (дата обращения: 25.10.2021).
5. Rush S. Tutorial on cryogenic submerged electric motor pumps / S. Rush, L. Hall // Proceedings of the International Pump 137 Users Symposium (2001): Texas Engineering Experiment Station, 2001. – pp. 101–108.
6. Агафонов А., Вербицкий С., Гуменюк А., Чеснокова И. Оборудование регазификационных терминалов СПГ // Offshore (Russia), 2016. Август. С. 66–72.
7. Бабинова Д.С. Насосы для перекачивания криогенных продуктов: обзор конструкций и перспективы развития. Политехнический молодежный журнал, 2019, № 10 (39). <http://dx.doi.org/10.18698/2541-8009-2019-10-537>.
8. Валухов С.Г., Ярославцев С.В. Импортозамещение и локализация производства погружных электронасосных агрегатов для перекачки СПГ на базе ОАО «Турбонасос» // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. 2015. № 5. С. 32–35.
9. Зеленев П.А., Боровков М.Н., Коробов И.Б. Погружные криогенные электронасосы типа ЭНК для перекачивания сжиженных газов // GasWorld. Россия и СНГ. 2019. № 72. С. 50–52.
10. Зеленев П.А., Боровков М.Н., Коробов И.Б. Погружные насосы сжиженных газов на судах транспортного флота // Морской вестник. 2021. № 3. С. 72–75.
11. Климентьев А.Ю., Родичкин И.Г., Богданов Е.В. Арктические горизонты российского СПГ // Газовая промышленность. 2019. № 8 (788). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/arkticheskie-gorizonty-rossiyskogo-spg> (дата обращения: 25.10.2021).
12. Криогенное оборудование АО «ЛГМ» для проектов сжижения природного газа // Газовая промышленность. 2017. № 11. С. 112–113.
13. Фёдорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с., ил.

KEYWORDS: pump engineering, submerged pump, liquefied natural gas, offshore, Arctic.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АРКТИКИ

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ЯВЛЯЮЩИЕСЯ ЧАСТЬЮ ГЛОБАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОГО МИРА, ВПЕРВЫЕ ОФИЦИАЛЬНО БЫЛИ ОБОЗНАЧЕНЫ ВО ВТОРОЙ ПОЛОВИНЕ ДВАДЦАТОГО ВЕКА И НА СЕГОДНЯШНИЙ МОМЕНТ СОХРАНЯЮТ СВОЮ АКТУАЛЬНОСТЬ. ПРИ НАУЧНОМ И ОБЩЕСТВЕННОМ СОПРОВОЖДЕНИИ АРКТИЧЕСКОЙ ОБЩЕСТВЕННОЙ АКАДЕМИИ НАУК ПРЕДСТАВЛЕН ПРОЕКТ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА «ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АРКТИКИ», ПРОЦЕСС РЕАЛИЗАЦИИ КОТОРОГО НЕ СКОРОТЕЧНЫЙ И ИМЕЕТ МНОГО «ПОДВОДНЫХ КАМНЕЙ»

ENVIRONMENTAL PROBLEMS, WHICH ARE PART OF THE GLOBAL PROBLEMS OF THE MODERN WORLD, WERE FIRST OFFICIALLY IDENTIFIED IN THE SECOND HALF OF THE TWENTIETH CENTURY AND TODAY REMAIN RELEVANT. WITH THE SCIENTIFIC AND PUBLIC SUPPORT OF THE ARCTIC PUBLIC ACADEMY OF SCIENCES, A PROJECT OF THE NATIONAL PUBLIC STANDARD "ENVIRONMENTAL SAFETY OF THE ARCTIC" WAS PRESENTED, THE IMPLEMENTATION PROCESS OF WHICH IS NOT FLEETING AND HAS MANY "PITFALLS"

Ключевые слова: экологическая безопасность, Арктика, национальный стандарт, экономическая деятельность, принципы природопользования.

Митько Арсений Валерьевич

вице-президент, Арктическая общественная академия наук, главный специалист, ВНИИМ имени Д.И. Менделеева, доцент, к.т.н.

