



КРЕПЛЕНИЕ
СКВАЖИН
В КРИОЛИТОЗОНЕ

ЧИСТАЯ
ДОБЫЧА

СТАЛИ
ДЛЯ АРКТИКИ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

OFFSHORE

ISSN 2410-3837

5 [101] 2020

БЕЗГРАНИЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ
СЕВЕРНОГО ШЕЛЬФА



Входит в перечень ВАК

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ представляет интерактивный федеральный медиапроект

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России

Проект приурочен к знаменательной дате, в 2020 году Ямал – регион с высоким уровнем социально-экономической устойчивости – **отмечает 90-ю годовщину со дня образования**

Медиапроект состоит из нескольких частей:

Медиапроект находится в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru



Интерактивная карта

на которой будут представлены основные нефтегазовые предприятия, энергетические структуры и предприятия смежных отраслей промышленности, работающие в регионе. В формате одного информационного окна можно будет заглянуть в прошлое, настоящее и будущее нефтегазодобычи на Ямале



Экспертные комментарии

и интервью от главы администрации региона, руководителей министерств, авторитетных специалистов нефтегазовой отрасли промышленности России



Предприятия

занимающиеся разработкой месторождений в ЯНАО и оказывающие услуги по проектированию, коммуникации, бурению и т.д., представят свою работу на месторождениях и планы развития. А также все, кто вносит вклад в социально-экономическое развитие региона



Инвестиционные проекты ЯНАО

Можно будет подробнее ознакомиться с государственными программами развития добычи нефти и газа в ЯНАО



Транспортировка

Предприятия, оказывающие услуги транспортировки в Арктике, в том числе по Северному морскому пути (СМП)



Объекты малых народов Севера



«Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России» – это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

Хозяева Арктики



6

Безграничный потенциал северного шельфа



14

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Хозяева Арктики

6

Порт за 300 миллиардов

8

События

10

Первой строчкой

12

АРКТИКА

Безграничный потенциал
северного шельфа

14

Арктика:
добыча на шельфе

18

СОДЕРЖАНИЕ

Развитие Арктики: предложения и проекты



32

Крепление скважин в криолитозоне



56

АРКТИКА

От фрагментации
к комплексному регулированию.
Право и освоение нефтегазовых
ресурсов российской Арктики
и континентального шельфа

20

Инновационная атомная
энергетика в преддверии
шельфовых проектов
в Арктике

26

Развитие Арктики:
предложения и проекты

32

Стали для Арктики

50

НЕФТЕСЕРВИС

Крепление скважин
в криолитозоне. Разработка
тампонажного камня с
повышенными прочностными
характеристиками

56

Трубопроводы арктического шельфа



60

А есть ли сланцевый газ в недрах осадочных бассейнов России?



66

Карское море – перспективный полигон для изучения и освоения УВ



82

Чистая добыча



90

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопроводы арктического
шельфа. Электротехнический
комплекс для автономного
электрообеспечения систем
обнаружения утечек нефти

60

Россия в заголовках

65

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

А есть ли сланцевый газ в недрах
осадочных бассейнов России?

66

Геокриологические условия
мелководного шельфа
Карского моря.
Право и освоение нефтегазовых
ресурсов российской Арктики
и континентального шельфа

75

Карское море –
перспективный полигон
для изучения и освоения
углеводородных ресурсов

82

ЭКОЛОГИЯ

Чистая добыча.
Каталитическая очистка
газовых выбросов при освоении
Арктических шельфовых
месторождений

90

МАКРОЭКОНОМИКА

Традиционная углеводородная
энергетика в рамках
устойчивого развития

94

Хронограф

102

Календарь событий

103

Нефтегаз Life

104

Классификатор

106

Цитаты

112

2200 лет назад

В 200 году до н. э. в Китае «пробурены» или, вернее сказать, пробиты, первые скважины для добычи газа.

336 лет назад

В 1684 году иркутский письменный голова Л. Кислянский открыл нефть в районе Иркутского острога и так описал свое открытие: «где из горы идет жар неведомо отчего, и на том месте снег зимою не живет и летом трава не растет».

275 лет назад

В 1745 году российским предпринимателем Ф. Прядуновым построен первый в мире нефтеперегонный завод.

200 лет назад

В 1820 году добыча нефти в России объявлена государственной монополией.

120 лет назад

В 1900 году зафиксирована самая глубокая горная выработка в мире. Кольская экспериментальная опорная сверхглубокая скважина (СГ-3) достигла глубины 12 262 м.

100 лет назад

В 1920 году мировой запас нефти составлял 695 млн т.

57 лет назад

В 1963 году М. Черрингтоном изобретено горизонтальное бурение.

15 лет назад

В 2005 году состоялась церемония пуска газопровода «Запад – Восток» – самого длинного газопровода в мире. Проект был осуществлен, несмотря на выход из него иностранных компаний и невзирая на его сомнительную экономическую выгоду. Протяженность газопровода – 8704 км.

6 лет назад

В 2014 году была отгружена первая партия нефти сорта Arctic Oil (ARCO), который добывают в Арктике, на Приразломном месторождении.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павличихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатова
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

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

Галиулин
Рауф Валиевич
д.г.н., Институт
фундаментальных
проблем биологии
РАН

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

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

Данилов
Александр
Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

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

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

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

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

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

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

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

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор,
Академик РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина

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

Половинкин
Валерий Николаевич
д.т.н., профессор,
действительный член РАН,
Военно-морская академия

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тоцев-Васильев
Антон Пауль
Денис Васильев

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021



26-29 апреля 2021 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftgaz-expo.ru

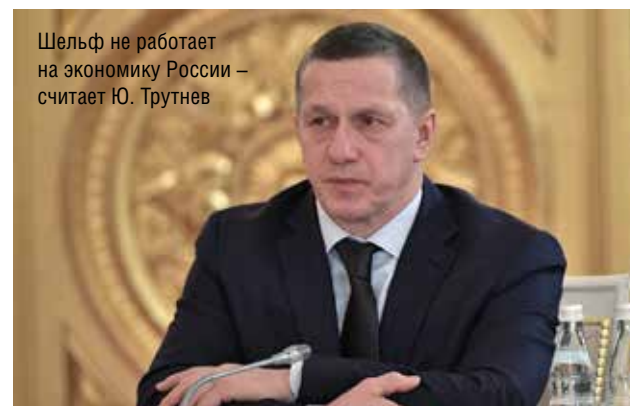
Реклама

12+





На арктические территории претендуют 4 группы стран



Шельф не работает на экономику России – считает Ю. Трутнев



С 2012 г. правительство выдало 69 лицензий на разведку и добычу в Арктике



К 2035 году у Роснефти и Газпрома появятся конкуренты в Арктике

ХОЗЯЕВА АРКТИКИ

Анна Павлихина

В июле президент В. Путин должен подписать Стратегию развития Арктики до 2035 г.

Это не первый документ такого рода. Ранее была Стратегия-2020, перед ней Стратегия-2013, опиравшаяся, в свою очередь, на концептуальный документ 2008 года – «Основы политики России по освоению Арктики».

Во всех трех Стратегиях приоритеты и вызовы остаются неизменными и, по сути, особенно ничем не отличаются. Поставлены задачи социально-экономического и инфраструктурного развития региона для ускорения экономического роста страны, а также развитие СМП. Также одинаково эти задачи не исполнялись.

Однако, нынешний документ отличается от предыдущим не только несколькими важными пунктами, но и дает основания полагать, что за их исполнением будут следить более тщательно, а за неисполнением – более жестко.

Одно из таких отличий состоит в возможной либерализации шельфовых арктических проектов. В частности, в ч. 3, п. 12 б отмечено: расширение участия частных инвесторов в реализации проектов на арктическом шельфе при сохранении со стороны государства контроля за их реализацией. Иными словами, частные компании будут допущены к разработке шельфа северных морей, хоть и с некоторыми оговорками. Либеральный жест в сторону негосударственных компаний назрел давно.

В 2019 г. Ю. Трутнев докладывал президенту, что арктический шельф «не работает на экономическое развитие России», с 2012 г. правительство выдало 69 лицензий на разведку и добычу в Арктике. К лету 2019 г. вместо 89 скважин пробурено только 5. Первоначальные сроки освоения шельфа оказались сорваны, а упущенная выгода в приросте ВВП России к 2035 г. оценивается в 18 трлн руб. Такое медленное развитие Трутнев объясняет отсутствием конкуренции. В том же году на совещании у Д. Козака все ведомства выступили за расширение субъектного состава компаний. Не поддержал предложение только А. Новак, но что-то переломило ситуацию, хотя резко против выступает и глава ПАО «Роснефть».

Очевидно, что в ситуации, которая сложилась за последние пять лет, Арктика перестает быть просто благоприятным потенциалом. Осваивать ее нужно сегодня, иначе это сделают другие.

На арктические территории претендуют 4 группы стран: арктические державы, имеющие побережье на Северном Ледовитом океане и обладающие преимущественными правами на разработку ресурсов



Арктики (Россия, США, Канада, Дания, Норвегия), приарктические государства, находящиеся в непосредственной близости к Полярному кругу (Исландия) или обладают территориями в Заполярье (Швеция и Финляндия), международные организации западных стран (НАТО, ЕС, организации стран Северной Европы), а также некоторые неарктические государства. Все они, так или иначе, пытаются влиять на ситуацию в регионе и делят территории. Решить вопрос переговорами не удастся уже не первое десятилетие. И не столь важно смогут ли российские компании добывать там нефть в ближайшей или отдаленной перспективе, будут ли по побережью северных морей построены ветряные установки или СПГ-заводы.

Важно максимально вовлечь Арктическую зону в экономику страны. Поэтому сейчас кто застолбит территорию, тот и будет ее владельцем в будущем. А для этого ставится задачи привлечения в регион бизнеса и населения. Хитрых механизмов выдумывать не стали (да и не нужно).

Бизнесу сулят преференции (испробовано в переселенческой политике царизма для освоения Дальнего Востока). Так, правительство вносит поправки к Налоговому кодексу, предусматривающие введение льгот для предприятий, инвестирующих в новые проекты по добыче твердых полезных ископаемых за Полярным кругом, а Минвостокразвития и Минфин должны определить источники финансирования для возмещения части расходов по уплате резидентами Арктической зоны страховых взносов.

В отношении привлечения молодежи делают ставку на пропаганду (как в ранние советские времена так и сейчас, отдаленные регионы окутывают духом романтики). Звучат и более реалистичные предложения. Напраимер, использовать опыт США, где создан нефтяной фонд, в который отчисляется 25 % средств, полученных от нефтяных компаний и направляемых местным жителям как ежегодную субсидию.

А лирическая составляющая вопроса в том, что у России давно не было национальной идеи. В одном из своих произведений Б. Акунин пофантазировал на тему освоения высоких широт, где освоение Арктики было идеей государственного масштаба. Мы сейчас вплотную приблизились к реализации этой очевидной и на редкость удачной фантазии. Россия – владелица самого обширного арктического сектора. Учитывая разнообразие флоры и фауны региона, а также населяющих его местных жителей с уникальной, как и сама Арктика, культурой, хозяин региона должен осознавать всю лежащую на нем ответственность. Этот номер мы посвятили вопросам, связанным с одним из главных рисков, которые берут на себя арктические страны – риском добычи нефти и газа в морях Северного Ледовитого океана. ●

Литература

1. Указ Президента РФ от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики РФ в Арктике на период до 2035 года».
2. Доклад группы экспертов во главе с руководителем Центра евроатлантических исследований РИСИ Е. С. Хотьковой.
3. Официальный сайт Министерства РФ по развитию Дальнего Востока и Арктики.
4. <https://www.kommersant.ru/doc/4277362>.
5. <https://www.rbc.ru/newspaper/2019/10/08>.

ПОРТ ЗА 300 МИЛЛИАРДОВ

Первые инвестиции в строительство глубоководного незамерзающего порта Индига составили 5 млн долл. США. Общая сумма инвестиций в проект порта может составить более 300 млрд руб. На объекте уже проведены исследования и геологические работы.

В сентябре 2019 г. предсвдир корпорации АЕОН заявил, что строительство должно начаться в 2021 г. и будет завершено в 2025 г.

Морской порт Индига строится в районе одноименного поселка в Ненецком автономном округе на берегу Баренцева моря.

Бухта Индига обладает рядом преимущественных характеристик. Ее глубина у берега – до 18 м, позволит принимать балкеры и танкеры дедвейтом до 150 тыс. т; там возможна круглогодичная навигация благодаря воздействию теплого течения Гольфстрим и систематическому разрушению льда в Индигской губе; есть возможность прохода судов ледового класса без ледокольного сопровождения в районе Чешской губы в западном направлении – 7–8 мес/год, в восточном направлении – 4–5 мес/год; кроме того, вывоз грузов с Урала, Сибири, Казахстана, Дальнего Востока через морской порт в Индиге на 350–400 км короче. Общий объем операций перевалки грузов нового морского порта Индига составит 80 млн т.

Часть грузов будет направляться в Японию, т.к. в порту, в первую очередь, будут обрабатывать коксующийся уголь, древесину, удобрения и химические продукты, бумагу.

В порту предполагается построить угольный и нефтеналивной терминал; СПГ и СУГ – терминал для организации транспортировки газов; универсальный перегрузочный комплекс (контейнеры, генеральные грузы, металлы, навалочные грузы); специализированные причалы; причалы для судов портового флота; базу портового флота; базы подразделений ЛАРН. Портовая номенклатура грузов будет включать такие продукты, как: нефть и нефтепродукты, СПГ, СУГ, уголь, полезные ископаемые навалом, генеральные грузы, контейнеры, металлопродукты.

Соединение будущего порта Индига и проекта «Белкомур» (строительство железнодорожной магистрали Архангельск – Сыктывкар – Соликамск) окажет серьезный экономический эффект на регион, а также, это может подтолкнуть к развитию экономики СМП. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Посол США в ФРГ считает, что пока Германия не платит достаточное количество взносов в бюджет НАТО, она не должна прикармливать зверя, под которым понимается Россия. Будут ли санкции?

Введут ли новые санкции против Северного потока-2?

6%

Да, Германия пересмотрит политику в отношении России

12%

Нет, реакция на заявление служит подтверждением того, что Германия по-прежнему поддерживает проект МГП Северный поток-2

5%

Да, новые санкции находят одобрение у обеих партий, они сумеют надавить

10%

Нет, сейчас неподходящее время, чтобы угрожать новыми санкциями

8%

Да, ФСА Германии отклонило ходатайство Nord Stream 2 о выводе газопровода из-под действия газовой директивы ЕС, это первый шаг

59%

Не важно, любые санкции – это лишь временное препятствие

Малых предприятий в Арктике за 3 года стало на 11 тыс. меньше. Среди причин отток населения из регионов и большие издержки на ведение бизнеса.

Малый бизнес уходит из Арктики?

35%

Нет, Арктика – стратегически-важный регион для России, для малого бизнеса введут необходимые льготы

9%

Да, число занятых в секторе малого и среднего бизнеса за 3 года упало на 103 тыс.

16%

Нет, в Арктической зоне формируется серьезная доля ВВП

12%

Да, капитальные затраты на создание нового предприятия в Арктике в 3 раза выше, чем в средней полосе России

8%

Нет, освободившиеся ниши быстро заполняют новые компании

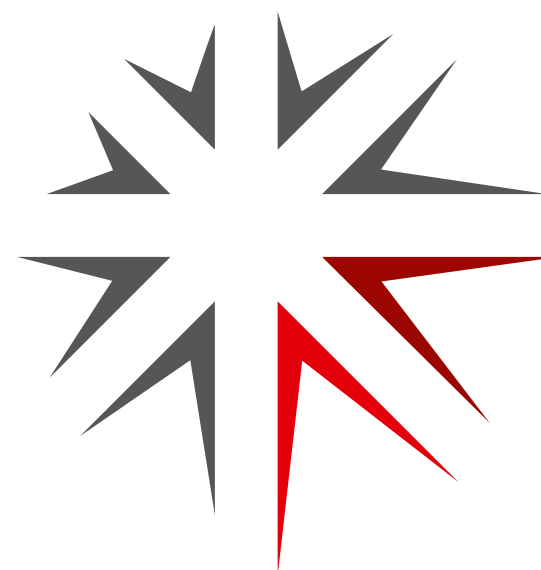
20%

Да, бизнес в Арктике под силу организовать только крупным компаниям господдержкой: высокие цены на производство и транспортировку

6–9
ОКТАБРЯ 2020

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК

РЕКЛАМА



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ПАРТНЁР



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2160

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68



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

Поддержка ВИЭ

Минэнерго разработало пакет нормативных изменений, направленных на совершенствование механизмов поддержки проектов возобновляемой энергетики на розничных рынках. Предлагаемые новшества должны стимулировать широкое внедрение на розничных рынках электроэнергии объектов ВИЭ мощностью менее 25 МВт.



Мероприятия предполагают переход на технологически нейтральные отборы, в которых, во-первых, конкурируют проекты по строительству ВИЭ-генерации вне зависимости от используемой технологии по критерию минимальной цены, что позволит сократить ценовую нагрузку на потребителей региона. Во-вторых, формирование цены не выше утвержденного предельного уровня, а не по регулируемым тарифам. Таким образом, инвестор получает гарантированную цену на весь период окупаемости инвестпроекта (15 лет) и возможность конкурировать по критерию минимальной цены, что способствует повышению конкуренции и внедрению наиболее эффективных для соответствующего региона проектов. В-третьих, установление единых правил конкурсных отборов для всех регионов. В-четвертых, установление требований по минимальной доле использования не возобновляемых

источников энергии для объектов ВИЭ-генерации, использующих комбинированные виды топлива. Минэнерго полагает, что указанные новации дадут толчок к развитию инновационной активности и внедрению новых видов генерации, приспособленных к местным реалиям.

127 млрд руб. в «Столицу Арктики»

13 мая было подписано постановление о создании ТОР «Столица Арктики» в Мурманске.



Это первая ТОР в ведении Минвостокразвития, расположенная не на Дальнем Востоке. В ТОР уже включили 4 проекта, ведется работа по включению еще двух. Инвестиции составят 127 млрд руб.

На ТОР возводится Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений (Новатэк-Мурманск), объем инвестиций в проект составит 79 млрд руб. Центр должен создать около 15 тыс. рабочих мест.

Еще один проект – Морской торговый порт «Лавна», он является частью комплексного плана развития Мурманского транспортного узла. Проект позволит привлечь порядка 20,5 млрд руб. инвестиций.

Ведутся работы по созданию международного культурно-делового центра для реализации геополитического, культурного потенциала региона.

Два дополнительных проекта – это создание порта с возможностью приема круизных судов, а также рефрижераторно-морского терминала.

Малый бизнес уходит из Арктики

Количество предприятий малого и среднего бизнеса в Арктике снизилось на 11 тыс. (4%) за последние 3 года. Среди причин сокращения предпринимательства выделили отток населения из арктических регионов и большие издержки на ведение бизнеса в суровых природных условиях. Именно малое и среднее предпринимательство



дает значительную долю рабочих мест, поэтому их дальнейшее сокращение может оказаться критичным.

Среди причин отрицательной динамики назвали также низкий объем спроса на рынке в Арктике, который ограничен и снижается из-за оттока населения, и дополнительные издержки, например, при подборе персонала. Таким образом, бизнес в Арктике становится неконкурентоспособным. Эксперты отмечают, что эти издержки в будущем могут стать причиной удорожания деятельности в Арктике в 2–3 раза по сравнению с центральной Россией.

Второй ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Южный поток
Слишком капиталов
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили
Цены на газ

Стратегии развития Арктики

Минвостокразвития внесло на рассмотрение правительства РФ проект Стратегии развития Арктической зоны России на период до 2035 г. В рамках документа собирались объединить мероприятия нацпроектов и государственных программ, инвестиционные планы инфраструктурных компаний, программы развития арктических регионов и городов.



На данный момент основная работа идет над документами стратегического планирования в сфере обеспечения национальной безопасности РФ. 7 мая Стратегия развития Арктики до 2035 г. была внесена в правительство РФ. В Стратегии определены основные направления и задачи развития Арктической зоны России, а также механизмы, этапы и ожидаемые результаты их реализации. Минвостокразвития разработывало документ совместно с арктическими регионами, представителями научного сообщества. В августе 2019 г. был запущен специальный портал, с помощью которого любой гражданин России мог внести предложения для включения их в стратегию. От жителей арктических территорий поступило свыше 650 предложений, позже в каждом арктическом регионе прошло очное обсуждение документа.

Чистый водород на морской платформе

Голландская энергетическая компания Eneco будет сотрудничать с Neptune Energy в рамках проекта PosHYdon - инициативы по выработке экологически чистого водорода. Проект PosHYdon нацелен на интеграцию трех энергетических систем в Северном море: морского ветра, газа и морского водорода. Пилотный запуск проекта реализуют на базе ветрогенераторов в Северном море. Eneco предоставит Neptune Energy массив данных, разработанный на основе



показателей работы собственных ветровых электростанций (ВЭС). Использование этих данных поможет получить реалистичное представление о потенциале проекта PosHYdon в рамках пилотного запуска. Энергия вырабатываемая ветрогенераторами, будет использоваться для обеспечения процесса электролиза на морской платформе (МП) Q13a, управляемой Нептуном, с использованием морской воды. Способность преобразовывать энергию из ВЭС в водород, а затем транспортировать ее через существующую газовую инфраструктуру, дает большие преимущества, особенно для тех ветровых электростанций, которые расположены намного дальше от берега.

Кластер для ТриЗ

Газпром нефть приступает к освоению трех крупнейших газоконденсатных месторождений ЯНАО на основании ДРОД. На 5-10 лет эти активы станут основой для развития на севере Ямала и одним из ключевых источников добычи углеводородов в Заполярье. Газпромнефть-Заполярье начнет разработку неокон-юрских залежей Бованенковского НГКМ и Харасавэйского ГКМ, а также ачимовских отложений и нефтяных оторочек участка ЗА Уренгойского НГКМ. Проекты будут реализовываться на основании долгосрочных рискованных операторских договоров (ДРОД) с владельцами лицензий. Этот механизм дает Газпром нефти возможность вести деятельность



по лицензиям дочек Газпрома на условиях, аналогичных собственному владению лицензией, консолидировать запасы, добычу и финансовый результат в отчетности по МСФО, самостоятельно инвестировать в ГРП и строительство инфраструктуры, а также создает правовую основу для привлечения проектного и акционерного финансирования в сложные проекты, связанные с освоением ачимовских залежей и нефтяных оторочек, относящихся к ТриЗ. ●

На **20** лет

немецкий регулятор вывел газопровод Северный поток из-под действия новой газовой директивы ЕС

Федеральное сетевое агентство Германии удовлетворило заявку Nord Stream, оператора магистрального газопровода Северный поток, о выводе газопровода из-под действия обновленной газовой директивы ЕС.