В основу Национального общественного стандарта экологической безопасности Арктики положено несколько идей:

- правила экологичного поведения хозяйствующих субъектов на территории российской Арктики и система индикаторов экологичного поведения, задающая ориентиры для действующих и новых предприятий на территории российской Арктики;

- единый свод лучших практик и инициатив научных, общественных и коммерческих организаций, отечественных и международных правил и требований в области охраны окружающей среды Арктической зоны РФ;
- формирование нового института добровольного принятия правил экологического поведения для действующих и новых предприятий на территории российской Арктики.

Россия, как государство, обладающее одной из самых больших площадей Арктических территорий в мире, должна иметь основополагающий документ национального характера, который бы определял стандарты

экологически безопасной деятельности в Арктике, поскольку вне экологической безопасности не может существовать экономической деятельности, являющейся основой социального развития страны. Основной причиной необходимости настоящего стандарта является то, что существующая нормативная база не отражает и принципиально не может отразить все аспекты природопользования в Арктической зоне РФ. Происходит это не потому, что нормативная база несовершенна, а потому, что огромное количество аспектов не может быть встроено в закон, не всегда есть необходимость жестко регулировать деятельность, зачастую достаточно руководствоваться определенными принципами в ее организации для снижения рисков экологических катастроф.



Кроме того, при росте интенсивности использования Арктической зоны будут возникать новые принципы хозяйствования и новые риски, нормативная база не может оперативно реагировать на такие изменения, в этом случае Стандарт, включающий в себя базовые принципы природопользования и обеспечения экологической безопасности, вполне может если не заменить закон в полной мере, то хотя бы обеспечить приемлемые форматы деятельности в Арктическом регионе. Для осуществления процесса стандартизации деятельности в Арктической зоне требуется доработать и формализовать на национальном уровне принципы рационального и эффективного использования природных ресурсов



Для осуществления процесса стандартизации деятельности в Арктической зоне требуется доработать на национальном уровне принципы рационального и эффективного использования природных ресурсов исключая прямой перенос «южных» технологий без прохождения процесса региональной адаптации и апробации

Арктики, исключая прямой перенос «южных» технологий без прохождения процесса региональной адаптации и апробации. Кроме того, следует заменить изживший себя на настоящем этапе развития отраслевой подход освоения природных ресурсов Арктики, поскольку при современном уровне разделения труда невозможно в рамках одной отрасли, а тем более в рамках одного предприятия, решить все проблемы обеспечения экологической безопасности производства. В первую очередь стандартизация должна касаться существующей нормативной базы, которая не соответствует документу «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года и дальнейшую перспективу». Таким образом, в процессе стандартизации должны быть решены следующие проблемы нормативной базы:

- множественность и ведомственность нормативно-правовых актов, стандартов, регулирующих экологические

- вопросы по разным направлениям, в том числе распространяющихся на Арктическую зону РФ, но не учитывающие ее природные особенности;
- отсутствие учета во многих отраслевых актах инициатив международных организаций в области защиты окружающей среды;
- отсутствие механизма получения новых знаний о структурно-функциональной организации арктических экосистем, механизмах устойчивости и их включения в существующие правовые акты, носящие регулирующий характер для отдельных видов деятельности;
- отсутствие требований по региональной адаптации и апробации технологий добычи и переработки природных ресурсов Арктики;
- отсутствие механизма учета значительных различий территорий российского сектора Арктики, чрезвычайно высокого

разнообразия ландшафтов и климатических условий;

- отсутствие базовых документов национального характера как основы для формирования узкоспециализированных, отраслевых нормативных актов, имеющих территориальную привязку для отраслей промышленности, причастных к использованию природных ресурсов, формирующих свою нормативную базу;
- не разработаны подходы к определению допустимого антропогенного воздействия и нагрузок на арктические экосистемы;
- экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду не распространяется на все проекты намечаемой хозяйственной деятельности в Арктической зоне РФ;
- не предусмотрен учет особых природно-климатических условий в технических регламентах для продукции, которая может производиться или потребляться в Арктической зоне РФ.

Исходя из вышеизложенного, Национальный общественный стандарт экологической безопасности в Арктике:

- должен исключать ведомственный или отраслевой подход;

- должен являться базовым документом для формирования территориальных актов;
- объектом стандартизации является отдельное предприятие.

Национальный характер стандарта выражается в том, что он разработан для применения на суверенных территориях Российской Арктической зоны с учетом российского законодательства для работы в российском правовом поле. Стандарт является функциональным продолжением документов «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года и дальнейшую перспективу», «Экологической доктрины Российской Федерации», «Морской доктрины Российской Федерации». Национальный характер стандарта не исключает присоединение к стандарту иностранных организаций, работающих на территории Российской Арктической зоны.

Общественный характер стандарта выражается прежде всего в принципе добровольности, то есть стандарт не является обязательным к исполнению, однако организации, принимающие стандарт, берут на себя обязательства по выполнению его критериев добровольно, осознавая важность сохранения целостности окружающей среды,

соблюдения норм безопасности и ответственности за качество жизни перед будущими поколениями. Проверить свое соответствие принципам стандарта и заявить о принятии его норм организация может самостоятельно, используя «Материалы четвертого раздела Стандарта». Однако функционирование стандарта как системы

принять стандарт. Грядущие вызовы по освоению природных ресурсов Арктики и обеспечения ее экологической безопасности определяются задачами, формализованными в документе «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года и дальнейшую перспективу».

Стандарт не является обязательным к исполнению, однако, организации, принимающие его, берут на себя обязательства, осознавая важность сохранения целостности окружающей среды, соблюдения норм безопасности и ответственности за качество жизни перед будущими поколениями

подразумевает создание экспертного совета, который возьмет на себя функции проверки соответствия деятельности сертифицируемой организации нормам стандарта. Экспертный совет должен быть выборным органом и состоять из представителей организаций уже присоединившихся к стандарту, научных работников и представителей власти. Состав и численность экспертного совета, а также его полномочия определяются на его первом заседании представителей организаций, готовых

Эти задачи включают в себя:

- реализация конкурентных преимуществ России по добыче и транспортировке энергетических ресурсов;
- решение задач структурной перестройки экономики в Арктической зоне Российской Федерации на основе освоения минерально-сырьевой базы и водных биологических ресурсов региона;
- повышение экономической эффективности освоения минерально-сырьевой базы и водных биологических ресурсов Арктического региона за счет использования комплексного подхода и их природных особенностей;
- создание и развитие инфраструктуры и системы управления коммуникациями Северного морского пути для решения задач обеспечения евразийского транзита;
- завершение создания единого информационного пространства Арктической зоны Российской Федерации;
- превращение Арктической зоны Российской Федерации в ведущую стратегическую ресурсную базу Российской Федерации;
- глобальные изменения окружающей среды и климата. ●



KEYWORDS: environmental safety, Arctic, national standard, economic activity, principles of nature management.



Автомобильное топливо

из полимерных отходов

ПОЛИМЕРЫ – ОДНИ ИЗ ЛИДЕРОВ В СОСТАВЕ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ. ПРИ ЭТОМ ПЕРИОД ИХ РАЗЛОЖЕНИЯ МОЖЕТ СОСТАВЛЯТЬ ОТ 100 ДО 500 ЛЕТ. Ученые Пермского Политеха предложили способ переработки пластика, с помощью которого можно получить дизельное топливо и сырье для нефтехимии. Это может стать хорошей альтернативой сжиганию и захоронению, а значит, снизит выбросы парниковых газов. Свыше 50 % всего объема полимерных материалов – это полиэтилен, полипропилен и полиэтилентерефталат. Сегодня на НПЗ используют установки каталитического крекинга, чтобы получать высокооктановый бензин, газойль и другие продукты. В процессе крекинга тяжелые молекулы углеводородов нагреваются и распадаются на легкие. Ученые предлагают добавлять к этому сырью пластиковые отходы. Причем отходы можно вводить и в сырье, и в потоки, которые циркулируют в установке. Превращения композиций изучили с помощью специальной лабораторной установки при температуре 527 °С. Эксперименты показали, что ПЭ можно переработать почти без снижения эффективности процесса.