Нюанс: минимальный срок эксплуатации МГП Северный поток составляет 50 лет, так что 20-летнее освобождение газопровода от поправок к газовой директиве ЕС лишь переносит вопрос в будущее

170

тыс. т топлива

на сумму **45,5** млн долл США

везут пять нефтеналивных танкеров Ирана в Венесуэлу. Вооруженные силы Венесуэлы обеспечат сопровождение танкеров

Некогда крупнейшая нефтедобывающая страна вынуждена импортировать нефть. Американцам удалось разрушить крепкие связи Роснефти с нефтегазом Венесуэлы. Потихоньку экспорт нефти из Венесуэлы начал было иссякать, денег на поддержание добычи нефти нет, поддержки от властей России не слышно. Н. Мадуро был вынужден обратиться к давним противникам США – шиитскому Ирану

На **30** %

Катарская государственная нефтегазовая компания Qatar Petroleum намерена снизить в 2020 г. расходы на фоне падения цен на нефть и газ

В конце 2019 г. Qatar Petroleum объявила о решении увеличить производство СПГ на 60 % – до 126 млн т/год к 2027 г. Сегодня страна является лидером по производству СПГ в мире и располагает мощностями в **77 млн тонн** СПГ в год. Катар планирует увеличить их к 2024 г. до 110 млн тонн в год

За **25** дней танкер-газовоз «Кристоф-де-Маржери» должен доставить СПГ НОВАТЭКа из порта Сабетта в китайский порт Цзинтан (Таншань)

Если танкеру удастся доставить груз до 11 июня 2020 г., это станет самым ранним прохождением в восточном направлении в Азию. Летом прямой маршрут до Китая составляет около **20 дней**, а в обход через Суэц – около 36 дней. Круглогодичная ледокольная проводка в Восточной Арктике нужна НОВАТЭКу, чтобы сократить время и затраты на поставку СПГ на высокомаржинальные азиатские рынки



\$ **42,5** за барр.

Цена нефти, на которую рассчитан российский бюджет в 2020 г., при этом самые оптимистичные прогнозы по ценам нефть, говорят о 40 долл. США/барр.

России следует сократить зависимость от нефти, чтобы снизить риски государственного масштаба, считает глава РОСНАНО. На нефтегаз приходится **20% ВВП, 40% бюджета, 60% экспорта**. Надо менять стратегию и чем раньше, тем лучше

25 млрд м³ газа добыл Туркменистан за январь – апрель 2020 г. Добыча нефти за 4 месяца 2020 г. в Туркменистане составила 3,2 млн т

За 4 месяца 2020 г. произведено свыше **650 тыс. т** автобензина, что почти на **90 тыс. т** больше, чем за аналогичный период 2019 г. Объемы производства дизтоплива составили более **600 тыс. т**, полипропилена – **28,6 тыс. т**, сжиженного углеводородного газа (СУГ) – более **70 тыс. т**



Роснефть сократила фугитивные выбросы метана в сегменте Upstream на **73** %

Первоочередное внимание Роснефть уделяет сокращению выбросов метана, парниковый эффект которого почти **в 28 раз выше**, чем у углекислого газа. Компания намерена занять лидирующие позиции по экологичности бизнеса и войти в первый квартал по удельным выбросам парниковых газов

До **60** %

Причиной отказа покупателей от поставок СПГ из США является рост запасов газа и снижение спроса. В общей сложности покупатели СПГ могут направить американским производителям природного газа запросы на отмену в общей сложности 35–45 грузов для погрузки в июле. Число отмен в июле **в 2 раза** выше, чем в июне 2020 г. Число отправленных грузов с американских СПГ-проектов с января по апрель включительно колеблется в диапазоне от 60 до 75 в месяц. Таким образом, более 50% среднемесячных поставок из США может быть отменено в июле

месячных поставок СПГ из США могут отменить покупатели в июле 2020 г.



5,2 млрд рублей составил экономический эффект от внедрения методики по интерпретации сейсморазведки на Крузенштернском ГКМ

Газпром применил новую методику интерпретации данных сейсморазведки, в результате сеноманская залежь на нем была разведана только по данным сейсморазведки, без бурения дополнительных скважин. Была пробурена одна скважина вместо восьми по проекту. Прирост запасов газа составил **385 млрд м³**

БЕЗГРАНИЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРНОГО ШЕЛЬФА

ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ РОССИЯ ЖИВЕТ В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ДОБЫЧИ, В РАМКАХ СОГЛАШЕНИЙ ОПЕК+. ОДНАКО, ДАЖЕ ЭТИ СОКРАЩЕННЫЕ ОБЪЕМЫ СУЩЕСТВЕННО ПРЕВЫШАЮТ УРОВЕНЬ НАЧАЛА 21 ВЕКА. РУХНУВШИЕ В НАЧАЛЕ ВЕСНЫ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, СТАВЯТ ПОД ВОПРОС РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ДОБЫЧИ НА БОЛЬШИНСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ПРОСТО ПОДДЕРЖИВАТЬ СТОЛЬ ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ НАДО ГДЕ-ТО ВЗЯТЬ ЭТИ ОБЪЕМЫ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПОМОЖЕТ ЛИ АРКТИКА ПОПОЛНИТЬ УВ ЗАПАСЫ? ЕСТЬ ЛИ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАБОТЫ В РЕГИОНЕ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ПРОФЕССОР МГУ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА АМПИЛОВ ЮРИЙ ПЕТРОВИЧ

IN RECENT YEARS, WITHIN THE FRAMEWORK OF OPEC+ AGREEMENTS RUSSIA HAS BEEN LIVING IN CONDITIONS OF THE DECLINED IN OUTPUT. HOWEVER, EVEN THESE REDUCED VOLUMES SIGNIFICANTLY EXCEED THE LEVEL OF THE EARLY 21ST CENTURY. OIL PRICES CRASHED IN EARLY SPRING CAST DOUBT ON THE PROFITABILITY OF OUTPUT IN THE MAJORITY OF THE FIELDS AND IN ORDER TO SIMPLY MAINTAIN SUCH A HIGH LEVEL OF OUTPUT, THERE IS A NEED TO FIND THESE VOLUMES OF HYDROCARBONS SOMEWHERE. WILL THE ARCTIC HELP REPLENISH HYDROCARBON IN PLACE? ARE THERE ANY TECHNOLOGIES TO WORK IN THE REGION? THE PROFESSOR OF LOMONOSOV STATE UNIVERSITY OF MOSCOW AMPILOV YURIY PETROVICH GIVES ANSWERS TO THIS AND OTHER QUESTIONS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: добыча нефти, геологоразведка, запасы нефти и газа, углеводородные запасы Арктики, трудноизвлекаемые запасы.

**Ампилов
Юрий Петрович**

профессор МГУ
им. М.В. Ломоносова,
д.ф.-м.н.,
заслуженный деятель
науки РФ

– В одной из своих публикаций Вы описываете три группы источников УВ сырья и проблемы, связанные с их добычей. Учитывая нехватку технологий, малодебитность скважин и сложности добычи в Арктике, где все-таки лежит основной потенциал?

– Во-первых, не надо путать с одной стороны сушу российской Арктики с субполярными областями, где у нас уже десятки лет добывается основной объем углеводородов, и, с другой стороны, арктический

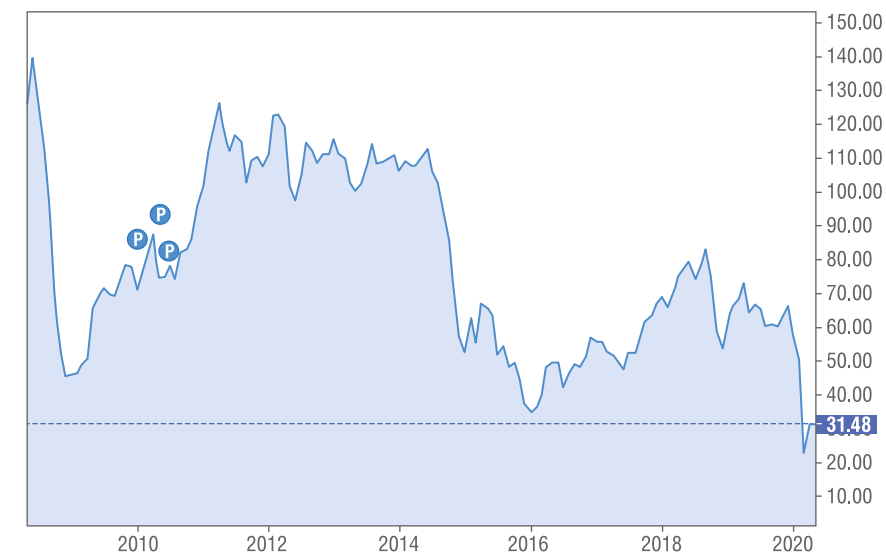
шельф, где ведется разведка и практически ничего не добывается, кроме символических объемов с месторождения Приразломное.

Из трех перечисленных источников дополнительной будущей добычи, о которых Вы говорите, – шельф, нетрадиционные УВ и старые районы промысла – в краткосрочной перспективе я бы отдал предпочтение последним, в среднесрочной – развитию технологий для бажена, доманика etc, и только в долгосрочной – арктическому шельфу, если

к тому времени дорогие по себестоимости нефть и газ будут конкурентоспособны на мировом рынке. Последнее весьма проблематично.

Для поддержания уровня годовой добычи в 530 млн тонн в год в текущей ситуации с резким падением цен наиболее реальными являются всевозможные МУН для более эффективной работы с ТРИЗами в освоенных районах с развитой инфраструктурой, а также доразведка месторождений-спутников к уже разрабатываемым. Разумеется, только этих запасов не хватит надолго, однако после апрельского соглашения ОПЕК+ и добыча в 530 млн тонн в год может стать нецелесообразной, если цена не вернется к прежним показателям или близко к ним. Правда, если исходить из недавней истории, то существенный рост нефтяных цен вряд ли возможен. Я специально отыскал в интернете график изменения цены «бrent» за 12 лет, чтобы еще раз на него взглянуть.

Так, после трехкратного падения цен с уровня \$ 140 в 2008 г., следующий подъем был лишь до \$ 100–120 продержавшийся с 2011 по 2014 гг. А после падения в 2014 г., следующий подъем был лишь до \$ 60–80 в 2018–19 гг. Недавнее падение «brent» до уровней \$ 20–30 за баррель (а российской Urals до 12–14), конечно, сменится ростом. Но если текущая закономерность будет сохраняться, то уровень ее подъема уже будет заметно ниже предыдущего. А если учесть, что с 2008 г. цены на работы и услуги в мире выросли примерно вдвое, то нынешние \$ 30 за баррель эквивалентны \$ 15 в ценах 2008 года.



Давно понятно, что нефтегазовый бизнес уже никогда не будет сверхприбыльным, как это было ранее, а, значит, его потенциал для формирования доходной части госбюджета будет быстро иссякать, что мы наблюдаем уже несколько лет. Делать на него основную ставку в долгосрочных государственных планах является стратегической ошибкой.

– Если учесть, что на шельфе Арктики настолько сложная добыча, как вышло, что лицензии на все участки распределены? Зачем компаниям изучать их, тратя огромные средства, если они не собираются вести там добычу?

– На этот вопрос можно отвечать долго, анализируя, например, «состязательность» между ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» в период массовой «раздачи» шельфовых лицензий в 2012–2014 гг. – кто «круче» и больше возьмет, в то время как другие компании были отрезаны от возможности получить новые шельфовые лицензии.

А можно ответить на этот вопрос и кратко. Взгляните на график цен, приведенный выше, и вы увидите, что в тот период в течение 3 лет, цена нефти была очень высокой, \$ 110–120 за баррель, и всем казалось, что такое будет вечно. Названные две компании собирались, в принципе, в отдаленном будущем осваивать шельф и пытались с приобретением лицензий повысить свою капитализацию, как они думали. Были заинтересованные

западные партнеры с технологиями и деньгами, и не было никаких санкций. Очень благостная картинка.

Но случилось то, что случилось: цены рухнули, западные партнеры «отпали» из-за санкций, а своих технологий для шельфа нет.

Кстати, по поводу цен тогда многие аналитики предупреждали, что грянет существенная коррекция цен на углеводороды, и надо бы подготовиться, но отраслевые управленцы и налоговики ничего не хотели слышать. Хотя я не считаю себя аналитиком, я «технар» и занимаюсь прикладной наукой, но в сентябре 2013 г. в «пик нефтяного благоденствия» четко расписал в одной из своих публикаций будущий рыночный сценарий, который и реализовался менее, чем через год. Но я весьма сожалею, что оказался прав. А что касается последнего падения цен в 2020 г., тут уже о грядущем большом переизбытке нефти предупреждал огромный хор голосов.

– Что можно сделать с учетом имеющихся технологий для разведки и добычи и чего нельзя (в каких сегментах Россия стопроцентно зависима от импорта)?

– При добыче на суше Арктики у России большой собственный опыт и зависимость от импорта сравнительно небольшая, ее можно преодолеть. Это происходит мало-помалу, но пока с более, чем скромными результатами. Здесь, прежде всего, надо освоить собственные технологии

УДК 332.025

ГРП, научиться самостоятельно проводить горизонтальное бурение с большими отводами, выполнять широкий спектр сервисных исследований и т.п. Но, вот незадача, вместо ускоренного развития собственных технологий, зачастую отдается предпочтений китайским подрядчикам, которые в отсутствии конкуренции с ушедшими западными компаниями развивают свои технологии на наших объектах.

« Вместо ускоренного развития собственных технологий, зачастую отдается предпочтений китайским подрядчикам, которые в отсутствии конкуренции с ушедшими западными компаниями развивают свои технологии на наших объектах

Кампания импортозамещения, декларированная Минпромторгом еще в 2015 г., на деле пробуксовывает и дает результаты в виде НИОКР, которые, в лучшем случае, заканчиваются изготовлением технической документации и опытного образца, в то время как до реальных промыслов разработки пока не доходят.

Но если на суше у нас еще есть шанс изготовить что-то свое, то с шельфом все гораздо сложнее. Во многих существующих шельфовых проектах (Сахалин, Каспий, разведочные буровые) декларируется большое российское технологическое участие, но по факту там наша часть велика в тоннаже (крупные металлоконструкции и основания), а в технологической оснастке платформ и морских буровых комплексов оно колеблется около нуля. И ситуация мало меняется. Так, после введения западных санкций, большинство пробуренных на российском шельфе скважин выполнено китайскими субподрядчиками, хотя формально выигрывают тендеры российские компании, которые потом нанимают китайцев.

Справедливости ради стоит отметить попытки создания отечественного подводного добычного комплекса, чтобы смонтировать его на одном из месторождений Сахалинского шельфа. Я бы очень хотел, чтобы эта попытка закончилась успехом, но пока поводов для оптимизма не так много. Кроме

того, есть надежды, что получится что-то своё или почти своё для освоения газовых месторождений в Обской и Тазовской губах, хотя это не совсем шельф. Пока все оказывается сложнее и дороже, чем предполагали. Посмотрим.

– В советское время реализация программы освоения Арктики привела к тому, что был создан парк отечественных буровых судов, которому была бы по

силам и нынешняя обширная программа ГРП на шельфе. Что с ним случилось, можно ли задействовать это оборудование сегодня?

– Да, верно, в конце 80-х годов 20 века в СССР был сделан мощный рывок в отечественных технологиях разведки шельфа. Было построено несколько морских буровых установок в виде судов и СПБУ различного класса, а также геофизических судов. Но в 90-е годы вся программа была свернута, и суда, постояв некоторое время без работы «у стенки», не в состоянии оплатить портовые сборы, ушли на работу в дальнее зарубежье. Сейчас им более 30 лет, они

« На суше у нас еще есть шанс изготовить что-то свое, но с шельфом все гораздо сложнее

практически полностью выработали ресурс и не в состоянии работать в Арктике. К слову сказать, флагман советского бурового флота «Валентин Шашин», начавший эпоху великих геологических открытий в Баренцевом море, в последствии отработал свои лучшие годы в Южной Америке за ненадобностью в 90-е в России, а сейчас дожидает свой век на шельфе Вьетнама. Парадокс, но он находится на балансе «Арктикоморнефтегазразведки», но в Арктику больше не ходок.

– Освоение Арктики становится почти национальной идеей, вероятно, институты и компании

будут получать гранты на разработки, поможет ли это, по Вашему мнению или это вопрос не одного десятилетия (ведь пока мы изобретаем то, чем другие пользуются уже сейчас, появятся новые технологии, от которых мы также будем отставать)?

– Давайте опять разделим понятия Арктика и Арктический шельф. Арктика – это то, что расположено за полярным кругом. На суше российской Арктики мы давно добываем едва ли не 80% российского газа и более 30% российской нефти. С этой точки зрения Арктику мы осваиваем давно и успешно, и нам без нее никак не прожить. А вот на шельфе Арктики мы не добываем ничего кроме 2 млн т в год с Приразломного месторождения. И даже когда добыча на нем выйдет на проектную мощность около 6 млн т в год, это будет примерно 1 % от российской годовой добычи. Всё! Больше на шельфе Арктики в ближайшие 10 лет никакой нефти к добыче даже не планируется. Причем дело не только в рухнувших ценах на нефть и экономической целесообразности, но и в отсутствии технологий не только в России, но и в мире. Зарубежные технологии есть только для Баренцева, и отчасти Печорского моря, а для тяжелых ледовых условий Восточной Арктики никто ничего не разрабатывал из-за отсутствия таких условий за рубежом. Разведку проводить там условно можно полтора-два месяца в году,

а добычу нет. Есть отечественные концептуальные эскизные проекты добычных сооружений, но они были и 20 и 30 лет назад, и это не более, чем картинки, а не техническая документация для производства оборудования. Применять модифицированные для ледовых условий подводный добычные комплексы, вероятно, можно, но таких комплексов нигде нет, а стандартные не годятся. Очень малые глубины моря и очень толстый лед, постоянно находящийся в движении. Так что изобретать можно, патенты на изобретения получать тоже можно, а реальной добычей на шельфе Восточной Арктики даже наши

дети заниматься не будут. Говорю так потому, что почти всю свою жизнь посвятил исследованию шельфа, поскольку еще в 70-е годы прошлого века, будучи студентом МГУ им. М.В. Ломоносова, слышал слова наших легендарных профессоров и организаторов науки В.В. Федынского и М.К. Полшкова: «Ребята, мы вам завидуем. Пройдет еще 2–3 года, и начнется масштабное освоение шельфа». С тех пор выросло еще два поколения исследователей, но слова остались теми же, в то время как недра арктического шельфа все еще хранят свои тайны. Пусть это пока остается мечтой.

« Текущие европейские цены на газ временами меньше 100 долларов, а объемы поставок в 2020 г. ожидаются гораздо скромнее. Рынок АТР тоже пересыщен, и там цены упали вчетверо

– Какова сфера ответственности за изучение недр у государства и что должны взять на себя компании?

– Все эти вопросы, в основном, отрегулированы законом «О недрах» и подзаконными нормативными актами. Государство, проведя минимальные работы и собрав пакет информационных материалов, выставляет на конкурс-аукцион лицензионные участки. Компания, получившая лицензию на конкретный участок, берет на себя обязательства по выполнению всего объема геологоразведочных работ, прописанных в лицензии. В случае, если она не выполняет этих обязательств, лицензия должна отзываться. Но на практике такое случается крайне редко. Идет бесконечный перенос сроков по заявкам компаний, которые должны для этого предоставить веские основания.

Недра территорий, находящихся за пределами лицензионных участков, подлежат изучению государством, привлекающих для этого геологоразведочные компании, выигравшие тендер на основании закона о госзакупках. Эта информация вне лицензионных блоков является собственностью государства и используется при подготовке следующих участков к лицензированию. Похожая практика с некоторыми национальными нюансами используется во всем мире.

– У российских компаний законтрактованы поставки не на один год вперед. Но Европа декарбонизирует свои производства, у России на европейском рынке появляются конкуренты, найдут ли добытые УВ потребителя?

– Я посвятил этой проблеме очень много статей в различных журналах. Если ответить совсем коротко, то потребители найдутся практически всегда, вопрос в цене. И это самое важное. Так, в 2013 г. Газпром поставлял в Европу порядка 130 млрд м³ газа по цене 400–450 долларов

за тысячу м³, а в рекордном 2018 г. уже более 200 млрд м³, но цена в это время в Европе была в 3 раза меньше, в среднем – 140 долларов. Перемножьте объемы и цены, и вы увидите, что при значительно выросших объемах выручка оказалась почти вдвое меньше. Т.е. маржа значительно сократилась. Сегодня в этом смысле ситуация еще жестче. Текущие европейские цены на газ временами меньше 100 долларов, а объемы поставок в 2020 г. ожидаются гораздо скромнее. Рынок АТР тоже пересыщен, и там цены упали вчетверо за тот же период. Хорошо, что есть контракты на объемы поставок, но во многих из них цены привязаны к нефтяным на биржах. А это значит, что с некоторым

« Россия не только готова, но и давно осваивает в Арктике нефтегазовые запасы, и в этом смысле является мировым лидером по арктической нефтегазодобыче. Но это, повторяю, касается суши, а не шельфа Арктики

временным лагом, контрактные цены тоже снизятся, поскольку вы видите, что случилось с ценами на нефть. Такова нынешняя реальность. Сейчас рынок покупателей, а не рынок продавцов. И это, похоже, надолго.

– Ваш взгляд, как эксперта, на развитие региона. Что в нынешних условиях нужно

развивать в Арктике, если предположить, что к освоению ее нефтегазовых запасов Россия пока не готова?

– Отнюдь. Россия не только готова, но и давно осваивает в Арктике нефтегазовые запасы, и в этом смысле является мировым лидером по арктической нефтегазодобыче. Но это, повторяю, касается суши, а не шельфа Арктики. Но на перспективу следует сместить акценты с нефтегазового вектора развития этого важнейшего региона, особенно в свете последних мировых кризисов перепроизводства нефти и газа, ставших слишком уж частыми.

Я бы обозначил следующие важнейшие задачи для решения их на государственном уровне:

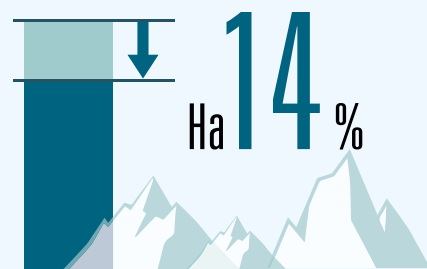
- Восстановление сети наблюдательных станций гидрометео службы и их техническое перевооружение.
- Севморпуть – транспортная артерия будущего: строительство портов и инфраструктуры, ориентируясь не только и не столько на СПГ, по которому в мире так же, как и для нефти, лицо кризис перепроизводства в долговременной перспективе.
- Развитие горнорудной промышленности для перспективных видов сырья в связи с грядущим новым технологическим укладом цивилизации.
- Поддержание хозяйственной деятельности коренного этноса и вывод его на самоокупаемость.
- Укрепление обороноспособности северных рубежей России.

Все данные виды деятельности на сегодняшний день представляются более приоритетными, нежели освоение нефтегазового потенциала шельфа Арктики! ●

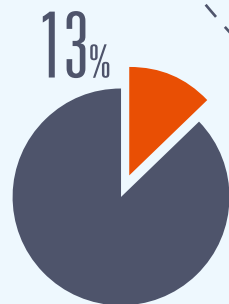
KEYWORDS: *oil production, exploration, oil and gas reserves, Arctic hydrocarbon reserves, hard-to-recover reserves.*

Арктика

4 млн человек
составляет все население Арктики



уменьшилась площадь льдов в Арктике за последние 45 лет и продолжает уменьшаться с каждым годом



83 млрд барр
нефтяные запасы Арктики.
Это **13%** от всех
неразведанных запасов
нашей планеты



Российская Арктика
включает:



Мурманскую область; Ненецкий, Чукотский, Ямало-Ненецкий автономные округа; Республика Коми; территории Аллаиховского, Анабарского, Булунского улусов, Нижнеколымского района, Якутия; территории городского округа города Норильска, Таймырского муниципального района, Туруханского района; территории муниципальных образований "город Архангельск", "Мезенский муниципальный район", "Новая Земля", "Город Новодвинск", "Онежский муниципальный район", "Приморский муниципальный район", "Северодвинск"; Земли и острова, расположенные в Северном Ледовитом океане, некоторые улусы Якутии; территории Беломорского, Лоухского и Кемского муниципальных районов



2/3
площади Арктики
— Северный ледовитый океан и входящие в него моря

27 млн кв. км
территория Арктики



Добыча на шельфе

457 млрд тонн н.э.
мировые ресурсы шельфа

153 млрд тонн н.э.
составляют шельфовые запасы России (33% мировых ресурсов шельфа)

100-200 м
глубина моря над бровкой

Добычные платформы:



1,5 млрд руб.
планирует потратить Россия на изучение протяженности своего арктического шельфа

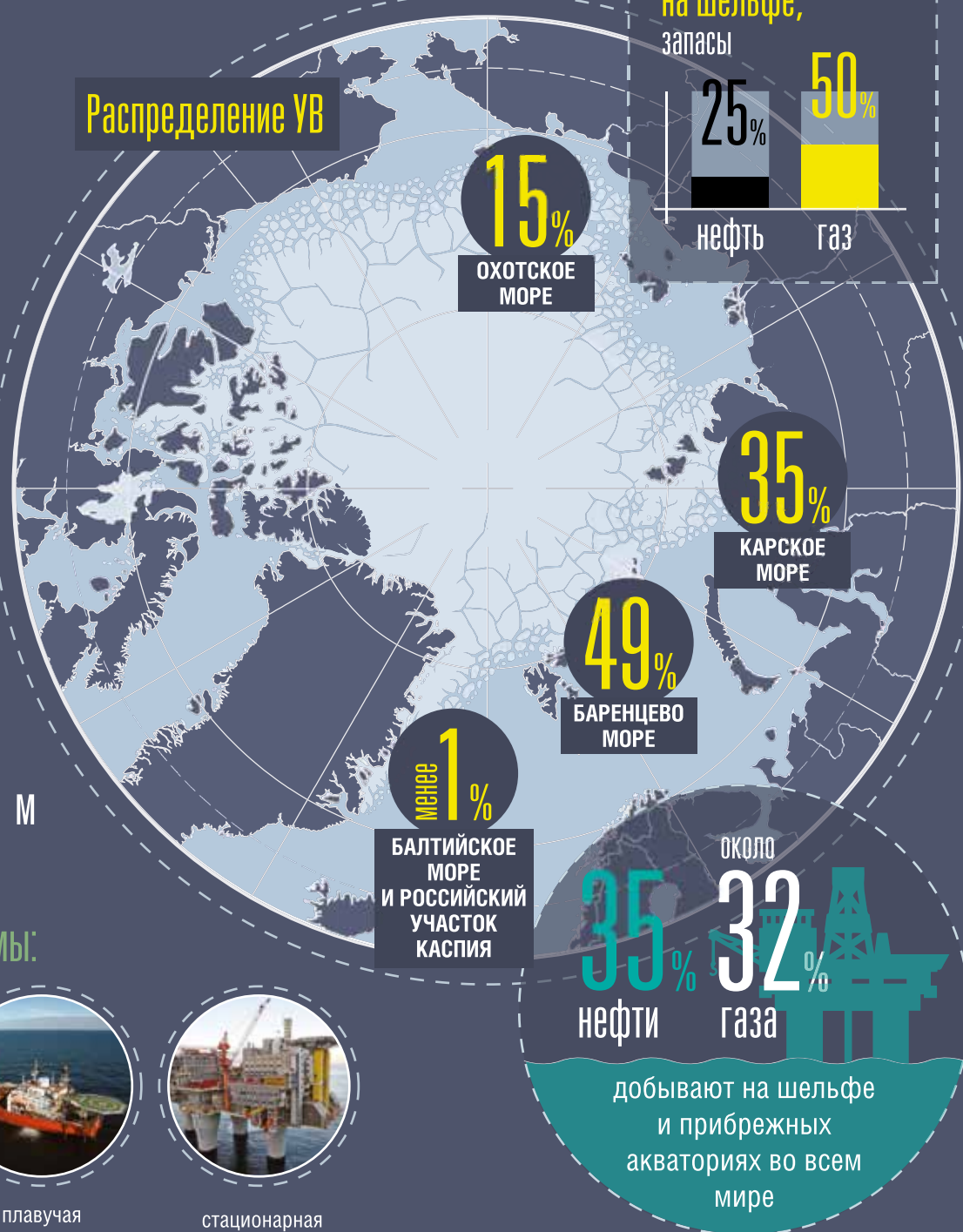
На **7%** в среднем изучены шельфы морей, в то время как основные сухопутные нефтегазоносные регионы изучены более чем на 50%

Из **120** стран имеющих выход к морю, около 55 разрабатывают нефтяные месторождения

300 м
глубина, на которой ведется добыча

40%
разведочных буровых установок приходится на долю США

Распределение УВ



ОТ ФРАГМЕНТАЦИИ К КОМПЛЕКСНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ

Право и освоение нефтегазовых ресурсов российской Арктики и континентального шельфа

НЕОБХОДИМОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА ТРЕБУЕТ РЕШЕНИЯ РЯДА ЗАДАЧ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО, ПОЛИТИЧЕСКОГО И ПРАВОВОГО ХАРАКТЕРА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АРКТИКЕ, А ТАКЖЕ ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРЕОДОЛЕНИЯ ФРАГМЕНТАЦИИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА, РЕГУЛИРУЮЩЕГО ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В РЕГИОНЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

THE NEED FOR AN INTEGRATED DEVELOPMENT OF THE ARCTIC REGION REQUIRES SOLVING A NUMBER OF SOCIAL AND ECONOMIC, POLITICAL AND LEGAL TASKS. THIS ARTICLE DESCRIBES CONCEPTUAL APPROACHES TO THE DEVELOPMENT OF LEGISLATIVE REGULATION OF ACTIVITIES IN THE ARCTIC AND ALSO EXPLAINS THE NEED TO OVERCOME THE FRAGMENTATION OF LEGISLATION REGULATING THE ACTIVITIES IN THE REGION, INCLUDING THE OIL AND GAS INDUSTRY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: правовое регулирование, Арктический регион, комплексный подход в законодательстве, ресурсы арктического шельфа, экономический потенциал.

**Капустин
Анатолий Яковлевич**
научный руководитель
Института законодательства
и сравнительного
правоведения при
Правительстве Российской
Федерации,
д.ю.н., профессор

Стратегическое значение Арктики для России определяется рядом факторов, но одним из наиболее значимых является наличие значительных природных богатств в этом регионе. По некоторым оценкам здесь сосредоточена треть общемировых запасов углеводородов¹. Согласно некоторым прогнозам максимальные объемы добычи нефти и природного газа в Арктическом регионе Российской Федерации к 2022 году на месторождениях, предусматривающих вывоз

продукции морем, предполагается осуществлять на уровне 18,5–20,5 млн т/млрд куб. м в год,

¹ По оценке Минприроды России, ресурсы российской Арктики на текущий момент составляют примерно 511 млрд тонн нефтяного эквивалента. Это примерно 65% мировых потенциальных ресурсов углеводородного сырья или около 2/3 от всех запасов, разрабатываемых в мире в настоящее время. Объем прогнозируемых запасов в Арктике – это порядка 65% прогнозируемых запасов всего мира. См.: «Построить целую страну»: как ищут нефть в Арктике». Электронный ресурс. Доступ: <https://www.gazeta.ru/business/2019/07/16/12503839.shtml> Дата обращения 18.05.2020 г.

а добычу природного газа – 14–36 млрд куб. м в год².

Арктика имеет огромный потенциал в части пополнения ресурсов углеводородов за счет ввода в эксплуатацию, прежде всего, шельфовых месторождений в регионе, многие из которых еще малоизучены³. Объем прогнозируемых запасов в Арктике – это порядка 65% прогнозируемых запасов всего мира⁴. В современных условиях с учетом внешнего «санкционного» фактора России необходимо найти решение задач по созданию условий для воспроизводства минерально-сырьевой базы страны и развития Арктической зоны Российской Федерации, обеспечения технологической независимости в сфере геологического изучения и добычи нефти и газа в условиях сложившейся геополитической ситуации, стимулирование инвестирования ресурсодобывающих компаний в разработку новых технологий и оборудования, а также проведение геологоразведочных работ на шельфе и целый ряд иных задач, тесно связанных с перечисленными.

В этой связи не лишне вспомнить, что традиция освоения природных ресурсов Арктики была заложена еще во времена СССР, который стал одним из первых в мире государств, приступивших к поиску, разведке и разработке месторождений в сложных климатических условиях данного региона⁵. Несмотря на то, что в 90-х годах прошлого века она была прервана, сейчас наблюдается повышение интереса к реализации нефтегазовых проектов, реализуемых на российском арктическом шельфе⁶. В настоящее время освоение шельфовых месторождений этого региона, содержащих колоссальные запасы углеводородов, представляется одним из возможных направлений преодоления негативных тенденций в нефтегазовой отрасли России.

Экономический потенциал Арктики имеет большое значение для обеспечения устойчивого развития России. Экономическая деятельность на данной территории нашей страны обеспечивает 11% ВВП, 20% объема экспорта,

10% инвестиций в основной капитал, 10% российской нефти и 80% российского газа⁷. В то же время наблюдается отставание в показателях качества жизни в Арктической зоне от среднероссийского уровня по большинству территорий: из 446 показателей, характеризующих качество жизни в 31 территории арктической зоны, 60% показателей хуже средних значений по Российской Федерации (по ожидаемой продолжительности жизни, обеспечения доступности медицинской помощи, качества дошкольного, школьного образования, профессионального образования, жилищного обеспечения, услуг культуры, физической культуры, спорта с учетом транспортной удаленности населенных пунктов)⁸.

Не вызывает сомнений, что реализация инвестиционного потенциала арктических территорий позволит обеспечить не только прорыв в экономическом развитии нашей страны, но и повысить эффективность социальных преобразований в этом регионе.

Указом Президента Российской Федерации от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» утвержден документ, имеющий стратегическое значение и для развития нефтегазовой отрасли экономики на данной территории⁹.

В нем выражена заинтересованность России в социально-экономическом развитии Арктической зоны, что обусловлено объективными причинами. В их числе можно указать следующие:

- сокращение численности населения Арктической зоны Российской Федерации;
- низкий уровень развития социальной, транспортной и информационно-коммуникационной инфраструктуры сухопутных территорий Арктической зоны Российской Федерации, в том числе в местах традиционного проживания малочисленных народов;
- низкие темпы геологического изучения перспективных

минерально-сырьевых центров Арктической зоны Российской Федерации;

- отсутствие системы государственной поддержки хозяйствующих субъектов, обеспечивающей снижение издержек и рисков при реализации экономических проектов в Арктической зоне Российской Федерации;
- несоблюдение сроков создания инфраструктуры Северного морского пути, строительства судов ледокольного, аварийно-спасательного и вспомогательного флотов;
- низкие темпы создания наземных транспортных средств и авиационной техники для работы в природно-климатических условиях Арктики, развития отечественных технологий, необходимых для освоения Арктики;

² См.: Амирагян А. Нефть и газ российской Арктики // ТЭК России. 2016. № 9. С. 37. Электронный ресурс. Доступ: <http://ac.gov.ru/files/content/10406/neft-i-gaz-v-rossijskoj-arktike-pdf.pdf>. Дата обращения: 18.05.2020.

³ См.: Ромашева Н.В., Смирнова Н.Н., Львов В.В. Проблемы и перспективы освоения Арктических нефтегазовых ресурсов России, с.1-2// Электронный ресурс. Доступ: <https://readera.org/problemu-i-perspektivy-osvoeniya-arkticheskikh-neftegazovyh-resursov-v-rossii-142213398> Дата обращения 18.05.2020 г.

⁴ См.: «Построить целую страну»: как ищут нефть в Арктике». Указ.соч.

⁵ Как указывает эксперт Минэнерго и Российского совета по международным делам Паничкин И. активная работа по освоению арктического шельфа в СССР развернулась в начале 1980-х гг. Перспективы освоения связывались в первую очередь с Печорским и Карским морями. Электронный ресурс. Доступ: <https://russiancouncil.ru/arcticoil/> Дата обращения 18.05.2020.

⁶ Первым и единственным проектом такого рода является разработка месторождения «Приразломное», открытого в 1989 г. в Печерском море. См.: Там же.

⁷ Рекомендации парламентских слушаний на тему: «О законодательном обеспечении опережающего социально-экономического развития Дальнего Востока и Арктики», организованные Комитетом Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по региональной политике и проблемам Севера и Дальнего Востока 14 ноября 2019 г. Электронный ресурс. Доступ: <https://leo-mosk.livejournal.com/6999579.html> Дата обращения 18.05.2020.

⁸ Там же.

⁹ Указ Президента РФ от 5 марта 2020 г. N 164 "Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года" (п. 7 раздел II). Электронный ресурс. Доступ: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/73606526/> Дата обращения 18.05.2020.

- неготовность системы мониторинга окружающей среды, размещенной в Арктической зоне Российской Федерации, к экологическим вызовам¹⁰.

Для решения назревших проблем социального развития региона Арктической зоны РФ в «Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» предусмотрены меры по обеспечению доступности первичной медико-санитарной помощи, качественного образования, обеспечение граждан доступным, современным и качественным жильем, повышение качества жилищно-коммунальных услуг, ускоренное развитие социальной инфраструктуры населенных пунктов и целый ряд иных, направленных на повышение качества жизни населения российской Арктики¹¹.

Среди основных задач в сфере экономического развития Арктической зоны Российской Федерации в «Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» указаны расширение участия частных инвесторов в реализации инвестиционных проектов на арктическом шельфе при сохранении со стороны государства контроля за их реализацией; инфраструктурное обустройство минерально-сырьевых центров, логистически связанных с Северным морским путем; наращивание за счет государственных и частных инвестиций объемов геолого-разведочных работ при освоении месторождений углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых; стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, повышения коэффициентов извлечения нефти и газа, глубокой переработки нефти, производства сжиженного природного газа и газохимической продукции¹².

Основными задачами в сфере развития инфраструктуры Арктической зоны Российской Федерации являются создание эффективной системы предупреждения и ликвидации (минимизации) последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на всей протяженности Северного морского пути и других морских транспортных

коридоров; развитие системы энергоснабжения, модернизация объектов локальной генерации, расширение использования возобновляемых источников энергии, сжиженного природного газа и местного топлива¹³. К основным задачам в сфере охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности отнесены обеспечение рационального природопользования, в том числе в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности малочисленных народов¹⁴.

Широкий охват решаемых задач, поставленных в данном стратегическом документе, требует адекватного правового регулирования. Это, в свою очередь, побуждает задуматься разработке концептуального видения основных параметров правовых регуляторов деятельности в Арктике, затрагивающих в том числе и сферу регулирования нефтегазового комплекса. Представляется логичным, что идея комплексного подхода к недропользованию в регионе должна получить воплощение в концепции комплексного, системного правового регулирования освоения арктических месторождений. Данный подход способен учесть широко известные особенности хозяйствования в Арктической зоне Российской Федерации, такие как экстремальную природную среду, глобальные климатические изменения, чувствительность экологических систем к внешним воздействиям, рисковый характер хозяйствования и др.

Нормативное воплощение данной правовой концепции видится в форме федерального закона (самостоятельного или закона о внесении изменений в действующие федеральные законы), в котором будут установлены специальные требования к осуществлению деятельности по геологическому изучению, разведке и добыче углеводородного сырья в этом регионе.

Действующий в настоящее время порядок недропользования на шельфе российской части Арктики базируется преимущественно на нормах законодательства о недрах, которыми установлен ряд специальных требований к пользователям недр на

участках недр континентального шельфа Российской Федерации, срокам пользования недрами на таких участках, основаниям возникновения права пользования недрами и другими положениями Закона «О недрах». Однако признать сложившееся нормативное правовое регулирование в рассматриваемой сфере в полной мере отражающим специфику освоения арктических шельфовых месторождений в настоящее время еще не представляется возможным

Институт законодательства и сравнительного правоведения при Правительстве Российской Федерации занимает активную позицию в вопросе формирования концептуальных подходов к разработке эффективной модели законодательного регулирования в интересах обеспечения комплексного и устойчивого развития Арктической зоны Российской Федерации. По инициативе и под научным руководством директора Института академика Т.Я. Хабриевой были собраны и обобщены научные разработки специалистов Института в данной области и опубликовано монографическое исследование

¹⁰ См.: Указ Президента РФ от 5 марта 2020 г. N 164 "Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года" (п. 7 раздел II). Электронный ресурс. Доступ: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/73606526/> Дата обращения 18.05.2020.

¹¹ П.11 раздел III «Цели, основные направления и задачи государственной политики Российской Федерации в Арктике» Указа Президента РФ от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года».

¹² П. 12 раздел III «Цели, основные направления и задачи государственной политики Российской Федерации в Арктике» Указа Президента РФ от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года».

¹³ П. 13 раздел III «Цели, основные направления и задачи государственной политики Российской Федерации в Арктике» Указа Президента РФ от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года».

¹⁴ П.15 раздел III «Цели, основные направления и задачи государственной политики Российской Федерации в Арктике» Указа Президента РФ от 5 марта 2020 г. № 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года».

¹⁵ Арктическое право: концепция развития// отв. Ред. Т.Я.Хабриева. М., Институт законодательства и сравнительного правоведения при Правительстве Российской Федерации. – М.: ИД «Юриспруденция», 2014.

научно-прогностического характера¹⁵. В нем впервые в отечественной юридической науке было использовано новое понятие «арктического права», которое сегодня все чаще используется в научной и учебной литературе¹⁶. Кроме того, на протяжении ряда лет Институт участвует в разработке концепции и текста проекта федерального закона «О развитии Арктической зоны Российской Федерации». Уже более 5 лет Институтом ежегодно совместно с Правительством Ямало-Ненецкого автономного округа проводится Международный арктический правовой форум, который стал авторитетной площадкой, на которой обсуждаются правовые, экономические, социальные аспекты развития Арктической зоны РФ. Таким образом, «арктическая тематика» законодательства и правоприменения находится в фокусе внимания Института, позволяя сформировать собственный подход к концепции преодоления фрагментации правового регулирования деятельности в Арктической зоне Российской Федерации.

Анализ законодательства позволяет сделать вывод о том, что законодательство о недрах в отличие от законодательства об Арктической зоне РФ сформировалось, равным образом наработана значительная правоприменительная практика. В свою очередь законодательство о развитии Арктической зоны РФ все еще находится в стадии активного формирования. Однако следует признать, что до сих пор не принята

общепризнанная концепция будущего законодательного акта. Единственно, в чем совпадает мнение экспертов Института и экспертов заинтересованных государственных органов и научных и образовательных учреждений, это признание необходимости принятия отдельного законодательного акта федерального уровня, направленного на развитие Арктической зоны РФ.

Научная позиция Института заключается в том, что такой федеральный закон должен закрепить понятийный аппарат, принципы законодательного регулирования и установить особенности правового регулирования общественных отношений в Арктической зоне РФ применительно к различным сферам общественных отношений.

При разработке концепции законодательного акта о развитии Арктической зоны России следует принимать во внимание различные факторы, влияющие на деятельность в этом регионе в настоящее время и в ближайшем будущем. Так, опыт освоения морских арктических и субарктических месторождений показывает, что изучение и освоение минеральных ресурсов арктических акваторий сдерживается распространением льда Северного Ледовитого океана. Глобальное потепление на Земле заметно влияет на происходящие изменения в Арктике, выражающиеся в значительном сокращении

площади льда, образовании айсбергов, что существенно осложняет освоение морских месторождений Арктики¹⁷.

¹⁶ См., например: Арктическое право: учебник для магистратуры//под ред. П.Н. Бирюкова. М., издательство Юрайт, 2020., а также «Замятин Н.Ю. Пилясов Н.Ю. Рабочие тетради. Выпуск 1. Арктическое право России: каким ему быть?». Электронный ресурс. Доступ: https://kartaslov.ru/%D0%BA%D0%BD%D0%B8%D0%B3%D0%B8/%D0%97%D0%B0%D0%BC%D1%8F%D1%82%D0%B8%D0%BD%D0%B0_%D0%9D_%D0%AE_%D0%9F%D0%B8%D0%BB%D1%8F%D1%81%D0%BE%D0%B2_%D0%90_%D0%9D_%D0%A0%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%87%D0%B8%D0%B5_%D1%82%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%B4%D0%B8_%D0%92%D1%88%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA_1_%D0%90%D1%80%D0%BA%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8/4 Дата обращения 18.05.2020.

¹⁷ О влиянии изменения климата на правовое регулирование деятельности в Арктике, см: Авхадеев В.Р. Предотвращение возможных негативных последствий изменения климата в Арктике: взаимодействие норм международного права и национального законодательства Российской Федерации // Право и климат планеты // Отв. Ред. Ю.А. Тихомиров, С.А. Боголюбов, Н.В. Кичигин. М., 2018, с. 131 – 138; Емельянов В.П., Капустин А.А. Международное право и устойчивое развитие Арктики: некоторые концептуальные вопросы// Российская Арктика – территория права: альманах. Выпуск IV. Сохранение и устойчивое развитие Арктики. Правовое регулирование пространственного развития арктических территорий Российской Федерации (на примере Ямало-Ненецкого автономного округа) / Т.Я. Хабриева, Д.Н. Кобылкин, Л.В. Андрюченко и др.; отв.ред. С.А. Боголюбов, В.П. Емельянов. – М., ИЗИСП, Салехард: Пр-во Я-Н. авт.округа. 2017, с. 21 – 28. О фундаментальных изменениях в Арктике, которые повлекло изменение климата, в частности, о т.н. арктических «петлях обратной связи» пишет М. Байерс. См.: Byers M. International law and the Arctic. Cambridge, 2013, p. 2 – 6.



Присоединившись к Парижскому соглашению по климату 2015 г. в конце прошлого 2019 года, Россия планирует в ближайшие десятилетия внедрять механизмы государственного регулирования выбросов парниковых газов в целях смягчения последствий глобального изменения климата, адаптации к изменяющимся условиям и, прежде всего, к таянию вечной мерзлоты¹⁸. Некоторыми экспертами уже сейчас высказывается идея о необходимости принятия на федеральном уровне закона об охране вечной мерзлоты¹⁹. Вопрос об отдельном законодательном регулировании охраны вечной мерзлоты видимо можно отнести к разряду дискуссионных, но поиск возможных решений самой данной проблемы, в том числе нормативно-правовых, остается актуальным.

Освоение морских нефтегазовых ресурсов в Арктике осложняет и неустойчивая сейсмическая обстановка, которая характеризуется неравномерным, очаговым распределением эпицентров землетрясений. Эксперты отмечают, что повышение безопасности освоения морских месторождений Арктики требует усиления контроля сейсмической обстановки и выяснения природы землетрясений, широко распространенных в Арктике²⁰.

В дополнение к природным и природно-техногенным проблемам освоения ресурсов российского шельфа Арктики существуют серьезные опасности антропогенного характера. Например, многочисленные захоронения радиоактивных отходов, в отношении которых уже сейчас не подтверждаются прогнозы специалистов, которые принимали участие в консервации объектов с радиоактивными отходами, о безопасности затопленных объектов.

Все эти факторы должны учитываться в процессе создания комплексной правовой модели освоения шельфовых месторождений Арктики.

Научный мониторинг правового регулирования деятельности в Арктике убедительно свидетельствует о его динамике. Можно отметить, что законодательное регулирование стремится ответить на новые вызовы и потребности социально-экономического развития. Наблюдается продолжение точечного совершенствования действующих норм и институтов²¹. Однако нельзя не согласиться с тем, что узкоотраслевые

законодательные решения не отменяют стратегической задачи реализации концепции отдельного федерального нормативного правового акта, который обеспечит на уровне закона решение целого ряда необходимых для устойчивого развития региона социальных, экономических, природоохранных и иных назревших задач.