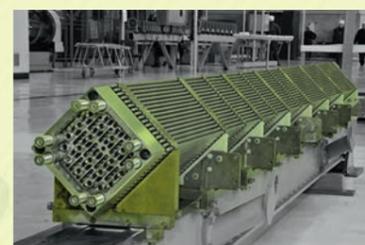
АЭС на принтере

УЧЕННЫЕ ИЗ ИНСТИТУТА ЛАЗЕРНЫХ И СВАРОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИЛИСТ СПБГМУтУ СОВМЕСТНО С НАУЧНЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ РОСАТОМА – НИКИЭТ – создали с применением аддитивных технологий макет емкостного оборудования комплекса компенсации давления и объема теплового носителя для маломощного атомного реактора. Тестовая модель установки высотой 54 см и диаметром 33 см была напечатана из нержавеющей стали всего за 80 ч. Это намного быстрее, чем применявшиеся ранее способы моделирования. Спецификацией макета с толщиной дна в 4 см и стенками по 1,5 мм станет тестовая отработка и проверка потенциала существующих аддитивных методов печати. С их помощью создаются крупные или толстостенные модели. Сочетая печать и цифровизацию, можно сократить этапы контроля и проверки качества готовых изделий и оборудования, доработать методы проектирования и создания атомных энергетических установок.



Покрытие для ядерных топливных элементов

УЧЕННЫЕ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА РАЗРАБОТАЛИ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ЯДЕРНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СПОСОБНОЕ РЕШИТЬ ОДНУ ИЗ ОСТРЫХ ПРОБЛЕМ САМОГО РАСПРОСТРАНЕННОГО В МИРЕ ТИПА ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ.



Сегодня на всех АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 преимущество отдано бесчехловым ТВС. Специалисты ТПУ разработали покрытие, предназначенное для защиты тепловыделяющих элементов от разрушения вследствие выделения водорода при аварийном перегреве. Оптимальный эффект дает покрытие из карбида кремния, нанесенное методом селективного лазерного спекания. Оно увеличивает стойкость к механическим повреждениям. Преимущества карбида кремния – это устойчивость к высоким температурам и коррозии. Ученые определили оптимальные режимы нанесения этого материала, позволяющие добиться низкой пористости покрытия и его качественного сцепления с поверхностью циркониевых сплавов. В ходе исследования ученые впервые применили ультразвуковую томографию для контроля целостности защитных покрытий на циркониевых материалах.



Нефтешламы на топливо

НЕФТЕШЛАМЫ – ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, КОТОРЫЕ ЕЖЕГОДНО ПРОИЗВОДЯТСЯ ВО ВСЕМ МИРЕ МИЛЛИОНАМИ ТОНН. Они опасны для окружающей среды, а их химическая переработка в большинстве случаев экономически невыгодна. Ученые Томского политеха предложили сжигать их в составе топливных композиций. Так, смешав до состояния суспензии отходы нефтедобычи с другими типами отходов и различными соединениями, можно добиться высоких энергетических показателей, снизить вредные выбросы (концентрации оксидов углерода, серы и азота) сравнительно со сжиганием только нефтешламов. Анализ процессов горения топливных композиций, проведенный учеными ТПУ, позволяет оценивать эффективность и экологическую безопасность конкретного состава суспензии с учетом температурного режима сжигания, массы топлива, времени, количества вырабатываемой тепловой энергии и других факторов.



Предсказание поведения

от российских ученых

РОССИЙСКИЕ УЧЕННЫЕ РАЗРАБОТАЮТ КОМПЛЕКС, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛИТ ОПРЕДЕЛЯТЬ И КОНТРОЛИРОВАТЬ ПСИХОФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ОПАСНЫХ И ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРОФЕССИЙ, в т.ч. сотрудников МЧС России, диспетчеров, военных и операторов атомных электростанций. Это будет система медико-психологического обеспечения профессиональной надежности персонала. Ожидается, что система сможет повысить эффективность индивидуального и группового решения задач более чем на 40 %, вероятность пропуска человеком критической ошибки будет снижена в два раза. В рамках проекта разработают средства для прогнозирования поведения во временных интервалах 10 мин, 1 час, 1 сутки. Возможно, будут также задействованы средства интеллектуального анализа мультипараметрических данных и нейросетей.