¹⁸ В целях реализации положений Парижского соглашения по климату 2015 г. Минэкономразвития продолжает подготовку проекта федерального закона о государственном регулировании выбросов парников газов, призванного создать условия для сокращения выбросов парниковых газов с учетом необходимости обеспечения экономического развития России на устойчивой основе и в соответствии с ее международными обязательствами.

¹⁹ См.: Мерзлота получит статус и бюджет. Электронный ресурс. Доступ: <https://www.eastrussia.ru/material/merzlota-poluchit-status-i-byudzhet/> <https://www.eastrussia.ru/material/merzlota-poluchit-status-i-byudzhet/> Дата обращения 18.05.2020.²

²⁰ См.: Астапенкова А.А. Сейсмический мониторинг Арктики: проблемы и перспективы. Электронный ресурс. Доступ: https://onznnews.wdcb.ru/nov15/info_151110.html Дата обращения 18.05.2020.

²¹ Например, с целью создания правового механизма государственной поддержки внедрения инновационных технологий, направленных на обеспечение добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, соответствующие поправки были внесены федеральным законом от 02.12.2019 г. № 396-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых».

В докладе директора Института академика Т.Я. Хабриевой 3 декабря 2019 г. на VII Международном арктическом правовом форуме «Сохранение и устойчивое развитие Арктики: правовые аспекты» был предложен для обсуждения научной общественностью новый концептуальный маневр в разработке теоретических моделей правового регулирования в Арктической зоне РФ, в которые воплощаются или могут быть воплощены законопроектные предложения. На основе обобщения имеющихся доктринальных разработок и законопроектного опыта были выделены три модели соответствующего правового регулирования.

В качестве первой модели подразумевается установление особенностей правового регулирования в Арктике отдельных сфер экономической деятельности: охраны окружающей среды и природопользования, трудовых отношений, определение особенностей осуществления хозяйственной деятельности. Это своего рода многослойный «законодательный бутерброд», при использовании которого представляется важным гармонизировать законопроект с отраслевым федеральным законодательством (экологическим, градостроительным, природоресурсным и т. д.), чтобы не допустить противоречия профильного «арктического закона» с иными актами федерального законодательства.

К достоинствам данной модели можно отнести возможность достаточно полного учета специфики арктических территорий, особенности общественных отношений. Его недостатки усматриваются в потенциальных рисках дублирования отраслевого законодательства. Кроме того, при его оценке встает закономерный вопрос о том, что препятствует отражению специфики арктической деятельности в соответствующем отраслевом законодательстве?

Вторая модель отдает предпочтение регулированию экономических аспектов развития Арктической зоны. Она может быть реализована различными способами, например, путем установления зон с особым

правовым режимом (опорных зон развития, либо путем придания всей Арктической зоне особого правового режима). Данный подход, в частности преобладает в инициативных проектах, разработанных в соответствующих законопроектах Министерством экономического развития РФ и Министерство Российской Федерации по делам Дальнего Востока и Арктики, последний из которых внесен в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации (проект федерального закона «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации»). Следует отметить, что такой вектор законотворчества является максимально прагматическим и направлен на установление преференциальных режимов в Арктике и придание всей Арктической зоне специального правового режима. Логика его реализации очевидна и понята, прежде чем решать иные многочисленные проблемы региона (социальные, экологические, инфраструктурные и др.) необходимо создать современную производственную и экономическую базу, которая позволит поэтапно приступать к решению других задач.

С другой стороны, действующее федеральное законодательство уже предусматривает возможность установления различных правовых режимов (Федеральный закон от 29 декабря 2014 № 473-ФЗ «О территориях опережающего развития в Российской Федерации», Федеральный закон от 22.07.2005 № 116-ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации»). Указанные федеральные законы позволяют устанавливать правовые режимы, аналогичные правовому режиму опорных зон развития. Таким образом, реализация означенного подхода содержит риски фактического дублирования различных правовых режимов, направленных на упрощение привлечения инвестиций и снятие барьеров для ведения предпринимательской деятельности.

В докладе директора Института академика Т.Я.Хабриевой была

предложена третья модель правового регулирования в Арктике. На основании проведенных научных исследований Института была заявлена позиция о том, что предмет правового регулирования для самостоятельного базового федерального закона имеется. Данная модель совмещает возможности правового регулирования общественных отношений в Арктической зоне на основе двух подходов: путем принятия базового арктического закона и отражения «арктической специфики» в отраслевом законодательстве. В базовом арктическом законе может быть сделана отсылка к соответствующим законодательным актам. С возможной реализацией данной модели ее авторы связывают перспективы превращения Арктической зоны Российской Федерации в полигон по отработке новых инновационных инструментов природоохранной и иных видов деятельности. Претворение в жизнь указанных механизмов может происходить в рамках проведения правовых экспериментов. Механизм проведения таких правовых экспериментов может быть предусмотрен в базовом федеральным законом о развитии Арктической зоны Российской Федерации.

Рассмотрение концептуальных подходов к разработке законодательного регулирования деятельности в Арктике показывает, что преодоление фрагментации законодательства, регулирующего деятельность в регионе, в том числе нефтегазовую отрасль, вопрос еще не сегодняшнего дня. Вместе с тем, проведенный анализ данной проблематики позволяет утверждать, что поиск возможной модели комплексного законодательного регулирования специфических проблем деятельности в российской Арктике, способной консолидировать действующее фрагментарное правовое регулирование в данном регионе, не завершен. ●

KEYWORDS: *legal regulation of the Arctic region, an integrated approach in legislation, resources of the Arctic shelf, the economic potential.*



ИННОВАЦИОННАЯ АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

в преддверии шельфовых проектов в Арктике

Ковальчук Михаил Валентинович

президент НИЦ «Курчатовский институт»,
доктор физико-математических наук,
профессор, член-корреспондент РАН

Нарайкин Олег Степанович

вице-президент НИЦ «Курчатовский институт»,
доктор технических наук,
профессор, член-корреспондент РАН

Устинов Василий Сергеевич

заместитель директора по специальным проектам,
НИЦ «Курчатовский институт»,
кандидат технических наук

Фролов Александр Васильевич

помощник президента НИЦ «Курчатовский институт»,
кандидат физико-математических наук

Каплар Евгений Петрович

заместитель руководителя Курчатовского комплекса
ядерных транспортных энергетических технологий,
кандидат технических наук

Куштан Виталий Васильевич

заместитель руководителя Курчатовского комплекса
ядерных транспортных энергетических технологий

Национальный исследовательский центр (НИЦ)
«Курчатовский институт»

Ядерные технологии играли и в будущем будут играть все возрастающую роль в изучении и освоении Арктики. Использование атомной энергии на море привело к революционным изменениям в судостроении. Суда с ядерными энергоустановками могут продолжительное время работать на больших мощностях вдали от топливных баз. В статье рассматриваются перспективные российские инновационные малые модульные реакторы (ММР), базирующиеся преимущественно на атомных корабельных технологиях, для энергообеспечения подводных-подледных систем добычи нефти и газа на арктическом шельфе. Новые передовые технологические решения могут обеспечить повышенную безопасность и надежность генерации энергии на 15–25 лет без перезагрузки топлива. Атомные установки будут поставляться в полной заводской готовности. Это минимизирует затраты на капитальное строительство на площадке их размещения. После исчерпания ресурса установка удаляется в собранном виде без каких-либо операций по ее разборке и выгрузке отработавшего ядерного топлива. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года предусматривает разработку месторождений нефти и газа на арктическом шельфе в долгосрочной перспективе (конец 20-х – середина 30-х годов). Для осуществления этих планов в указанные сроки необходимо уже сейчас начинать конструировать инновационные подводно-подледные системы обустройства месторождений, включая ядерные установки для их автономного энергообеспечения.

NUCLEAR TECHNOLOGY HAS PLAYED AND WILL CONTINUE TO PLAY AN INCREASING ROLE IN STUDY AND EXPLORATION OF THE ARCTIC. THE NUCLEAR ENERGY USAGE AT SEA HAS LED TO REVOLUTIONARY CHANGES IN SHIPBUILDING. NUCLEAR SHIPS CAN OPERATE FOR A PROLONGED TIME AT LARGE CAPACITIES FAR FROM FUELING SITES. THIS ARTICLE DISCUSSES THE PROMISING RUSSIAN INNOVATIVE SMALL MODULAR REACTORS (SMR), BASED MAINLY ON NUCLEAR SHIP TECHNOLOGIES, FOR ENERGY SUPPLY OF SUBSEA-SUB-ICE OIL AND GAS PRODUCTION SYSTEMS LOCATED ON THE ARCTIC SHELF. NEW ADVANCED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS CAN PROVIDE INCREASED SAFETY AND RELIABILITY OF ENERGY GENERATION FOR 15–25 YEARS WITHOUT RELOADING THE FUEL. NUCLEAR POWER PLANT WILL BE DELIVERED IN FULL FACTORY READINESS. IT WILL MINIMIZE THE COST OF CAPITAL CONSTRUCTION AT THE SITE. AFTER THE EXHAUSTION OF RESOURCE, A NUCLEAR POWER PLANT IS REMOVED WITH NO OPERATIONS FOR ITS DISASSEMBLY AND UNLOADING OF SPENT NUCLEAR FUEL ON SITE. THE ENERGY STRATEGY OF THE RUSSIAN FEDERATION FOR THE PERIOD UNTIL 2035 PROVIDES THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS ON THE ARCTIC SHELF IN THE LONG TERM (LATE 20S – MID 30S). TO IMPLEMENT THESE PLANS WITHIN THE SPECIFIED TIME FRAME, IT IS NOW NECESSARY TO BEGIN TO DESIGN INNOVATIVE SUBSEA-SUB-ICE FIELD DEVELOPMENT SYSTEMS, INCLUDING NUCLEAR POWER PLANTS FOR THEIR AUTONOMOUS ENERGY SUPPLY.

Ключевые слова: подводно-подледные комплексы, энергообеспечение, малые модульные реакторы, добыча на шельфе, автоматизированные системы обустройства месторождений.

России принадлежит около 1/5 всего шельфа Мирового океана. Около 70 % его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа. В апреле 2020 года Правительство Российской Федерации одобрило «Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года» [1], в которой определено, что освоение углеводородного ресурсного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий представляет собой «важнейший геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса России».

В Арктике сконцентрировано большинство открытых в России уникальных месторождений углеводородов. По имеющимся оценкам суммарные извлекаемые запасы только арктического шельфа составляют не менее 7,3 млрд тонн нефти и около 55 трлн куб. метров газа [2]. Согласно Стратегии [1] добыча углеводородов на российском шельфе будет играть важную роль в энергетическом балансе России, являясь необходимой для замещения падения добычи на действующих месторождениях за временным горизонтом 2035 года.

Вместе с тем, разработка и освоение шельфовых месторождений в Арктике требует нестандартных технических решений, обусловленных экстремальными климатическими условиями, отсутствием развитых

ФАКТЫ

1/5

всего шельфа
Мирового океана
принадлежит
России

логистических коммуникаций, большими экологическими рисками в условиях хрупкой с резко замедленным самовосстановлением природы Арктики и, главное, тяжелой ледовой обстановкой. Наличие дрейфующего льда и айсбергов, удаленность месторождений от берега ограничивает возможности проведения буровых и иных морских работ. Решение этой задачи – высокотехнологичный процесс, который требует инновационного развития отраслей и видов деятельности, связанных с созданием средств разведки, поисков, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

В этих условиях практически единственным решением является создание подводно-подледных автоматизированных систем обустройства месторождений, в состав которых должны входить системы разведки,

добычные комплексы, установки подготовки продукта добычи к транспорту, компрессорные станции и т.д. Подводно-подледные системы обеспечивают решение технических задач освоения месторождений и минимизируют возможные экологические риски.

Базовым условием освоения ресурсного потенциала Арктического шельфа является создание высоконадежной и безопасной системы энергообеспечения [3, 4]. Одной из важнейших составляющих этой системы должна стать воздухонезависимая автономная система энергообеспечения подводно-подледных комплексов обустройства месторождений. Такая система должна отвечать специфическим условиям эксплуатации и требованиям энергопотребителей. Таковыми, прежде всего, являются:

- Отсутствие инфраструктуры транспорта энергии.
- Рассредоточенность добычных комплексов на больших пространствах.
- Наличие протяженных по времени (вплоть до круглогодичных) ледовых режимов в акватории Северного Ледовитого океана. Для обеспечения круглогодичного энергоснабжения добычного оборудования целесообразно использовать энергоисточники с подводным расположением.
- Необходимость устойчивого энергообеспечения с длительностью генерации, равной времени работы потребителей – объектов обустройства месторождения, так как в подводных условиях ремонт и техническое обслуживание затруднены.
- Необходимость наличия энергоисточников, независимых от подачи топлива и рабочих сред на протяжении длительного периода.
- Необходимость обеспечения высокой автономности и маневренности энергетических установок, гибко реагирующих на изменение нагрузки.
- Крайняя ограниченность численности персонала для осуществления контроля, управления и технического обслуживания.
- Необходимость наличия типоряда энергоисточников по генерируемой мощности и возможность мультиплицирования.

По возможности удовлетворения совокупности указанных условий автономные атомные энергоисточники являются весьма перспективными, а в некоторых случаях практически безальтернативными для энергообеспечения освоения Арктического шельфа [3, 4].

В регулярном справочнике МАГАТЭ по малым модульным реакторам [5] представлено около 50 проектов таких установок. Более четверти из них – российские.

В настоящее время Россия занимает передовые позиции в мире в области разработки и создания малых модульных ядерных реакторов в широком диапазоне мощностей – от 100 кВт до 50 МВт (электрических).

НИЦ «Курчатовский институт» является лидером этого направления в качестве научного

ФАКТЫ

7,3 млрд т

нефти и около 55 трлн м³ газа составляют суммарные извлекаемые запасы арктического шельфа

6000

реакторо-лет превышает опыт отечественного атомного флота

руководителя. Под научным руководством НИЦ «Курчатовский институт» созданы ядерные энергетические установки для атомных кораблей и судов и первая плавучая атомная теплостанция (ПАТЭС) «Академик Ломоносов».

Именно атомный флот, включая ледоколы с атомными энергетическими установками, позволил сделать качественно новый шаг в освоении Арктики, создав развитую инфраструктуру и решив проблему короткой северной навигации. Развитие атомного ледокольного проекта стало прямым продолжением работ по созданию первой атомной подводной лодки. Научный руководитель работ – академик А.П. Александров фактически был идеологом, разработчиком, ключевой фигурой создания как советского атомного подводного, так и ледокольного флота. Создание первого в мире надводного атомного судна – атомного ледокола «Ленин» – положило начало развитию новой высокотехнологичной отрасли – атомного судостроения [3, 4].

Сегодня опыт отечественного атомного флота превышает 6000 реакторо-лет, что составляет более половины опыта мировой атомной энергетики и является надежной референтной базой для решения задачи эффективного и безопасного атомного энергообеспечения энергоемких береговых, надводных и подводных нефтегазовых технологий в арктическом регионе.

При этом 50-летнее активное присутствие атомного флота в Северном Ледовитом океане не оказало заметного влияния на окружающую среду даже с учетом аварийных событий в начальный период атомной истории Арктики. Это во многом определяет наличие и постоянное наращивание мощностей единственного в мире отечественного гражданского атомного флота.

Судовые ядерные энергетические установки блочного типа являются наиболее освоенными и обеспечивают высокие уровни надежности и безопасности, подтвержденные многолетней эксплуатацией атомных кораблей и судов. В результате именно в российском атомном флоте отработаны конструкторские и проектные решения, обоснована

надежность элементной базы, созданы и функционируют развитые производственные и инфраструктурные мощности, сформировано необходимое нормативное и правовое обеспечение, которые было бы целесообразно использовать при проектировании и развертывании автономных атомных энергоисточников.

Одним из важнейших преимуществ энергоисточников данного типа является то, что они могут быть доставлены в виде отдельных модулей на место использования, где собраны и введены в эксплуатацию без применения высокотехнологичного оборудования. Их демонтаж после завершения эксплуатации тоже не представит каких-либо проблем.

Кроме того, рассматриваемые автономные атомные энергоисточники обладают рядом достоинств, имеющих решающее значение в условиях Арктики. Это, прежде всего, повышенные простота и надежность проектно-конструкторских решений, блочно-модульное исполнение, транспортабельность, маневренность, высокая степень автоматизации и минимизация обслуживания, загрузка на длительные кампании, отработанные технические решения, промышленное серийное производство, наличие системы и инфраструктуры технического обслуживания и утилизации, наличие научно-технической базы, системы подготовки кадров.

Такие энергоисточники способны гарантировать безопасность для окружающей среды, во-первых, благодаря переносу наиболее ядерно и радиационно опасных операций, связанных с плановыми ремонтами, перегрузкой топлива, выводом из эксплуатации, с площадки размещения в специализированные заводские цеха, и, во-вторых, вследствие использования апробированных организационно-технических решений на всех этапах жизненного цикла от проектирования до утилизации.

Энергопотребление при шельфовой разработке будет зависеть от принятого плана разработки месторождения: очередности ввода скважин, сетки их размещения, порядка, темпа их эксплуатации, способов регулирования баланса и эксплуатации пластовой энергии, стадии разработки месторождения. Это, в свою очередь, определяет требования, вид исполнения и характеристики энергоисточников.

Одной из важных особенностей разработки морских месторождений с подводным расположением устьев скважин является возможность ввода месторождения в эксплуатацию очередями. Такая особенность становится преимуществом по сравнению с традиционными способами надводного оборудования устьев, так как на практике ведет к ускоренному получению первой продукции с дальнейшим наращиванием по мере ввода скважин. По сути, очередность ввода в эксплуатацию скважин и рост потребности в электроснабжении для промысловых объектов определяют поэтапность ввода генерирующих мощностей.

Важным обстоятельством для реализации поэтапного ввода энерго мощностей также является

ФАКТЫ

100 кВт

50 МВт

диапазон мощностей российских проектов малых модульных ядерных реакторов

взаимный учет жизненного цикла разработки месторождения и жизненного цикла энергоисточника. В частности, если проектный срок службы атомных энергоисточников может составлять от 20 до 60 лет, то для срока освоения месторождения от 40 до 80 лет может потребоваться использование энергомодулей с их взаимным замещением на ремонт, перезагрузку топлива или полную замену. Это обстоятельство делает особенно эффективным применение автономных модульных атомных энергоисточников.

Одним из наиболее перспективных, полностью экологически безопасных типов автономных атомных энергоисточников является необслуживаемый атомный энергокомплекс, основанный на прямом преобразовании энергии (типа «Елена»), разработанный в НИЦ «Курчатовский институт».

В результате многолетних исследований, начатых в НИЦ «Курчатовский институт» по инициативе А.П. Александрова еще в 1970-е годы, разработан проект и создан стенд-прототип необслуживаемой саморегулируемой атомной термоэлектрической станции прямого преобразования, отработаны технические решения, технологии, основные узлы. Проведена комплексная отработка всех систем ядерной термоэлектрической установки.

В ряду ее технологических преимуществ – возможность серийного производства ядерной энергетической установки, с заводской загрузкой ядерного топлива и поставки «под ключ» на место размещения. Срок службы такой установки без перезагрузки – 15–20 лет, а по исчерпанию ресурса реакторная установка может быть удалена в собранном виде, без разборки и выгрузки отработавшего ядерного топлива, и заменена новой.

Важно и то, что нет необходимости в постоянном присутствии обслуживающего установку персонала. Данная технология базируется на следующих основных принципах:

- использование в качестве источника тепла водо-водяного

РИС. 1. Схема размещения и взаимодействия технических средств нефтегазового месторождения и средств энергообеспечения



реактора с саморегулированием мощности и использованием пассивных принципов безопасности;

- применение для отвода тепла безнасосной системы охлаждения (естественная циркуляция в системе теплоносителя 1 контура и контуре охлаждения);
- преобразование тепла в электричество термоэлектрическим методом;
- обеспечение работы установки в основном режиме при естественной циркуляции теплоносителя (без использования циркуляционных насосов).

Совокупная реализация в проекте этих базовых принципов позволяет достичь следующих потребительских характеристик:

- простота и компактность конструкции;
- повышенные безопасность и надежность;
- необитаемость, автономность работы в энергетических режимах;
- работа в режиме слежения за нагрузкой;
- длительный межремонтный период;
- перенос наиболее ядерно и радиационно опасных операций, связанных с перегрузкой топлива, выводом из эксплуатации с площадки размещения в специализированные заводские цеха;
- минимизация сроков, объемов и стоимости капитального строительства в районе размещения;
- возможность интеграции в «умные» производственные комплексы с элементами «искусственного интеллекта».

В соответствии с назначением, автономные атомные энергоисточники предполагается использовать для энергообеспечения технических средств и объектов обустройства месторождений Арктического шельфа в подводно-подледных условиях. На рисунке 1 представлена возможная схема размещения и взаимодействия технических средств

ФАКТЫ

20 лет

срок службы ядерной термоэлектрической установки без перегрузки топлива

нефтегазового месторождения и средств энергообеспечения [6].

Ядерные технологии играли и в будущем будут играть все возрастающую роль в освоении Арктики. Создание эффективного и устойчивого децентрализованного энергообеспечения освоения арктического шельфа на научно-технической базе судовой атомной энергетики требует глубокого системного анализа, учитывающего как специфику атомной промышленности, так и многоаспектные требования сильно отличающихся и динамически изменяющихся энергопотребителей.

Независимо от того, что масштабное освоение шельфа является делом среднесрочной перспективы, уже сегодня должно быть обеспечено опережающее создание системы энергообеспечения подводно-подледных комплексов обустройства месторождений, как важной составляющей системы энергообеспечения Арктического региона. ●

Литература

1. «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года», одобрена на заседании Правительства Российской Федерации 2 апреля 2020 года. <https://minenergo.gov.ru/node/1920>.
2. Д.Н. Кобылкин. Ресурсы арктического шельфа – это наш стратегический запас, Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика», 14.11.2019. <https://energypolicy.ru/?p=2147>.
3. Ковальчук М.В. Арктический вектор энергетики России // XXII Александровские чтения. Материалы конференции. 2016. М.: НИЦ «Курчатовский институт».
4. Ковальчук М.В. Арктический вектор энергетики России // Природа. 2016. № 9. С. 24–31.
5. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, 2018 Edition – International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 2018.
6. «Атомные энергетические модули для энергообеспечения объектов подводно-подледного обустройства месторождений Арктического шельфа», совместная работа НИЦ «Курчатовский институт» и АО «СПМБМ «Малахит» (Устинов В.С., Каппар Е.П., Антонов В.С. и др.) / Сборник трудов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2016 года – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2016, стр. 40–42.

KEYWORDS: subsea-sub-ice complexes, power supply, small modular reactors, offshore production, automated field development systems.

6–9 ОКТЯБРЯ 2020



X ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



РАЗВИТИЕ АРКТИКИ: предложения и проекты

РОССИЯ – КРУПНЕЙШЕЕ АРКТИЧЕСКОЕ ГОСУДАРСТВО. ДЛЯ ПОЛНОЦЕННОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА РЕГИОНА НЕОБХОДИМО СОЗДАТЬ ДОКУМЕНТ, ОТРАЖАЮЩИЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ, ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТОВ ПО ВОЗМОЖНЫМ РОССИЙСКИМ ИНИЦИАТИВАМ В РАМКАХ РАБОЧЕЙ ГРУППЫ ПО УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ В АРКТИКЕ И АРКТИЧЕСКОМУ СОВЕТУ В ЦЕЛОМ

RUSSIA IS THE LARGEST ARCTIC STATE. TO FUNCTION AND REALIZE THE POTENTIAL OF THE REGION TO ITS FULL EXTENT, IT IS NECESSARY TO CREATE A DOCUMENT REFLECTING THE SOCIAL AND ECONOMIC, PHYSICAL AND GEOGRAPHICAL ASPECTS OF THE ARCTIC DEVELOPMENT. THE AUTHORS OF THE ARTICLE ADDRESS THE ASPECTS OF PROJECTS ON POSSIBLE RUSSIAN INITIATIVES IN THE FRAMEWORK OF THE WORKING GROUP ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT IN THE ARCTIC AND THE ARCTIC COUNCIL AS A WHOLE

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Арктика, Крайний Север, устойчивое развитие, недропользование, народы севера.*

**Митина
Наталья Николаевна**

*Профессор факультета
государственного управления
МГУ имени М.В. Ломоносова,
д.г.н., ведущий научный
сотрудник Института водных
проблем РАН*

Своей историей и основными жизненными интересами Россия связана с Арктикой и Севером. В соответствии с решением Государственной комиссии Ненецкий, Ямало-Ненецкий, Таймырский, Чукотский автономные округа, три административных района Мурманской области и пять в Республике Саха – Якутия принадлежат арктическим территориям (рис. 1).

Некоторые изменения, касающихся земельных территорий арктической зоны, включены в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 года № 296 «О земельных территориях Арктической зоны Российской Федерации». Тем не менее, существует неопределенность в определении координат арктических регионов, районов Крайнего Севера, а также территорий, относящихся к северным регионам.

В настоящее время к районам Крайнего Севера и приравненным к ним местностям полностью отнесены 16 и часть 11 субъектов Федерации с площадью более 11 млн кв. км, что составляет более 60% территории России. В АЗРФ создается 12–15% ВВП страны, обеспечивается около четверти экспорта России. Здесь добывается 95% газа, 75% нефти, 90% олова, основная часть золота и алмазов. 8% россиян, проживающих на территории Крайнего Севера, производят 1/5 национального дохода, обеспечивая почти 2/3 валютных поступлений.

Значимость развития севера России подчеркивает и президент Российской Федерации Владимир Владимирович Путин, заявляя, что «Север – наш стратегический резерв в развитии государственности». Таким образом, в модели управления пространственным и социально-экономическим развитием страны особая роль должна принадлежать Северу и Арктике России. Глобальное усиление конкуренции за ресурсы Севера и Арктики еще более актуализирует вопросы функционирования северных и арктических местных народов, выявления и реализации на практике важнейших факторов их успешного развития в новой модели национального развития и новых геоэкономических условиях.

РИС. 1. Арктическая зона России и области вечной мерзлоты



В связи с вышеизложенным, наши «Предложения и проекты по возможным российским инициативам в рамках рабочей группы по устойчивому развитию в Арктике и Арктическому совету в целом» могут оказаться полезными для продвижения и соблюдения интересов РФ в Арктике.

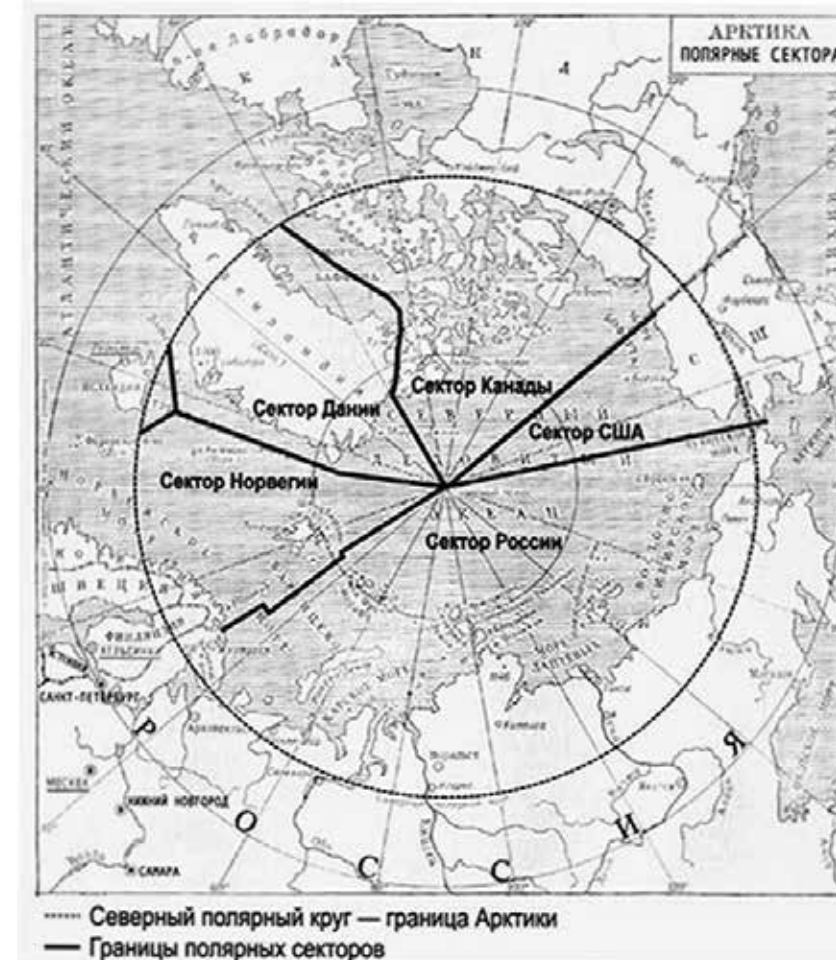
России принадлежит самый большой секторальный участок акватории Северного Ледовитого океана (рис. 2). Это определяет роль России как главного «хозяина» региона, но и накладывает самую большую ответственность и обязанности в плане устойчивого развития, а также сохранения мира и экологической безопасности.

Для решения проблемы защиты и сохранения уникальной природы северной полярной зоны от техногенных и иных воздействий в 1991 г. состоялась международная конференция, на которой была одобрена Декларация и стратегия защиты окружающей природной среды Арктики. Восемью приполярными государствами 19 сентября 1996 г. по инициативе Финляндии был создан Арктический совет, включающий Данию, Исландию, Канаду, Норвегию, Россию, США, Финляндию и Швецию.

Рабочая группа по устойчивому развитию в Арктике (SDWG) предлагает арктическим государствам меры для укрепления устойчивого развития. Результаты пяти из шести тематических областей SDWG включают следующее:

- Культуры и языки Арктики: «Оценка, мониторинг и продвижение коренных языков Арктики (2013-2015); «Гендер и равенство в Арктике – современные реалии и будущие показатели здоровья детей и молодежи Арктики» (2005).
- Социально-экономические вопросы: «Сравнительный анализ человеческого развития в Арктике» (2004 и 2015 гг.);

РИС. 2. Арктика, полярные секторы



вызовы» (2015); и «Оценка памятников культурного наследия и исторических мест в Арктике» (2013).

- Адаптация к изменениям климата: «Уязвимость и адаптация к глобальному потеплению в Арктике» (2009).
- Арктическое здравоохранение: «Разделяя надежду – перспективные методы работы в сфере укрепления психического здоровья населения в Арктике» (2015); «Арктическая инициатива по здоровью человека – наследие международного полярного года 2007-2009» (2013); «Сравнительный анализ систем здравоохранения в Арктике» (2012); «Надежды и жизнестойкость – предотвращение самоубийств в Арктике» (2009); «Анализ показателей здоровья детей и молодежи Арктики» (2005).
- Социально-экономические вопросы: «Сравнительный анализ человеческого развития в Арктике» (2004 и 2015 гг.);

- «Экономика севера» (2008); и «Устойчивая модель для арктического регионального туризма» (2006).
- Управление природными ресурсами: «Молодежь – будущее оленеводческих народов. Молодежный проект оленеводства Арктического совета EALLIN 2012-2015» (2015).

Культуры и языки Арктики

1. Доступ к удаленному образованию детей (и часто безграмотных взрослых): замена интерната на интернет. В настоящее время появился интернет, wi-fi, с помощью которого дети могут учиться, не покидая родительского крова и помогая им осваивать труд охотника, кочевника-оленевода, постигать ремесла, традиции, культуру и искусства своего народа. Такое обучение поможет решить научную часть задачи: облегчит мониторинг, поможет сохранить местные языки, так как дети останутся в семьях, поспособствует местными силами собрать данные о памятниках культурного наследия и исторических местах, собрать и сохранить легенды и местный фольклор. С помощью интернета дети смогут учиться не в интернатах, куда их собирали в советское время, так как технической возможности получать знания в удаленном доступе тогда не существовало, а право ребенка на среднее образование распространялось на все население СССР. Проведя большую часть времени в интернате, дети практически отрывались от традиций, культуры и главное быта своего народа, становились ненужными обществу и оставаясь чуждыми жизни в большом городе часто просто спивались.

2. Северные народы имеют особую кровь: их печень не вырабатывает ферменты, которые «перерабатывают» алкоголь. Поэтому, выпив один-два раза, они становятся алкоголиками по принципу наркомании. Алкоголизм – страшный бич коренных народов Севера. В царские времена в Беринговом проливе стояла русская военная эскадра, которая отлавливала нарушителей границ, приезжающих на маленьких судах

с американского берега с целью обмена пушнины, добытой в России, на спирт. Таким образом, царское правительство заботилось не только о предотвращении контрабанды, но и о здоровье коренного населения своей державы. В современных условиях мы должны выработать меры по предотвращению попадания алкоголя коренным народам. Что делать? Извечный вопрос русской интеллигенции. Необходима стратегия антиалкогольной компании в современных условиях псевдodemократии, когда в соседних государствах легализованы даже наркотики.

3. Северные народы тысячелетиями жили в природных условиях абсолютной чистоты. Ненарушенная тундра по своим природным характеристикам сродни операционной: она совершенна в плане санитарии. Дело в том, что растительность тундры – ягель и лишайники обладают антисептическими свойствами: до изобретения ваты их использовали вместо нее для заживления ран, и по своим антисептическим и влагоемким свойствам эти растения превосходят вату, которой мы привыкли пользоваться. Более того, пройдя через сфагновый ковер, который задерживает все загрязняющие вещества, и разлагает бактерии и вирусы, вода становится практически дистиллированной. Цивилизация приносит в тундру все свои болезни, к которым местное население не имеет иммунитета.

Существуют традиции «борьбы с болезнями», которые нам кажутся неприемлемыми, но которые, вероятно, оленеводу нужно не забывать. Народы Севера исторически мылись всего два раза в жизни, не зная научную сущность этого правила: на 1 см² человеческого тела живут с нами в симбиозе до 3 млн бактерий (они не могут жить без нас, а мы не можем жить без них), которые защищают нас, борясь с чужеродными болезнетворными бактериями и вирусами. Было много случаев, когда помывшись в городе, представители коренных народов умирали через несколько часов от скоротечной чахотки.

Что делать? Цивилизация в тундру все равно проникает и преобразует жизнь. Нужны научные разработки, лекарства и БАДы, которые укрепляли бы иммунную систему каждой отдельной народности, нужны специфические мыла, которые не смывали бы полезные бактерии, селившиеся на наших кожных покровах. Кстати, такие косметические средства следовало бы разрабатывать для всего населения страны и всячески пропагандировать отечественную продукцию, которая наносит наименьший вред здоровью людей.

В плане сохранения здоровья населения коренных народов Севера, забота об экологии становится важнейшей государственной задачей. Необходимо:

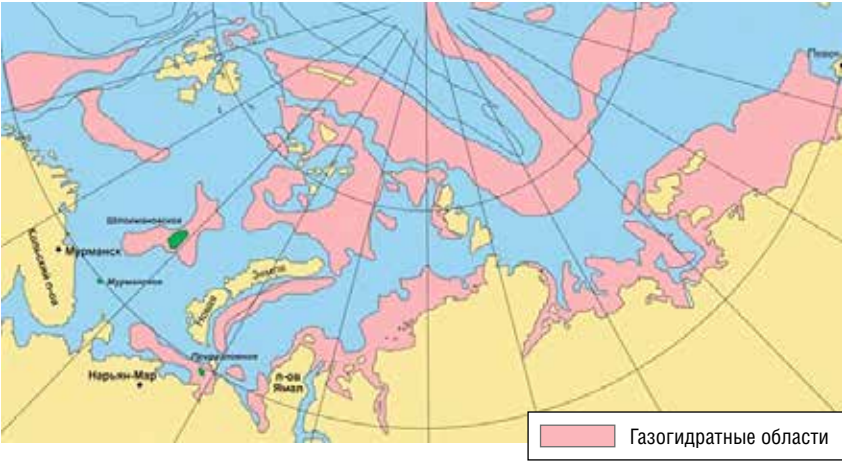
а) усилить уборку мусора, накопившегося за времена освоения Севера Советским Союзом. Это, прежде всего, железный лом: бочки от солярки и других видов топлива, которому нет альтернативы в условиях Крайнего Севера, ржавый брошенный наземный и водный транспорт.

б) современный мусор – бич экологии всей нашей страны на суше и в водах. Необходимо в условиях Крайнего Севера постепенно отказаться от одноразовой тары, так как экосистема Севера, вследствие низких температур и соответственно низкой способности к самоочищению, крайне уязвима. Современный мусор разлагается очень медленно в любых природных условиях (табл. 1), а в условиях многолетнемерзлых почвогрунтов он не разлагается вообще, навечно вмёрзая во вмещающие породы. По поводу создания свалки твердых бытовых отходов (ТБО) в криолитозоне академик В.П. Мельников (ТюмНЦ СО РАН) пишет: «С огромным трудом можно представить, для кого из наших потомков предназначается «этот подарок», если прекрасно сохранившиеся мамонты «Дима» из пос. Сусуман, «Маша» и «Люба» с п-ва Ямал и безымянные останки гыданских мамонтов имеют возраст от 10 до 40 тысяч лет! Когда у берегов Новой Земли осуществляли захоронения ядерных отходов, всем казалось, что это никогда не коснется всех последующих поколений. Следует подчеркнуть, что строительство полигонов ТБО регламентировано «Программой.....». Нам представляется, что в 21 веке во вновь осваиваемых регионах Арктики недопустимо создавать полигоны бытовых отходов! Этот подход, на наш взгляд, должен быть искоренен полностью».

Именно в условиях Крайнего Севера в первую очередь необходимо внедрение биоразлагаемой тары, разработка новейших методов переработки мусора. Может быть, следует обратиться к опыту США на Аляске и в Канаде? Вероятно, эти страны имеют опыт и технологии утилизации мусора в условиях вечной мерзлоты.

в) следует расчистить реки от топляка (стволов деревьев, утонувших во время молевого сплава). Топляк тяжелее воды, так

РИС. 3. Газогидратные области Северного Ледовитого океана (из книги В.А. Соловьева, Г..Д. Гинзбурга и др., 1987)



как впитал в себя воду. В настоящее время во многих сибирских реках, бывших когда-то пристанищем и нерестилищем ценнейших пород рыб (сибирского осетра и др.), а в настоящее заваленных топляком, полностью отсутствует вода.

Очистив от топляка и другого мусора (например, затонувших судов) реки, мы вернем в них ценнейшую рыбу (объект промысла местных жителей), улучшим качество воды, которая отравляется дубильными веществами и смолами от молевого сплава. Кроме того, считается, что в дополнение, мы получим ценнейший продукт: вымоченный в течение многих лет (кстати, часто в золотоносных водах!) лес, который можно использовать в качестве древесных пород для производства дорогой мебели. Это весьма хлопотное предприятие, но его стоит проводить, так как со временем понесенные убытки будут покрыты.

г) С развитие газо- и нефтедобычи в Арктике в условиях вечной мерзлоты опасность антропогенного разрушения природных экосистем возрастает. Опасность нанесения экологического вреда Арктическому региону есть у каждой из восьми стран, имеющей выход на побережье Северного Ледовитого океана. Это риски, связанные с нефтяными и газовыми месторождениями: при разведке месторождений, при добыче, хранении, погрузке, при транспортировке. Как минимум, разливы нефти в мерзлых регионах опасны и необратимы, потому что в мире нет еще успешно используемых технологий по извлечению нефти из льда.

Предварительно, можно дать рекомендацию, что наиболее рискованные работы, связанные с возможными разливами нефти, следует проводить во время отсутствия рыбных стад и скопления млекопитающих в местах проведения работ, а также в самый острый ледовый период, когда поверхностные разливы нефти можно собрать с поверхности льда.

Правительство Российской Федерации готово идти на риск и планирует использовать возможности региона для добычи углеводородов, месторождения которых открыты во всех морях Северного Ледовитого океана, согласно данным 1987 г., и простираются до Северного полюса. Эксперты отмечают, что акватория шельфа изучена мало, поэтому в ближайшие годы могут быть открыты месторождения в дополнение к имеющимся, запасы которых по данным 2015 г. воистину безграничны, даже по сравнению с известными месторождениями, открытыми в Каспийском море.

На шельфе только Печорского моря обнаружено шесть месторождений, включая крупные Долгинское, Приразломное, Медынское море и Северо-Гуляевское. Действительно, в арктических морях – от Баренцева до Чукотского – проводятся масштабные исследования: в 2106 г. в Карском море было открыто крупное месторождение «Победа».

д) Для привлечения населения на Крайний Север на постоянное местожительство, особенно молодежи, следует использовать положительный опыт США. Там по итогам референдума среди

РИС. 4. Изменения температуры приземного воздуха в России с 1884 по 2013 гг. с прогнозом до 2050 г.

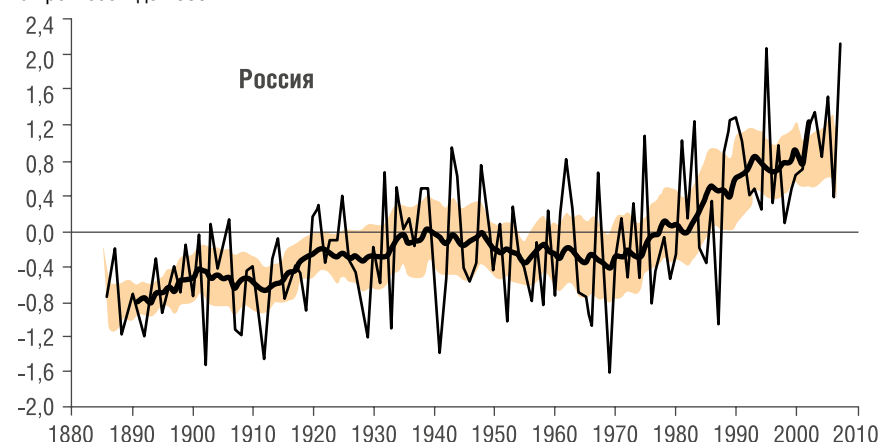
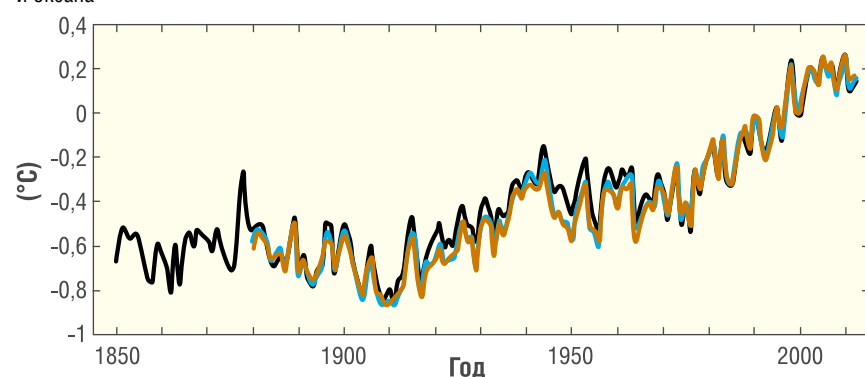


РИС. 5. Глобально усредненные аномалии совокупной температуры поверхности суши и океана



жителей штата Аляска, в 1976 году был создан специальный нефтяной фонд, в который отчисляется 25% средств, полученных правительством Аляски от нефтяных компаний и из которого все постоянные жители (кроме заключенных), получают ежегодную субсидию (максимум в 2008 году – \$3269, в 2010-м – \$1281). В наших условиях вкладчиками фонда могут стать не только нефтяные компании, но и Газпром.

Гендер и равенство в Арктике – современные реалии и будущие вызовы

Традиционная культура и самобытность коренных народов российского Севера с трудом предполагает гендерное равенство (как бы это странно не звучала в современных реалиях). Я полагаю, что те, кто придумал гендерное равенство в Арктике, никогда не покидал субтропиков. Гендерное равенство в Арктике равносильно самоубийству местного населения, так как в тяжелейших погодных условиях, в полярную ночь, в жесточайшую метель и стужу, в яранге, женщина самостоятельно

просто не сможет выжить, так как обыкновенная ежедневная и еженощная тяжелейшая физическая работа, выполняемая мужчиной ей просто не плечу. Поэтому часть формулировки темы «будущие вызовы», несомненно, окажутся весьма пророческими, если Россия не прислушается к голосу разума и будет слепо следовать за ценностями, сформированными в других климатических условиях и совершенно другими по образу жизни людьми. Напоминаю, что к тяжелейшим природным условиям Крайнего Севера приравнено более 60% территории России.

Адаптация к изменениям климата

Известная всему миру фраза: «Арктика – кухня погоды» – сегодня актуальна как никогда. За последние 100 лет температура на территории России в среднем повысилась в полтора-два раза и достигла увеличения на 3,5°C (рис. 4), в то время как глобальное потепление земного шара в целом составило 0,6±0,2°C. Что характерно, наиболее

значительное потепление наблюдается в северных районах страны. Эксперты-климатологи предупреждают о дальнейшем росте среднегодовых температурных показателей на территории России, особенно в Арктической зоне.

Изменение климата увеличит существующие и создаст новые риски для природных и антропогенных систем (увеличение количества и балльности штормов, ураганов, наводнений). По оценкам Всемирной метеорологической организации риски распределяются неравномерно и обычно являются более значительными для менее защищенных людей и сообществ в странах, находящихся на всех уровнях развития.

Проблемы и пути решения

1. С целью предупреждения опасных явлений в Арктической зоне, увеличения безопасности, улучшения навигационных условий на Северном морском пути необходимо улучшение надежности гидрометеорологических прогнозов.

Метеорологическая сеть России своего максимального развития достигла к 1986 году, когда на ее территории насчитывалось 2308 станций и 3274 поста. С переходом на новые экономические условия за период с 1987 г. по 2005 гг. число метеорологических станций сократилось почти на 30%, гидрометеорологических постов – на 35%.

Средняя по России плотность существующей ныне метеорологической сети (на одну станцию приходится 10,5 тыс. км²) сравнима с плотностью 1950 г. Плотность метеорологической сети крайне неравномерна, в отдельных регионах, в частности, в Республике Саха (Якутия) и на арктическом побережье она в 8–10 раз меньше, чем в центральных и южных районах Европейской части России.

Необходимо возрождать гидрометеорологические станции по всей российской Арктике, хотя бы до количества, утраченного в 90-е годы.

2. Также необходимо возрождать регулярные судовые экспедиционные исследования океанологических характеристик

Северного ледовитого океана и Арктического шельфа, в частности, для получения комплексной океанологической информации (о скорости и направлении течений, погодных условиях, состояний и дрейфа ледового покрова, миграционных путей ценных промысловых рыб и млекопитающих и др.) Данные полученные нашими учеными до 90-х годов требуют корректировки, так как климатические флуктуации, наблюдаемые в северных широтах в последние десятилетия, вносят серьезные изменения во все процессы, протекающие в северных океанических водах.