Касторовый ингибитор для экологичной нефтедобычи



В МОЛОДЕЖНОЙ ЛАБОРАТОРИИ НОЦ РТ НА БАЗЕ КФУ СОЗДАЛИ БИОРАЗЛАГАЕМЫЙ ИНГИБИТОР ГИДРАТОБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ КАСТОРОВОГО МАСЛА. Он помогает в обеспечении стабильного потока углеводородного сырья. Исследователи синтезировали новые кинетические ингибиторы образования гидратов метана, которые являются основным компонентом природного газа, – водорастворимые полиуретаны на основе касторового масла (CWPUU). Чтобы оценить ингибирующую активность ученые применяли автоклав высокого давления и дифференциальный сканирующий калориметр высокого давления.

Эти устройства моделируют условия гидратообразования в статическом и динамическом режиме. Результаты исследований подтвердили, что CWPUU увеличивают время индукции образования газовых гидратов, снижают скорость гидратообразования и проявляют свойства антиагломерантов, предотвращая слипание частиц гидрата. Синтезированные CWPUU относятся к биоразлагаемым веществам, т.е. с их использованием можно снизить нагрузку на окружающую среду.



Участники Международного Энергетического Форума-2021



А. Адровский



Фуршет на Международном Энергетическом Форуме-2021



Участники Международного Энергетического Форума-2021



Участники Международного Энергетического Форума-2021



Участники Международного Энергетического Форума-2021



Президиум Нефтегазового Форума



Участник Международного Энергетического Форума-2021



Участники Международного Энергетического Форума-2021



Участники Международного Энергетического Форума-2021



В. Ефремова



Президиум Международного Энергетического Форума-2021



Е. Литвиненко



Участники Международного Энергетического Форума-2021



А. Хандурин



Стенд компании Петровайзер на выставке Нефтегаз-2021



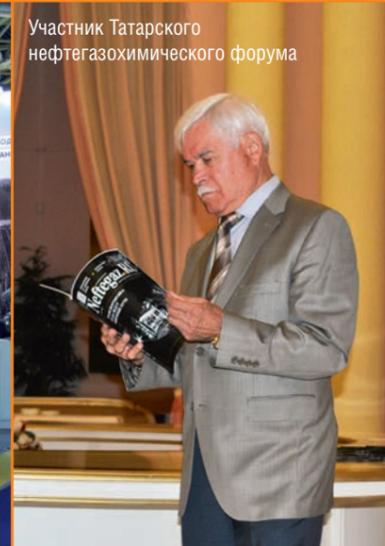
Участники Международного Энергетического Форума-2021



Участница конференции Smart-A3C



Стенд компании Пергам на выставке Нефтегаз-2021



Участник Татарского нефтегазохимического форума



Г. Шмаль

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)
	перезагрузка 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 (шпангоуты 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



Г. Шмаль

Уровень управления нашим ТЭК очень невысок



Н. Шульгинов

Думать об отказе от экспорта нефти неправильно



В. Путин

Арктика – самый важный регион, гарантирующий будущее России



А. Новак

То сырье, которое сегодня мы не используем, означает прямую потерю ВВП и продукции с более высокой добавленной стоимостью



А. Козлов

Мы проработали механизм предоставления участков недр в пользование для заправки парниковых газов



Е. Бурмистрова

Реалии рынка свидетельствуют, что «гибкий» газ (СПГ – ред.) «проголосовал долларом» и ушел на премиальные рынки, оставив Европу один на один со всеми своими проблемами



Ю. Витренко

Он (МГП «Северный поток-2» – ред.) не запустится в ближайшее время или не запустится вообще



А. Миллер

Социальные приоритеты – это наше все



И. Юшков

Сверхдорогой газ не выгоден и поставщику, потому что «убивает» потребление



Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

CESSNA CITATION LATITUDE

Мировой бестселлер в своем классе

РЕКЛАМА



Современный и стильный салон, простор с большой высотой потолка, ровный пол и отличные летные характеристики.

Откройте для себя Cessna Citation Latitude — абсолютного лидера по продажам в сегменте самолетов среднеразмерной кабины.



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам самолетов Cessna в России и СНГ
+7 (495) 269-02-10
reception@eastunion.ru

Eastunion.ru