Это одно из главных условий стабильного и надежного развития Северного морского транспортного пути и активной безопасной разработки углеводородов на шельфе Северного Ледовитого океана.

3. Для достоверного прогнозирования успешной нефтедобычи в Арктических морях и правильной статистической обработки результатов необходимо также учитывать гидрометеорологические характеристики, такие как: скорость и направление ветра, возможные волнения, скорость и направления течений, наличие или отсутствие льда, скорость и направление ледового дрейфа, опасность появления айсбергов.

Для того, чтобы построить модель риска нефтяного разлива требуется задать все возможные гидрометеорологические условия в зоне добычи и транспортировки нефти и получить актуализированные гидрометеорологические модели.

В настоящее время включение гидрометеорологических характеристик, получение которых не входит в стандартный объем проектных изысканий, осуществляемых при разработке углеводородов на шельфе. Проектные изыскания преимущественно ориентированы на изучение локальных условий в местах проведения работ с целью определения предельных воздействий и нагрузок. Исходные данные для моделирования риска разливов нефти требуют задания всех возможных гидрометеорологических условий в районах добычи и на маршрутах транспортировки нефти.

РИС. 6. Изменение средней температуры поверхности и на основе мультимодельных средних проекций на период 2081–2100 гг. в отношении периода 1986–2005 гг. по сценариям РТК2.6 (слева) и РТК8.5 (справа)

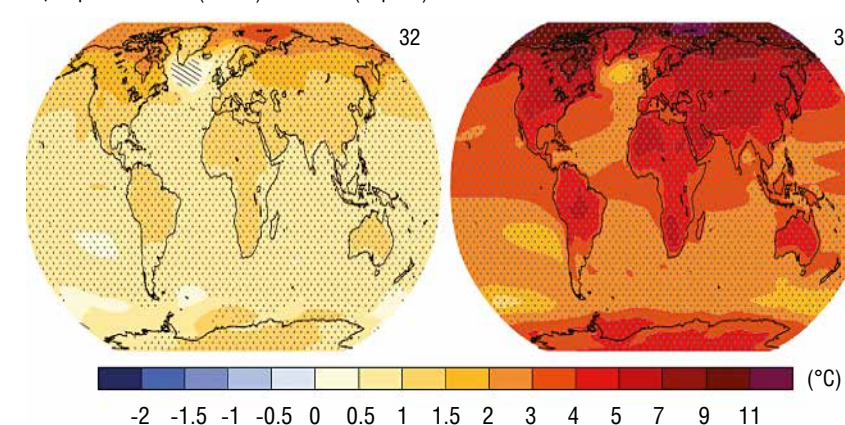


РИС. 7. Увеличение приземной температуры воздуха на территории России с 2003 по 2013 гг.

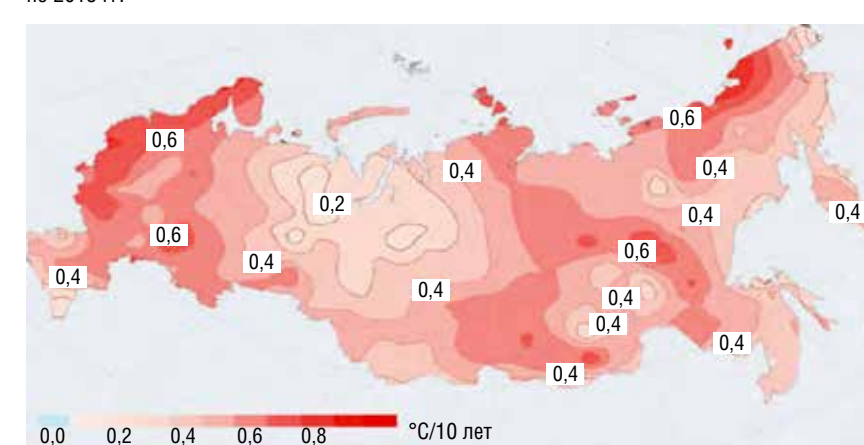
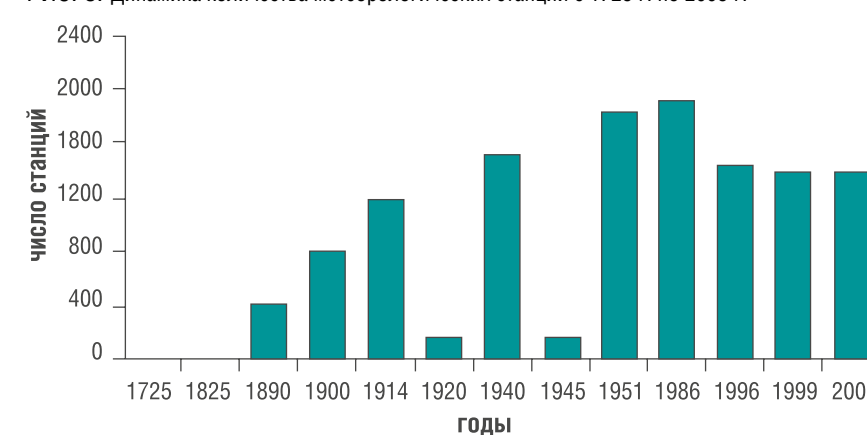


РИС. 8. Динамика количества метеорологических станций с 1725 г. по 2005 г.



Подготовка таких исходных данных задача весьма трудоемкая, но только в этом случае могут быть проверены, оценены и обоснованы плановые стратегии и технологии борьбы с разливами, выявлены объективные ограничения для реагирования по природным и гидрометеорологическим условиям и обеспечено оперативное прогнозирование с целью управления операциями.

4. Трудности освоения Арктической зоны состоят в том, что она расположена в криолитозоне. Криолитозона – верхняя часть земной коры, характеризующаяся отрицательными температурами. Глубина таких земель может составлять от 1 м до 1 км, а температура от 0 оС до -16оС. Всего в России более 60% территории можно отнести к вечно мерзлым землям, что

РИС. 9. Примеры разморзания почво-грунтов под нефте- и газопроводами в арктической тундре в условиях вечной мерзлоты



составляет 11 млн км². Темпы освоения криолитозоны в связи с развитием минерально-сырьевой базы страны нарастают, намного опережая геокриологические и геоэкологические исследования по обоснованию безопасного и рационального недропользования. Развитие наземной инфраструктуры невозможны без исследований криолитосферы Арктики и поведения многолетних мерзлых пород в условиях современных изменений климата. Примером могут послужить рисунки 13–15, на которых показано, как в результате потепления климата и разморзания почво-грунтов происходит разрушение строений на вечной мерзлоте.

Геокриолитологические опасности криолитозоны, это термоабразивное разрушение грунта и расположенных на них строений, технических объектов, например, трубопроводов, берегов морей и рек, в том числе портовых сооружений, распространение крупных оползней-сплывов.

В своем докладе «КРИОЛИТОЗОНА КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР РИСКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ» на международной конференции «Открытая Арктика», состоявшейся в Москве в 2015 г., академик В.П. Мельников (ТюмНЦ СО РАН), совместно со своими коллегами В.А. Дубровиным (ФГУП ВСЕГИНГЕО) и Д.С. Дроздовым (ИГЗ СО РАН) показали, что 29% отказов и аварий

технических связаны с мерзлотой, а стоимость поддержания работоспособности трубопроводов и ликвидации их деформаций, связанных с мерзлотой, составляет 55 млрд руб./год. Причина: незнание и/или не учет свойств мерзлоты, ее чувствительности и ранимости как экологической системы и ее разрушающего влияния на технические объекты. Ими были озвучены основные риски освоения и недропользования в Арктике:

- Сложность и мозаичность геокриологического, гидрогеологического строения и теплового состояния криолитозоны.
- Недостаточная изученность осваиваемых регионов криолитозоны.
- Слабая предпроектная подготовка и проектирование защитных инженерных мероприятий и полное отсутствие полупромышленных экспериментов.
- Отсутствие утвержденной нормативной базы разработки прогнозов изменения состояния криолитозоны и экологических последствий освоения на периоды среднесрочной и долгосрочной перспективы.
- Низкая культура строительства.
- Отсутствие открытых слушаний крупных региональных проектов

в профессиональной среде (экспертом совета профильных институтов) и, как следствие, слабый экологический и полное отсутствие геокриологического контроля при реализации проектов.

- Не подводятся итоги хозяйственного освоения и недропользования на ранее нетронутых территориях Арктики.

В основополагающих программных документах в частности в «Программе комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и Севера Красноярского края» и других документах полностью отсутствуют разделы гидрогеологического изучения территории. Нет оценки взаимодействия подмерзлотных вод, различной минерализации (от 3 до 5–10 г/л) и напорами (от 10 до 25 атм) с конструкциями добывающих скважин. Недооценка этого взаимодействия может серьезно повлиять на устойчивость этих сооружений в период их эксплуатации. Также не запроектирована вдоль трассовая технологическая дорога: при аварии между крановыми узлами (30 км) в летний период ни один вид тяжелой техники для ремонтных работ не сможет быть доставлен.

Не упоминается также необходимость изучения и учета перераспределения снежного покрова на осваиваемой территории. Влияние этого фактора настолько велико, что никакие глобальные изменения климата просто не сопоставимы с ним. Расчеты и натурные данные показывают, что увеличение мощности снежного покрова с 0,3-0,4 м до 1,5 м -2,5 м может обусловить в северных широтах повышение температуры грунтов на глубине 10 м в течение 4-5 лет на 3°C.

Несмотря на относительно длительный период интенсивного освоения недр в криолитозоне, до сих не разработана стратегия регионального и мониторингового изучения криолитозоны, как особого геологического тела в земной коре, обладающего принципиальными отличиями инженерно-геологических и гидрогеологических условий, которые практически всецело определяют исходную экологическую ситуацию на региональном уровне. Если

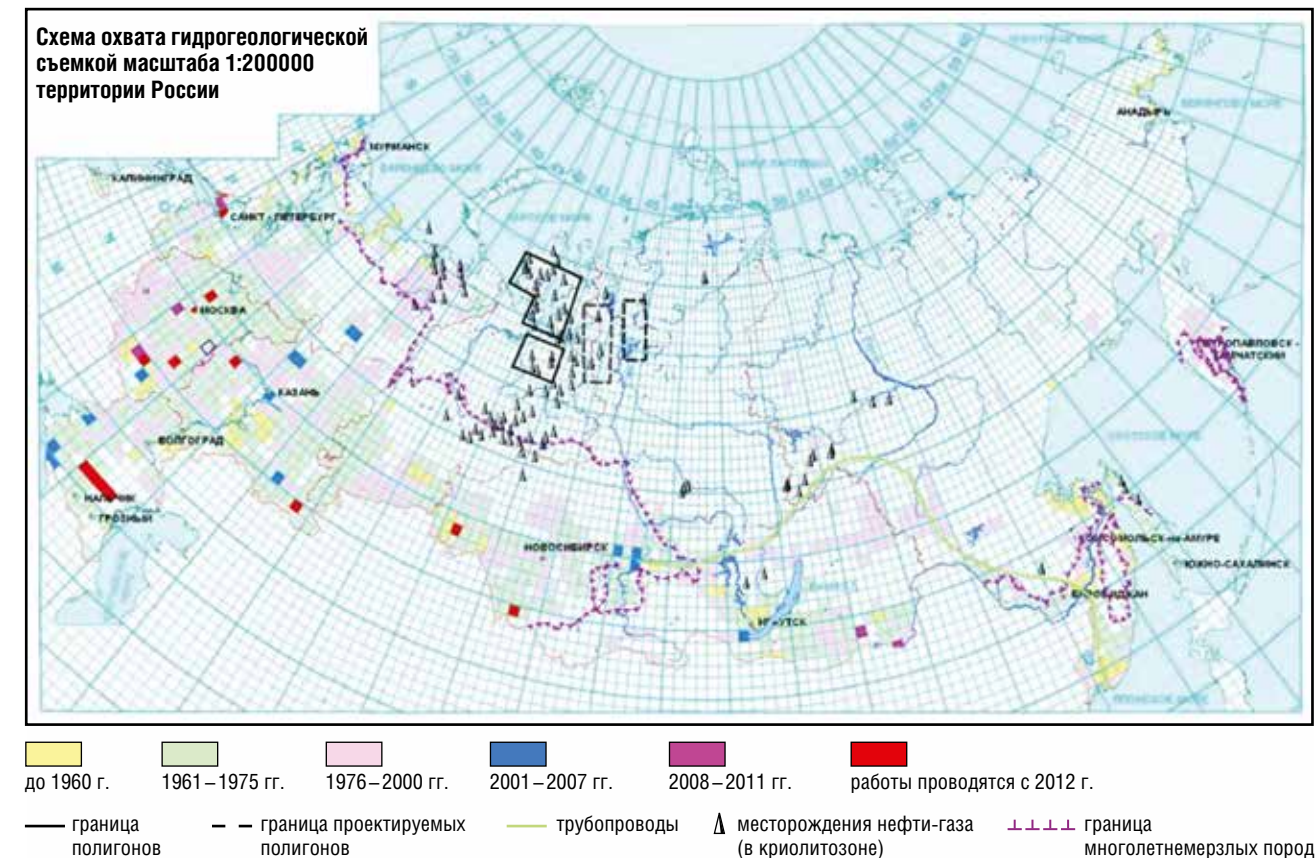
РИС. 10. Пример перераспределения снежного покрова в результате снежных заносов, что в последствии приведет к протаиванию грунта под трубопроводом



геокриологическая изученность Ямала на региональном уровне (за исключением прибрежно-шельфовой зоны) может быть, весьма и весьма условно, признана достаточной, то остальную часть криолитозоны необходимо отнести к мало и недостаточно изученным. Отсутствие полноценных

геокриологических исследований и опережающих полупромышленных экспериментов в период предпроектной подготовки по апробации защитных мероприятий от опасных геокриологических процессов, предопределяет крайне низкую эффективность принимаемых проектных решений.

РИС. 11. Схема охвата гидрогеологической съемкой масштаба 1:200000 территории России



В настоящее время из 25 ранее (до 1993 г) действующих геокриологических стационаров различных ведомств на территории страны сохранились по разным оценкам не более 2-3 стационаров (Марре-Сале, Воркутинский, Чадыба) и несколько больше наблюдательных площадок периодического обследования, принадлежащих институтам РАН.

Рекомендации

Перечисленные выше проблемы могут быть решены в рамках ФЦП по реализации «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» в виде специальной подпрограммы «Криолитозона России». Этот документ должен определять концептуальный подход и стратегию комплексного регионального и мониторингового геоэкологического (гидрогеологического, инженерно-геологического, геокриологического) изучения криолитозоны на территории ближайшей и среднесрочной перспективы освоения месторождений полезных ископаемых.

В целом слабая геологическая, гидрогеологическая, инженерно-геологическая и геокриологическая изученность криолитозоны требует особых подходов к ведению здесь региональных геокриологических исследований и мониторинговых работ. Этот подход, заключается в создании в рамках гидрогеологической мониторинговой сети наблюдений (ГМСН) системы государственных полигонов (особо охраняемых территорий с правом разработки недр), объединяющих существующие фоновые геокриологические и гидро-геокриологические стационары, режимные площадки и региональные наблюдательные профили, а также наблюдательную сеть объектного мониторинга добывающей промышленности и посты гидрогеохимического контроля на основных водных артериях территории.

Полигоны должны представлять собой наивысшую форму в иерархии мониторинговой сети и, по сути дела, являться объектами обобщения данных о режиме геокриологических и гидрогеологических условий, полученных на стационарах и других объектах наблюдений. Нормативная база разработки прогнозов изменения состояния криолитозоны должна базироваться на проведении комплекса мониторинговых наблюдений на региональных геокриологических стационарах, обеспеченных кустами термометрических скважин, различной глубины и автоматизированной автономной регистрирующей аппаратурой.

Стационары целесообразно размещать в наиболее крупных (доминантных) типах природного комплекса в ранге ландшафтного района или подпровинции. Выбор мест размещения опорных районов стационарного изучения необходимо проводить на основе материалов инженерно-геологической, либо комплексной ландшафтной съемки с учетом размеров и доступности изучаемой территории, морфологии толщи многолетних мерзлых пород (ММП), типов литологического разреза, типов растительности, представленности геоморфологических уровней, размеров и доступности изучаемой территории, близости населенных пунктов, гидрометеорологических станций и т.д. Всего таких комплексных наблюдательных пунктов (полигонов) на перспективу до 2020 необходимо не более 8–10.

Необходима разработка единой опорной сети комплексных стационаров на всю территорию криолитозоны РФ для изучения динамики криолитозоны и обеспечения объективности прогноза реакции криогенных геосистем на изменения климата и усиливающееся техногенное воздействие.

Компоненты и параметры криогенных геосистем, изучаемые на комплексных стационарах:

Климат:

- Ветровой режим, скорость и направление
- Температура воздуха

- Температура почвенного горизонта
- Осадки
- Снежный покров

Геолого-геоморфологическое строение

Геокриологические условия:

- криолитологическое строение
- температурный режим многолетнемерзлых толщ
- динамика глубины сезонного протаивания
- криогенные процессы

Растительный покров:

Комплексные геоботанические описания

- изучение видового состава растительности
- структура растительных сообществ
- встречаемость и проективное покрытие видов
- оценка запасов фитомассы

Почвы

Животное население

Антропогенная трансформация и накопленный экологический ущерб.

Многолетняя успешная работа системы комплексных стационаров, основанная на вышеприведенных принципах на территории Ямало-Ненецкого Национального Округа (ЯНАО), оборудованная удобными вагончиками для проживания и лабораторных исследований, позволяет предложить распространить подобный методический подход на всю территорию Арктической зоны РФ.

Первоочередные задачи при реализации подпрограммы «Криолитозона России»

- Включать необходимые объемы и этапы проведения опережающих региональных и мониторинговых работ во вновь осваиваемых и недостаточно изученных регионах криолитозоны, включая шельф арктических морей. Воссоздание на новой основе системы мониторинговых наблюдений за основными параметрами криолитозоны на специальных стационарах и полигонах на территории Арктики и Субарктики. Организация Федерального центра ГМСН Арктики и Субарктики.
- Составить региональные карты геокриологического районирования территории перспективного освоения криолитозоны масштаба 1:500 000 на основе специального дешифрирования материалов дистанционного зондирования земли (КС, АФС и т.п.) с размещением на них ключевых участков съемки масштаба 1:100 000 (для недропользователей) и опорной наблюдательной сети гидрогеологических и инженерно-геологических скважин ГМСН. Основные картируемые регионы: Ямало-Гыдано-Тазовский (ЯНАО), Север Красноярского края, Талокано-Верхне-Чонский (Иркутская обл) и др.

Система комплексных стационаров, организованная на основе ландшафтного подхода, позволяет рационально разместить наблюдательные площадки, обеспечивает репрезентативность получаемых данных и позволяет

повысить эффективность экстраполяции получаемых данных на соседние однородные по ландшафтно-геологическим условиям территории. Комплексные стационары позволяют решать широкий круг задач за счет привлечения к работе специалистов разного профиля и развития междисциплинарных исследований.

В развитие Программы «Криолитозона России» необходимо решение следующих крупных вопросов:

- изменить процедуру прохождения государственной экспертизы крупных проектов недропользования в Арктике, включив в нее (процедуру) открытые обсуждения предлагаемых решений в специально создаваемых в экспертных советах при Минприроды России и РАН;
- включать в лицензионные соглашения на право недропользования положения о проведении полупромышленных экспериментов по оценке эффективности мероприятий инженерной защиты территории криолитозоны;
- предусмотреть меры по техническому перевооружению государственного сектора геологической отрасли, выполняющего работы и исследования геокриологического, гидрогеологического и экологического содержания в криолитозоне России;
- о координации региональных и федеральных мероприятий ежегодного, так называемого, «Северного завоза»

с мероприятиями «Северного завоза» и утилизацией промышленных отходов арктических предприятий;

- о создании специального ликвидационного фонда месторождений для полезных ископаемых с завершающейся стадией промышленной разработки;
- об изменении сложившихся узковедомственных подходов к использованию и хранению материалов геологических исследований, не представляющих государственную тайну.

Общие выводы по теме адаптации к изменениям климата:

Учитывая ведущую роль геологической отрасли в арктических регионах в формировании топливно-энергетического комплекса страны, а также исключительную важность региональных и мониторинговых геокриологических, гидрогеологических и инженерно-геологических исследований, в целом позволяющим определить экологическое состояние регионов криолитозоны, следует констатировать значительное снижение работ упомянутого направления в системе РОСНЕДРА и МПР РФ в текущем столетии по сравнению с предшествующим периодом.

Региональные работы в арктической криолитозоне практически отсутствуют, а мониторинговые выполняются в ограниченном объеме и в недостаточном количестве. В этой связи, данные о фоновом тепловом состоянии многолетнемерзлых пород (ММП) в различных регионах криолитозоны, основывающиеся на результатах

исследований преимущественно 80-х -90-х годов прошлого столетия, устарели и не соответствуют действительности. Не разработана и не утверждена в системе МПР РФ региональная методика прогноза изменения основных параметров криолитозоны, поэтому достоверные прогнозы дальнейшей динамики мерзлотно-климатических условий для проектных организаций, отсутствуют.

Существующая система фоновой и объектного мониторинга в криолитозоне, в целом, мало соответствует современным требованиям и значительно отстает от зарубежных аналогов. Унаследованные проблемы обмена информацией между различными ведомствами не решаются и в настоящее время. Это обстоятельство самым серьезным образом не только препятствует эффективному, в научном плане, использованию имеющихся данных, но и приводит к значительному удорожанию работ.

Темпы освоения криолитозоны в связи с развитием минерально-сырьевой базы страны нарастают, намного опережают геокриологические и геоэкологические исследования по обоснованию безопасного и рационального недропользования. В целом, геологическая, гидрогеологическая, инженерно-геологическая и геокриологическая изученность криолитозоны слабая. Все это требует особых подходов к ведению здесь региональных геокриологических исследований и работ по организации и ведению ГМСН. Этот подход заключается в создании в рамках ГМСН системы государственных полигонов, объединяющих существующие фоновые геокриологические и гидро-геокриологические стационары, режимные площадки и региональные наблюдательные профили, а также наблюдательную сеть объектного мониторинга добывающей промышленности и посты гидрогеохимического контроля на основных водных артериях территории. Полигоны должны представлять собой наивысшую форму в иерархии мониторинговой сети и, по сути дела, являться объектами обобщения данных о режиме геокриологических и гидрогеологических условий, полученных на стационарах и других объектах наблюдений. В настоящее

время из 25 ранее (до 1993 г) действующих геокриологических стационаров различных ведомств на территории страны сохранились по разным оценкам не более 2–3 стационаров (Марре-Сале, Воркутинский, Чадыба) и столько же наблюдательных площадок периодического обследования, принадлежащих институтам РАН. Несмотря на отсутствие регулярного и достаточного финансирования мониторинговых исследований в криолитозоне, данные наблюдений, полученные на геокриологических стационарах (даже отрывочного характера) представляет собой весьма важную информацию для оценки фоновых деградационных изменений состояния криолитозоны в связи с периодическими колебаниями климата. Работы в этом направлении необходимо продолжить.

Отсутствие полноценных геокриологических исследований и опережающих полупромышленных экспериментов в период предпроектной подготовки, предопределяет крайне низкую эффективность основных инженерных мероприятий, предупреждающих развитие нежелательных криогенных процессов, а также способов утилизации промышленных и бытовых отходов. Признано недопустимым проектирование и строительство в арктических регионах полигонов твердых бытовых отходов (ТБО), регламентированных «Программой комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и Севера Красноярского края».

Опыт исследований и предварительные экспертные оценки показывают, что экологические воздействия на окружающую геологическую среду в период строительства и эксплуатации объектов нефтегазодобывающей и транспортной инфраструктуры выходят далеко за границы лицензионных участков на недропользование. Это обстоятельство требует постановки проверочных научно-исследовательских работ по данному направлению.

Важным методом исследования и оценки влияния на тепловой режим многолетнемерзлых толщ является изучение

закономерностей формирования снежного покрова в естественных условиях и, что особенно важно, в пределах осваиваемой и застроенной территории. Влияние перераспределения снега в арктической тундре по тепловому воздействию на ММП во много раз превышает воздействие климатических вариаций. Этот фактор, практически не учитывается в настоящее время при проектировании промышленных объектов в арктической криолитозоне. Следует отметить, что современные технические средства проведения снегомерных наблюдений в настоящее время не разработаны, также как и методы их обработки и экстраполяции результатов. Перспективным в этом плане представляется использование автоматизированных теодолитов с форматом 3D для выполнения инструментальных съемок территории в летний и зимний периоды. Разница в высотах летних и зимних замеров даст искомую мощность снежного покрова на конкретном участке.

В связи с планами освоения нефтегазовых запасов арктического шельфа особую актуальность приобретают мониторинговые исследования геокриологического и гидрогеологического направления в его мелководной части. Здесь на первый план выходит постановка работ по изучению в годовом и многолетних циклах температурного режима донных отложений в разрезе до глубины 30-100 м. Такие работы на акватории Карского моря в пределах изобаты 5 м и удалении от берега на 1 км начаты и успешно проводятся ФГУП ВСЕГИНГЕО с 2014 г. Из зарубежных исследований отмечены работы геологической службы Канады (2008 г) на мелководном полностью промерзающем участке акватории в устье р. Макензи.

Современные регламенты проведения государственного экологического (Росприроднадзор) и технического (Ростехнадзор) контроля не позволяют оценить эффективность воздействия крупных проектов недропользования на геологическую среду в целом и, соответственно, определить меру ответственности проектировщиков, строителей и эксплуатирующих

организаций при установлении негативных реакций в процессе недропользования. Это направление работ требует серьезной методической и правовой доработки.

В настоящее время назрела необходимость разработки и выпуска транспортной техники для работы в летний период в тундре и лесотундре, включая арктические побережья, поскольку ранее существовавшая система доставки грузов и персонала вертолетами стала абсолютно нерентабельной, а другая техника отсутствует. Признано, что если геологические исследования по направлениям гидрогеология, инженерная геология, геокриология и геоэкология выполнены в арктических регионах не в летний период, то полученные результаты нельзя считать полноценными. В целом, это касается не только транспортной техники, но и буровой, геофизической и лабораторной аппаратуры. Реализацию проектов по техническому перевооружению, следует признать одной из приоритетных государственных задач поддержки научных и прикладных программ изучения и освоения Арктики, которые выполняют геологические организации Минприроды России, экспедиции институтов РАН, Министерство науки и образования и др.

Более 40 лет минуло с момента ввода в эксплуатацию первого из крупнейших на Севере Западной Сибири газоконденсатного месторождения «Медвежье». Позднее были освоены «Уренгойское», «Ямбургское»

и др. ГКМ, однако до сих пор не подведены итоги геологических и экологических последствий и опыта освоения этих месторождений, занимающих ведущее положение в газовой экономике страны.

Общие рекомендации по теме:

В части геокриологических исследований:

1. В соответствии с задачами "Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года" дополнить ФЦП "Геологическое изучение недр и экология России" подпрограммой (блоком) «КРИОЛИТОЗОНА РОССИИ» с привлечением для ее составления и реализации специалистов профильных отраслевых НИИ, академических и вузовских организаций.

Подпрограмма «КРИОЛИТОЗОНА РОССИИ» должна обосновать концептуальный подход и стратегию комплексного регионального и мониторингового геоэкологического (гидрогеологического, инженерно-геологического, геокриологического) изучения криолитозоны на территории ближайшей и среднесрочной перспективы освоения месторождений полезных ископаемых, с наращиванием объемов опережающих работ. Обосновать методы, масштабы и, главное, сроки опережающего

комплексного геологического (геокриологического, гидрогеологического, инженерно-геологического и геоэкологического) изучения вновь осваиваемых территорий. Составной частью этой программы должна быть подпрограмма ГМСН в криолитозоне, которая в качестве первоочередных задач должна включать:

- Изучение состояния геокриологических, гидрогеологических и инженерно-геологических условий на территориях планируемого освоения и на площадях крупнейших нефтегазовых месторождений (на завершающей стадии добычи) с оценкой геоэкологических последствий освоения, в т.ч. территории Арктической криолитозоны и районов транспортировки углеводородов на Дальнем Востоке.
- Разработку Генеральной схемы опорной сети наблюдательных фоновых стационаров в криолитозоне для оценки и прогноза ее реакции на глобальные изменения климата.
- Разработку научных основ и рекомендаций по организации мониторинговых геокриологических наблюдений в пределах мелководной части



шельфа арктических морей и созданию ряда опытных участков наблюдательной сети в мелководной части шельфа на акваториях первоочередного освоения.

- Разработку геокриологических моделей динамики (эволюции) криолитозоны в физическом и геологическом времени
- Составление серии картографических и аналитических моделей глобального, регионального, локального и элементарного уровня, учитывающие изменения климата и техногенез в Арктике.
- Разработку положений об особо охраняемых территориях в Арктической криолитозоне с правом разработки недр.
- Составление региональных карт политики недропользования.

2. Организовать Комиссии независимых экспертов для предварительной апробации и оценке эффективности реализации крупных проектов недропользования в криолитозоне Арктики, включая береговую зону и шельф арктических морей.

3. Подготовить материалы для внесения законодательной инициативы о включении в качестве обязательных разделов в Проекты освоения месторождений в криолитозоне:

- о проведение полупромышленных экспериментов с целью предпроектной апробации природозащитных мероприятий;
- о подготовке положения о создании экологического Фонда ликвидации месторождений.

4. Обратиться в Правительство РФ с предложением о создании Программы технического перевооружения предприятий и институтов геологической отрасли, выполняющих работы в арктических регионах страны по заданиям ФА РОСНЕДРА и МПРИЭ РФ.

5. Для успешной реализации Проектов по Государственным контрактам обеспечить реальный экономически выгодный информационный обмен как внутри МПРИЭ РФ в целом, так и на межведомственном уровне с наиболее значимыми недропользователями (РАО ГАЗПРОМ, и т.п.), осуществляющих недропользование в рамках лицензионных соглашений.

6. Поскольку помимо освоения новых площадей в Российской Арктике значительные территории постепенно выводятся из активного недропользования и передаются для традиционного или иного хозяйствования, огромный научно-практический интерес заслуживает направление исследований по подведению итогов недропользования в таких районах. В этой связи чрезвычайно важными представляются оценки зон техногенного воздействия объектов газовой промышленности, изменения геокриологических и гидрогеологических условий, включая ресурсную базу подземных вод различного назначения; оценки эффективности нормативно-правовой деятельности в период освоения территории. Ключевым регионом для таких исследований целесообразно сделать территорию Надым-Пур-Тазовского междуречья, где расположены давно эксплуатируемые крупнейшие в мире газоконденсатные месторождения Медвежье, Уренгойское и др.

7. Учитывая возрастающие требования к оценке и прогнозу быстро меняющихся характеристик природной обстановки, среди которых геокриологические аспекты играют одну из ведущих ролей, представляется целесообразным первостепенное внимание уделить фоновым мониторинговым исследованиям, особенно в прибрежно-шельфовой зоне Арктики. В этой связи необходимо продолжение, реорганизация и развитие геокриологического стационара Марре-Сале (Западный Ямал, институт ВСЕГИНГЕО, Федеральное агентство «Роснедра») как одного из опорных информационных пунктов в арктической криолитозоне.

Экономика севера

«Богатство России будет прирастать Сибирью» – сказал М.В. Ломоносов. Так было, есть и будет еще долго, потому что полномасштабное исследование недр Сибири и Арктики только начинается. Инженерно-геологической съемкой масштаба 1-200000 покрыто всего от 2 до 6% территории Сибири и Дальнего Востока, а Арктики – менее 2% территории. Но уже на сегодняшний день (данные ВР на 01.01.2017 г.) Россия занимает первое место в мире по доказанным

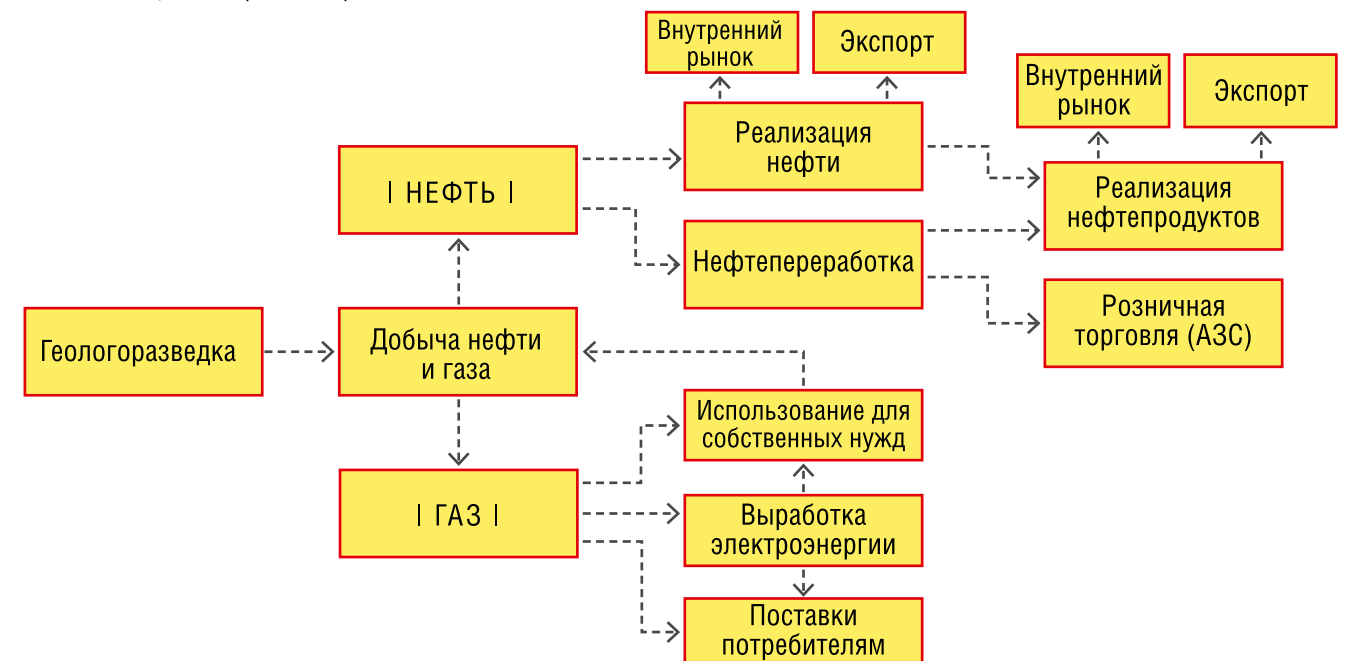
запасам (prude) газа и шестое место – по доказанным запасам нефти. Причем, большая часть этих богатств в России сосредоточено не только на территории, но в акватории Крайнего Севера (см. рис. 3). Остается только догадываться, какие природные ресурсы скрыты на остальных 98% плохо исследованных территориях.

В настоящее время российские корпорации разрабатывают в основном месторождения, открытые во времена СССР. Для открытия и последующего освоения новых месторождений прежде всего необходима геологоразведка, которой занимается «Роснедра». Это весьма затратное мероприятие, особенно на Крайнем Севере, так как по условиям недропользования территория криолитозоны – это сложные и особо сложные геологические (геокриологические, инженерно-геологические, гидрогеологические) и геоэкологические условия. Неизученность и недоизученность геологических и геоэкологических условий определяют дополнительные риски при освоении месторождений полезных ископаемых. Степень изученности в свою очередь всецело зависит от объемов финансирования на геологоразведочные работы по статье «региональные работы и мониторинг», а оно составляет менее 20% от общего финансирования геологоразведочных работ «Роснедра». Для Арктики и Субарктики такое соотношение статей затрат в геологоразведке категорически недопустимо, т.к. коэффициент удорожания работ в криолитозоне в среднем изменяется от 3 до 8 по сравнению с немёрзлыми регионами.

Прямые убытки за счет нарушения региональных регламентов содержания объектов строительства исчисляются миллиардами рублей. Ошибки проектирования и неучет опыта освоения территорий-аналогов увеличивает затраты на порядок. Нарушения регламента строительства и эксплуатации сооружений не оценены с точки зрения краткосрочных и долгосрочных экологических последствий и возможности восстановления окружающей среды.

Поисковые исследования углеводородов на шельфе также

РИС. 12. Общая схема работы нефтегазовых компаний



необходимо развивать, в том числе с помощью геотермической измерительной системы «ГЕОС-М». Исследования, проведенные на НИС «Академик Николай Страхов» с помощью «ГЕОС-М» показали, что температурные аномалии и аномалии теплового потока формируются за счет неравномерного распределения тепловых источников, а также за счет структурно-теплофизических неоднородностей, обусловленных литолого-фациальным и тектоническим факторами. Термотомографический анализ нефтегазоносных бассейнов показал, что промышленные скопления углеводородного сырья локализуются над зонами подъема изотерм, над «термическими куполами», которые впервые выделены с помощью 3D-моделирования геотермического поля в восточной части Баренцева и южной части Карского морей. Обнаружение «термического купола» в южной части моря Лаптевых может служить признаком для прогнозирования месторождений углеводородов в этой части акватории.

Наиболее перспективной по геотермическим данным является Южно-Баренцевская котловина, где изотерма катагенеза органического вещества располагается на глубине менее 4,5 км. 20 из 24 измерений на полигоне «Трог Орла», проведенные в меридиональной депрессии Орла, дали аномально высокие

значения теплового потока (от 107 до 519 мВт/м²). Это однозначно доказывает наличие деструкции континентальной коры окраины шельфа. Аномалия распространена вплоть до абиссали Котловины Нансена СЛО.

Рекомендуется увеличить разведку новых месторождений на территории и в акватории Крайнего Севера.

Развитие Северного морского пути

Российская Федерация занимает первое-второе место по экспорту газа и второе место по экспорту нефти. Чтобы обеспечить финансовую выгоду от ресурсов, следует осуществить постройку транспортных сообщений. Основным транспортным коридором добываемых в Арктике ресурсов является Северный морской путь (СМП).

Северный морской путь в соответствии с Федеральным законом «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» от 31 июля 1998 года № 155-ФЗ определяется как «исторически сложившаяся национальная единая транспортная коммуникация Российской Федерации в Арктике...». Северным морским путем (СПМ) называют судоходную магистраль, пролегающую по морям Северного

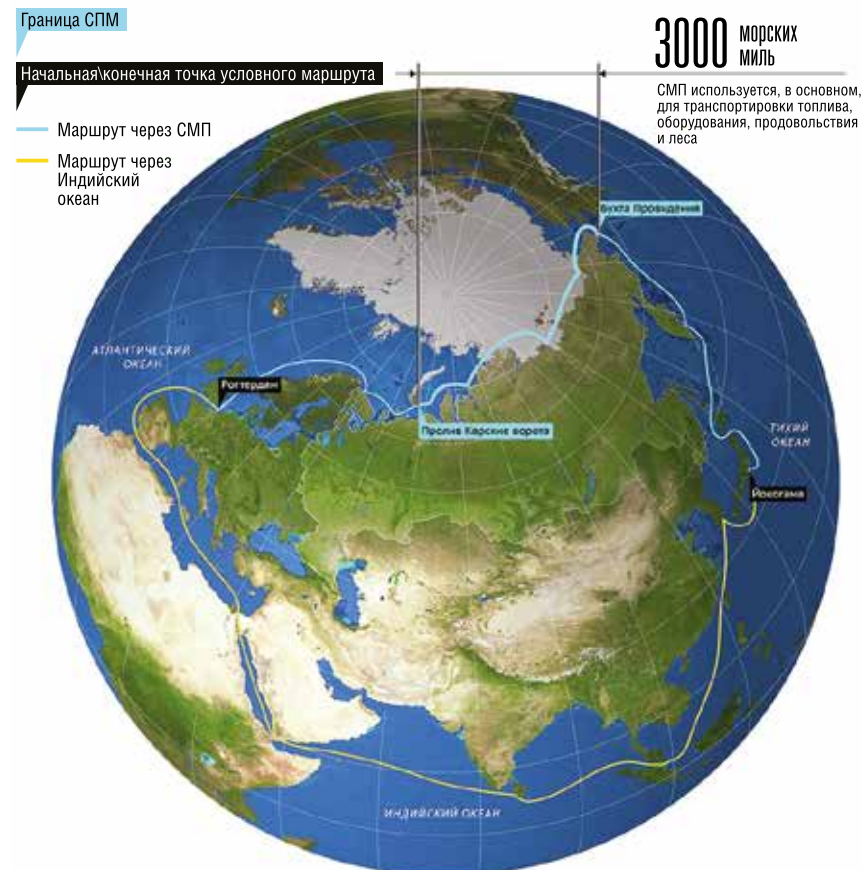
Ледовитого и частично Тихого океанов (Баренцево море, Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море) вдоль всего северного побережья Сибири, соединяющая европейские и дальневосточные российские порты, а также устья судоходных сибирских рек в единую транспортную систему. Основные порты: Игарка, Дудинка, Диксон, Тикси, Певек, Провиденция.

Для морей, по которым проходит Северный морской путь, характерна область шельфа с глубинами менее 200 м, занятая окраинными морями (Баренцево, Белое, Карское, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское). Дно этих морей – подводное продолжение платформенных структур суши. Большая часть дна Северного Ледовитого океана от Евразийского побережья до Северного полюса является продолжением Сибирской континентальной платформы, следовательно, является естественным продолжением государственной территории России. Переходная зона представлена материковым склоном с глубинами 180–3000 м. Северный морской путь географически делится границей полуострова Таймыр и прилегающими к нему с севера островами на две части – Восточную и Западную, сообщение между которыми бывает часто затруднено льдами, скапливающимися около мыса Челюскина. Западная часть СМП

РИС. 13. Северный морской путь и путь через Суэцкий канал из Европы в Азию

Северный морской путь

СМП – главная судоходная магистраль Арктики, проходящая вдоль северных берегов РФ, соединяющая европейский и дальневосточные порты



Планы развития СМП

ОБЪЕМЫ ПЕРЕВОЗОК,
МЛН ТОНН

5

2012 год*

64

2020 год*

* Предварительный прогноз

в настоящее время, в связи с изменением климата, является частью СМП, пригодной для круглогодичной навигации.

Правила судоходства в районе Северного морского пути, принятые федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации, применяются в целях обеспечения безопасности судоходства, предотвращения, сокращения

Основные плюсы

1 Снижение стоимости груза из-за уменьшения расстояния и времени пути:

Расстояние (в морских милях)/время (в сутках)

7300/20

11 200/33

2 Отсутствие угрозы морского пиратства

Основные минусы

- 1 Необходимость в сопровождении ледокола
- 2 Необходимость подготовки экипажа к работе в Арктике
- 3 Короткий навигационный период (2–4 месяца в год)

и мониторинга загрязнения морской окружающей среды от судов, а также включают:

- 1) порядок отправления судоходства в районы Северного морского пути;
- 2) правила о поддержке ледокола в районе Северного морского пути;
- 3) правила ледовой лоцманской проводки в районе Северного морского пути;

- 4) правила проведения лоцманской проводки вдоль линии в районе Северного морского пути;
- 5) регулирование судоходно-гидрографического и гидрометеорологического судоходства в районе Северного морского пути;
- 6) правила радиосвязи при судоходстве в районе Северного морского пути;
- 7) другие положения, касающиеся администрирования судоходства в районе Северного морского пути.

Администрация судоходства в районе Северного морского пути, созданная в форме федерального государственного органа, выполняет следующие основные функции:

- 1) получение заявок на судоходные разрешения в районе Северного морского пути, рассмотрение таких разрешений и выдача разрешений на отгрузку в районе Северного морского пути;
- 2) мониторинг гидрометеорологических, ледовых и навигационных условий в районе Северного морского пути;
- 3) координация установки навигационного оборудования и участков проведения гидрографических работ в районе Северного морского пути;
- 4) предоставление информационных услуг (относящихся к области Северного морского пути) в области управления судоходством, требований обеспечения безопасности судоходства, навигационно-гидрографического обеспечения судоходства, обеспечения лоцманской проводки ледоколов и прочих судов;
- 5) разработка рекомендаций по составлению маршрутов доставки и использования судов ледокольного флота в районе Северного морского пути с учетом гидрометеорологических, ледовых и навигационных условий в вышеуказанной области;
- 6) содействие в организации проведения поисково-спасательных операций в районе Северного морского пути;
- 7) аттестация лиц, проводящих лоцманскую ледовую площадку, относительно права лоцманской проводки судов в районе Северного морского пути;

8) содействие в проведении операций по ликвидации последствий загрязнения судов с опасными и вредными веществами, сточными водами или мусором.

СМП перевозят нефтепродукты, лес, уголь, промышленное оборудование, продовольствие, целлюлозу, руду, цветные металлы, газ. СМП самый кратчайший и наиболее выгодный маршрут для транспортировки грузов из Европы в Азию, так как второй существующий морской маршрут, через Суэцкий канал, занимает вдвое больше времени в пути, чем СМП (рис. 13).

СМП можно провести суда из Роттердама до Токио за 20 дней, что существенно сокращает финансовые расходы на топливо, экономя эксплуататорам более 180 тыс. долл., в то время как существующими маршрутами через Суэцкий канал и вокруг Африки корабли идут до 50 дней. На сегодняшний день использование СМП разногабаритными кораблями осуществляется по предельно низким тарифам и приносит менее 6 млрд рублей в год, за исключением, когда для осуществления передвижения нужны услуги ледокольной проводки, осуществляемые Российской Федерацией. При этом, альтернативный маршрут из Европы в Азию – Суэцкий канал, занимающий больше времени и не требующий привлечения дополнительных услуг, принес в казну Египта в январе-октябре 2017 г. 4,34 млрд долл. Что говорит о том, что Египет не только устанавливает высокие тарифы за пользование каналом, но и демонстрирует факт того, что Суэцкий канал, вопреки его недостаткам, пока пользуется большим спросом, чем Северный морской путь.

Тяжелые климатические условия, мизерное количество северных портов, способных обеспечить круглогодичную навигацию и недоразвитость арктического региона в целом значительно затормаживают развитие инфраструктуры. Современные экономические условия требуют разительных изменений в управлении транспортной системой Крайнего Севера, новых механизмов управления и финансирования, а именно:

- Привлечение новых кадров инженеров-нефтяников,

строителей нефтегазовых и портовых комплексов, строителей атомно-ледокольных кораблей и т.п. Все это предполагает проведение реформы в системе образования и профессиональной подготовки для работы в условиях Крайнего Севера.

- Строительство новых портов, выработка технологий для обеспечения их круглогодичной навигации, развитие атомно-ледокольного строительства и привлечение кадров должны быть основными направлениями деятельности такого государственного органа.
- Необходима военная реформа, которая обеспечит безопасность в акватории Северного морского пути.
- Должна быть создана экономико-правовая база, которая будет регулировать торгово-промышленные отношения между Российской Федерацией и странами, использующими СМП.
- Среди факторов, сдерживающих развитие СМП, в последнее время все чаще называется отсутствие контрагента в виде управляющей компании с функционалом. Практическое воплощение стратегии поддержки стабильности и развития Северного морского пути специально созданным подразделением, которое целенаправленно и инициативно будет регулировать транспортный и грузооборотный поток, проходящий по данному маршруту. На данный момент уже имеется не один план по созданию управляющей компании СМП.
- Еще одна проблема – это отсутствие у Северного морского пути официального субъекта переговоров. На мартовском заседании госкомиссии по развитию Арктики вице-премьер Российской Федерации Дмитрий Рогозин сказал, что у Северного морского пути нет лоббиста, который бы доказывал иностранным партнерам выгоду этой транспортной магистрали.
- В соответствии с законодательством Российской Федерации, работники на крайнем севере работают по вахтовому методу, что понижает эффективность работы. Существует мнение,

что для того, чтобы обеспечить эффективность работы Северного морского пути СМП и повысить грузооборот требуется работать не по вахтовому методу, а именно жить там. Развитие СМП требует развития портовой и селитебной инфраструктуры, строительство подъездных путей, в том числе железных дорог, с применением новых и новейших технологий, строительство ледокольного флота, плавучих АЭС, типа Ломоносов.

Первым шагом для привлечения человеческого капитала является внесение поправок в Трудовой кодекс Российской Федерации. Далее, при достижении соглашения о поправках, должен быть осуществлен подбор кадрового персонала, которому предшествует уже упомянутое мероприятие по созданию управляющей компании, после чего должно начаться интенсивное строительство жилых комплексов для скорого переселения сотрудников. Также, при появлении новых муниципальных образований потребуются новые кадры на государственную службу.

Единовременно работой будут обеспечены как минимум тысячи, а может и десятки тысяч безработных жителей России. Сокращение безработицы окажет благоприятное влияние на экономику и психологическое здоровье населения России в целом, сократит социальные выплаты и пособия по безработице, а имеющиеся финансы смогут быть направлены на проектирование и реализацию проекта по развитию СМП.

Несмотря на ряд сдерживающих факторов, СМП можно считать резервом международной транспортной системы, резервом, который может быть использован уже в ближайшее время при условии эффективной реализации государственной политики в области морского транспорта и привлечения заинтересованных инвесторов для финансирования модернизации комплекса транспортной инфраструктуры СМП.

Вывод: развитие СМП способствует решению проблем по теме 4: Социально-экономические вопросы: «Человеческое развитие в Арктике» (2004 и 2015 гг.); «Экономика севера» (2008) и «Устойчивая модель арктического регионального туризма» (2006).

Арктическое здравоохранение

Основные принципы сохранения психического и другого сохранения здоровья в Арктике – социально-экономическое развитие региона, создание новых рабочих мест, занятость, чувство уверенности в завтрашнем дне и приемлемые условия жизни населения. Но не только это, а еще и сохранение хрупкой экологической системы региона.

Тема экологии напрямую связана не только с темой 4, но и с темой 5: Управление природными ресурсами: «Молодежь – будущее оленеводческих народов. Молодежный проект оленеводства Арктического совета EALLIN 2012-2015» (2015).

Без ненарушенных ландшафтов Арктики оленеводство невозможно. Проблема сохранения естественных экосистем Севера состоит в том, что тундровые и лесотундровые ландшафты, в которых интенсивное развитие получили геологоразведка, добыча газа и минерального сырья, строительство дорог, газопроводов и поселков, чрезвычайно чувствительны к техногенной нагрузке. Наличие здесь многолетней мерзлоты – важнейший фактор нестабильности природной среды. Растительная дернина, в том числе моховой покров и торфяной горизонт, являясь хорошим естественным термоизолятором, регулирует тепло- и влагообмен между атмосферой и грунтами. Разрушение этого слоя заметно увеличивает приток тепла в грунт, что способствует таянию подземных льдов. Так, достаточно гусеничному трактору проехать по тундре и разрушить мох, чтобы вскоре следы от гусениц превратились в канаву, а затем в овраг глубиной до 6 м. На месте расчищенной грунтовой площадки через несколько лет может оказаться провальное озеро. Особую экологическую опасность в этих ландшафтах представляют геологоразведочные работы. Нарушение здесь криогенных условий приводит к оттаиванию почв, пучению и проседанию грунта с образованием воронок, резко активизирует явления термокарста. В частности, зачернение тундры горюче-смазочными материалами может послужить причиной возникновения термокарстовых

озер. Под действием тепла, выделяемого в процессе бурения скважин, образуются приустьевые скважинные кратеры диаметром до 250 м.

Нефтепродукты, попадающие в почву, разлагаются очень медленно из-за низких температур и незначительного содержания кислорода в почве, т. е. самоочищения в зоне многолетней мерзлоты практически не происходит. Наибольший вред геолого-разведочные работы наносят оленям пастбищам. Ягель отрастает медленно – необходимо 50 лет, чтобы он достиг высоты 6–8 см при условии полного изъятия территории из хозяйственного оборота. Таким образом, нарушенные ягельные пастбища практически не восстанавливаются.

Огромный экологический ущерб тундре приносят нефте- и газопроводы (см. рис. 9). Размерзание почво-грунтов под ними приводит к коррозии металла, просадкам и порывам нефтепроводов. Потери нефти при транспортировке их нефтепроводом составляют в России до 10% их общей добычи, а ремонт обходится в миллиарды рублей в год.

Т.О., с экологической точки зрения транспортировка нефти танкерами по СМП выгоднее, а не тянуть нефтепровод через всю Россию.

Что касается транспортировки газа, российскими учеными выполнен сравнительный анализ эмиссий загрязняющих веществ и парниковых газов при двух сценариях транспорта газа с полуострова Ямал:

- газопроводном транспорте природного газа (гипотетический сценарий);
- при сжижении и транспортировке СПГ танкерами, топливом которых является сжиженный газ.

Оказалось, что вклад газопроводного транспорта в части влияния на глобальное изменение климата менее значителен по сравнению с СПГ-сценарием. Вместе с тем, у обоих сценариев практически нулевые выбросы оксидов серы и твердых частиц. По выбросам оксидов азота и угарного газа преимущество у СПГ-сценария по сравнению с ПГ-сценарием. Если расстояние, на которое транспортируется ПГ из арктических широт, превышает 7800 км, то танкерная

перевозка на СПГ топливе является предпочтительной перед газопроводом с экологической точки зрения. Для меньших расстояний в каждом конкретном случае следует выставлять приоритеты: показатели по парниковым газам и NOx (до 1400 км) лучше у газопроводов, по CO и NOx (больше 1400 км) – у танкеров.

Справедливости ради следует отметить, что в связи с потеплением климата тундровые ландшафты постепенно «зеленеют» – таяющая зона продвигается на север, в ягельники включаются злаковые виды трав, увеличивается биоразнообразие растительного покрова. Вместе с таяющими ландшафтами на север продвигаются и дикие лесные звери: рысь, бурый медведь, песец. Для сохранения экологии тундры чл-корр. РАН А.А. Тишков предлагают следующие меры:

1. Включение тундр и болот как углеродоёмкие экосистемы в Пост-киотские документы по климату (Paris 2015), использование для охраны механизмов мирового рынка углерода (mechanism of protection)
2. Внедрение «зеленых стандартов» в сохранение арктической биоты – Standard 6 EU – biodiversity (mechanism of prevention).
3. Внедрение механизмов «зеленой экономики и концепции экосистемных услуг (mechanism of economic stimulation).
4. Расширение системы арктических ООПТ как элемента единой экосети – до 30-40% (mechanism of adaptation to the joint influence of nature and anthropogenic factors).

Основное условие решения проблем:

Еще один фактор, без которого невозможно успешное устойчивое развитие российской Арктики – военная безопасность. Перспективное развитие военно-политической обстановки в Арктике будет характеризоваться углублением региональных интеграционных процессов, дальнейшим сближением скандинавских и прибалтийских стран с США, ведущими западноевропейскими государствами и организациями, прежде всего в рамках НАТО и Европейского союза,

и активизацией усилий Запада по созданию благоприятных условий для освоения ресурсов Арктики, в том числе в ущерб экономическим интересам России.

Возможными угрозами национальной безопасности РФ являются:

- рост боевых возможностей группировок коалиционных и национальных военных сил (ВМС) США и НАТО;
- развитие систем ПРО морского базирования и раннего предупреждения;
- развертывание и присутствие в Арктике в мирное время группировки ВМС НАТО, включающей надводные корабли, подводные лодки и авиацию ВМС стран-участниц блока: Бельгии, Великобритании, Дании, Канады, Нидерландов, Норвегии, США, Франции и Германии;
- проведение НАТО многонациональных военных учений и смещение районов боевой подготовки в арктическую зону;
- увеличение военной спутниковой группировки США, нацеленной на Арктику;
- стремление норвежского руководства изменить статус архипелага Шпицберген как демилитаризованной зоны, сократить и в перспективе полностью вытеснить РФ с архипелага;
- противодействие рыбопромысловой деятельности РФ в Норвежской экономической зоне путем ужесточения требований к рыболовным судам в районах промысла и неправомерных действий по отношению к ним со стороны норвежских властей;

- стремление ряда иностранных государств (США, Норвегии, Японии и Канады) придать Северному морскому пути статус международной транспортной магистрали.
- отсутствие военной безопасности и нехватка кадров снижают потенциальный грузооборот основных северных портов Российской Федерации. Это сказывается не только на устойчивом развитии СМП, но и на туристических потоках.

Таким образом, действия государств по наращиванию своего экономического и военного присутствия в Арктике объективно требуют от РФ принятия адекватных мер, направленных на поддержание паритета и создание благоприятных условий для реализации и защиты национальных интересов РФ в этом важном регионе.

Общий вывод

В настоящее время Российской Федерации требуется единый проект, который отразит социально-экономические, физико-географические особенности освоения Арктики, учет законодательные, научно-исследовательские потребности, которые должны быть удовлетворены для полноценной реализации потенциала Арктических регионов России. ●

Литература

1. Исаченко А. Г. И Ландшафтоведение и физико-географическое районирование. М. Высш. шк., 1991.
2. Орехов П.Т. Геоэкологический мониторинг геосистем криолитозоны на территории ЯНАО на примере острова Белый / II Межд. конф.: Открытая Арктика, М.: 2015.
3. Гидрометеорологическая сеть РФ. ГМЦ, 2017. Источник: <https://geographyofrussia.com/set-meteostancij/> (23.05.2018).
4. Карта. Легенда к ландшафтной карте СССР Масштаба 1:2 500 000 / Отв. ред. И.С. Гудилин. М.: Министерство геологии СССР. 1980.
5. Книжников А.Ю., Аметистова Л.Е., Долинина Ю.Л. Сравнительный анализ эмиссий загрязняющих веществ и парниковых газов при двух сценариях транспорта газа с полуострова Ямал Всемирный фонд дикой природы (WWF) России. Дни Арктики в Москве, 2016.
6. МГЭИК, 2014: Изменение климата, 2014 г.: Обобщающий доклад. Вклад Рабочих групп I, II и III в Пятый оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата [основная группа авторов, Р.К. Пачаури и Л.А. Мейер (ред.)]. МГЭИК, Женева, Швейцария, 163 с.
7. Мельников В.П., Дубровин В.А., Дроздов Д.С. КРИОЛИТОЗОНА КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР РИСКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ // Межд. конф: Дни Арктики в Москве, 2015.
8. Николайкин Н.И., Николайкина Н.Е., Мелехова О.П. Экология: учебник для вузов. 2-е изд. М.: Дрофа, 2005.
9. РЕШЕНИЯ II Международной научной конференции «Открытая Арктика» 19–20 ноября М.: 2015.
10. Тишков А.А. Перспективы сохранения арктической сухопутной биоты в условиях «позеленения» ее ландшафтов Дни Арктики в Москве, 2016.
11. Changes in average annual surface temperature in the Russian Federation. Source: Roshydromet 2008. (23.05.2018).
12. BP Annual Statistical Bulletin 2017. Источник: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>. (23.05.2018).
13. Shmeleva, Irina and Stanislav Shmelev. "Climate Change Discourse Analysis: Russian Case." Источник: http://www.berlinconference.org/2012/wp-content/uploads/2013/01/Shmeleva_Shmelev_2010_Climate_Change_Media_Discourse_Analysis.pdf accessed 8 Dec 2013. 23.05.

KEYWORDS: Arctic, Far North, sustainable development, subsurface use, peoples of the North.



СТАЛИ ДЛЯ АРКТИКИ

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ СЛОЖНОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ, ИЗГОТОВЛЕННОЙ ИЗ СПЕЦИАЛЬНЫХ ХЛАДОСТОЙКИХ СТАЛЕЙ. ДЛЯ РЯДА КОНСТРУКЦИЙ НЕОБХОДИМ ЛИСТОВОЙ ПРОКАТ ТОЛЩИНОЙ ДО 100 ММ. КАК СГОДНЯ СОВЕРШЕНСТВУЮТСЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ СОЗДАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ?

THE DEVELOPMENT OF ARCTIC DEPOSITS REQUIRES THE USE OF COMPLEX MARINE FACILITIES MADE OF SPECIAL COLD-RESISTANT STEELS. A NUMBER OF DESIGNS REQUIRE SHEET METAL UP TO 100 MM THICK. HOW ARE TECHNOLOGICAL PROCESSES FOR THE CREATION OF MODERN MATERIALS IMPROVED TODAY?

Ключевые слова: хладостойкие стали, специальная техника, освоение Арктики, критические температуры, листовой прокат.



Сыч Ольга Васильевна
начальник сектора
НИЦ «Курчатовский институт» –
ЦНИИ КМ «Прометей»,
к.т.н.



Хлусова Елена Игоревна
заместитель начальника НПК,
НИЦ «Курчатовский институт» –
ЦНИИ КМ «Прометей»,
д.т.н.

Еще в середине 70-х – начале 80-х годов в ЦНИИ КМ «Прометей» были начаты работы по созданию хладостойких сталей для морских конструкций для разведки и добычи углеводородов в арктических условиях. Разработанные материалы нашли свое применение в проектах ПБУ типа «Шельф», «Каспий», корпусах атомных ледоколов «50 лет Победы», «Таймыр» и «Вайгач». Крупнейшими современными объектами внедрения хладостойких сталей, разработанных в период 2003–2006 гг. в ЦНИИ КМ «Прометей» в рамках важнейшего инновационного проекта государственного значения «Металл», стала морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» для эксплуатации на нефтяном месторождении в Печорском море и самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая».

Освоение Арктики как хозяйственного региона с особыми климатическими условиями постепенно набирает силу. В последние годы принят ряд государственных решений, направленных на восстановление и развитие Северного морского пути, превращение его в национальную транзитную магистраль. Отличительной особенностью ледокольного флота перспективных проектов и судов ледового плавания являются тенденции роста их водоизмещения, мощности, скорости прохода и ледопродоимости для обеспечения круглогодичной проводки судов по Северному морскому пути. Растет потребность в новых видах сложной морской техники, обеспечивающей

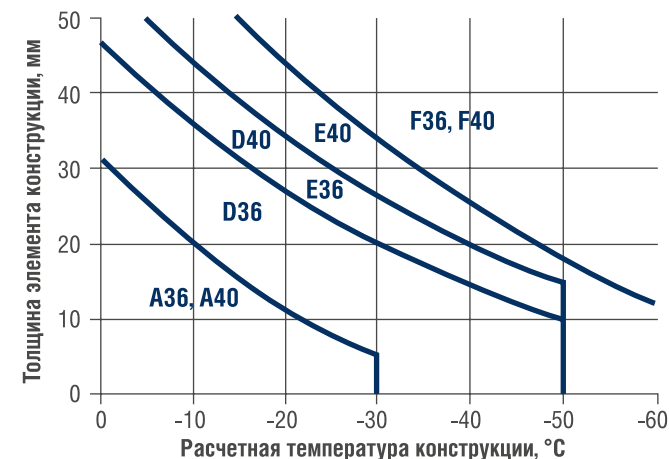
эффективное и экологически безопасное освоение морских арктических месторождений углеводородов. Для ряда конструкций необходим листовой прокат толщиной до 100 мм. Это и потребовало разработки высоконадежных хладостойких материалов нового поколения для создания мощного ледокольного флота, морской и инженерной техники арктического назначения.

Такие материалы были разработаны в соответствии с «Правилами» РМРС 2012 г. [1, 2] и требованиями Национального стандарта РФ ГОСТ Р 52927-2015 [3], в которые внесены новые стали с индексом «Arc» – арктического назначения.

Как известно, широко освоенные на российских заводах стали без индекса «Arc» категорий хладостойкости D, E, F (категории определяются по результатам испытаний на ударный изгиб (KV) при температурах испытаний -20, -40 и -60 °C соответственно) обеспечивают гарантированное отсутствие хрупких разрушений в ограниченной области температур и толщин. Так, согласно «Правилам...» РМРС [1, 2, 4], максимальная толщина элементов конструкций с расчетной температурой эксплуатации -40 °C, для которых применимы, например, низколегированные стали категорий F36-F40, составляет 25 мм (рис. 1).

Новые стали с индексом «Arc» могут применяться без ограничений в условиях Арктики для любых конструктивных элементов и не имеют аналогов в мире. Однако они должны соответствовать ряду дополнительных требований к специальным видам испытаний по определению критических

РИС. 1.
Взаимосвязь
максимальной
толщины элемента
конструкции
и расчетной
температуры
эксплуатации [4]



температур хрупкости (вязко-хрупкого перехода T_{KH} и нулевой пластичности NDT) и трещиностойкости при низких температурах испытаний (по критерию критического раскрытия в вершине трещины CTOD). При этом данные характеристики работоспособности, обеспечивающие надежную эксплуатацию сложных сварных конструкций в арктических условиях, должны гарантироваться технологией их производства. До настоящего времени такие технологии отсутствовали на российских заводах.

В период с 2000 по 2009 гг. произведена модернизация отечественных металлургических производств по изготовлению листового проката из хладостойких сталей для судостроения. Это позволило приступить к созданию новых хладостойких сталей (с низкой температурой вязко-хрупкого перехода в области отрицательных температур), предназначенных для применения в Арктике, всего востребованного в судостроении спектра прочностных характеристик.

Современные тенденции развития хладостойких сталей ориентированы на понижение уровня легирования и затрат на производство, обеспечивающее более высокую конкурентоспособность продукции и приоритет РФ на рынке хладостойких материалов.

С 2012 г. по настоящее время достигнуты значительные успехи в разработке и промышленном внедрении энергосберегающих технологических процессов производства толстолистового проката из хладостойких низко-

и экономнолегированных марок судостроительных сталей с гарантированным пределом текучести от 355 до 750 МПа (с пониженным на 15–25 % уровнем легирования при гарантированной работоспособности). Выполнен ряд государственных контрактов – ОКР «Ледоход», «Арктическая сталь», «Арктическая сталь-2», договорных работ с ведущими металлургическими комбинатами – ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат», ПАО «Северсталь», ООО «ОМЗ-Спецсталь».

Создание производства хладостойких судостроительных сталей с гарантированной работоспособностью базируется на следующих принципах:

- выполнении требований к качеству листовой стали с учетом условий эксплуатации;

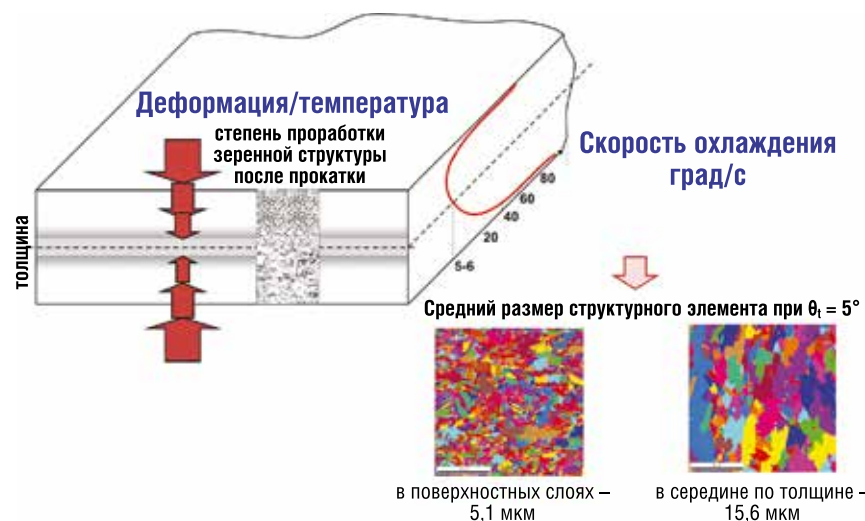
- обеспечении высокого металлургического качества (по содержанию вредных примесей и газов, макроструктуре исходной заготовки) за счет применения эффективных технологий выплавки, внепечной обработки и разливки стали;
- выборе композиций легирования стали, обеспечивающих в широком интервале скоростей охлаждения формирование близких по морфологическому типу структурных составляющих;
- формировании квазиоднородной структуры по толщине листового проката.

Следует отметить, что обеспечение заданного комплекса механических свойств и характеристик работоспособности в листовом прокате небольших толщин не вызывает существенных затруднений. Сложности возникают при увеличении толщины листового проката (от 40 мм и более). Связано это с тем, что неоднородность температур и деформаций по сечению массивных полуфабрикатов обуславливает неоднородность конечной структуры по толщине листового проката (рис. 2). В результате средний размер структурных элементов в поверхностных слоях и в середине по толщине листов может отличаться в 3...5 раз.

Проблема разработки нового поколения хладостойких сталей, в том числе с индексом «Arc»,



РИС. 2. Особенности формирования структуры в листовом прокате больших толщин



с высокой работоспособностью в листовом прокате толщиной до 100 мм решена путем выбора рационального сбалансированного содержания легирующих и микролегирующих элементов и обеспечения технологических условий формирования заданной структуры допустимой степени неоднородности и анизотропии по всей толщине листового проката при использовании специальных прецизионных технологий термомеханической и термической обработки.

Впервые для судостроительной практики разработаны количественные требования к различным параметрам структуры, определяющим получение заданных механических свойств сталей с пределом текучести не менее 355–750 МПа, низких температур вязко-хрупкого перехода $T_{к6}$ и нулевой пластичности NDT, работы удара в поверхностных слоях и в середине по толщине листов и критического раскрытия в вершине трещины CTOD при температурах испытаний -40°C и ниже, а также

предложена последовательная оценка допустимой степени неоднородности и анизотропии по всей толщине листового проката до 100 мм (то есть максимально допустимой разницы Δ каждого параметра по толщине). В данной статье рассмотрены некоторые ключевые параметры структуры. Для гарантированного обеспечения характеристик работоспособности в листовом прокате из низколегированных сталей с пределом текучести не менее 355–460 МПа, изготавливаемом по технологии термомеханической обработки с ускоренным охлаждением, должны выполняться комплексные требования к структурной анизотропии, морфологии, дисперсности и соотношению структурных составляющих, объемной доле и размерам областей бейнита реечной морфологии, а также к морфологическим и кристаллогеометрическим параметрам структуры на основе исследований «тонкого строения» металла, проведенных методами просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ) и автоматизированного анализа дифракционных картин обратного рассеяния электронов (EBSD-анализа).

РИС. 3. Влияние структурной анизотропии низколегированной стали на характеристики хладостойкости толстолистового проката: а – работу удара при низких температурах испытаний, б – температуры вязко-хрупкого перехода $T_{к6}$ и NDT, в и г – структура стали, соответствующая коэффициентам анизотропии K_a 0,95 и 1,43 соответственно

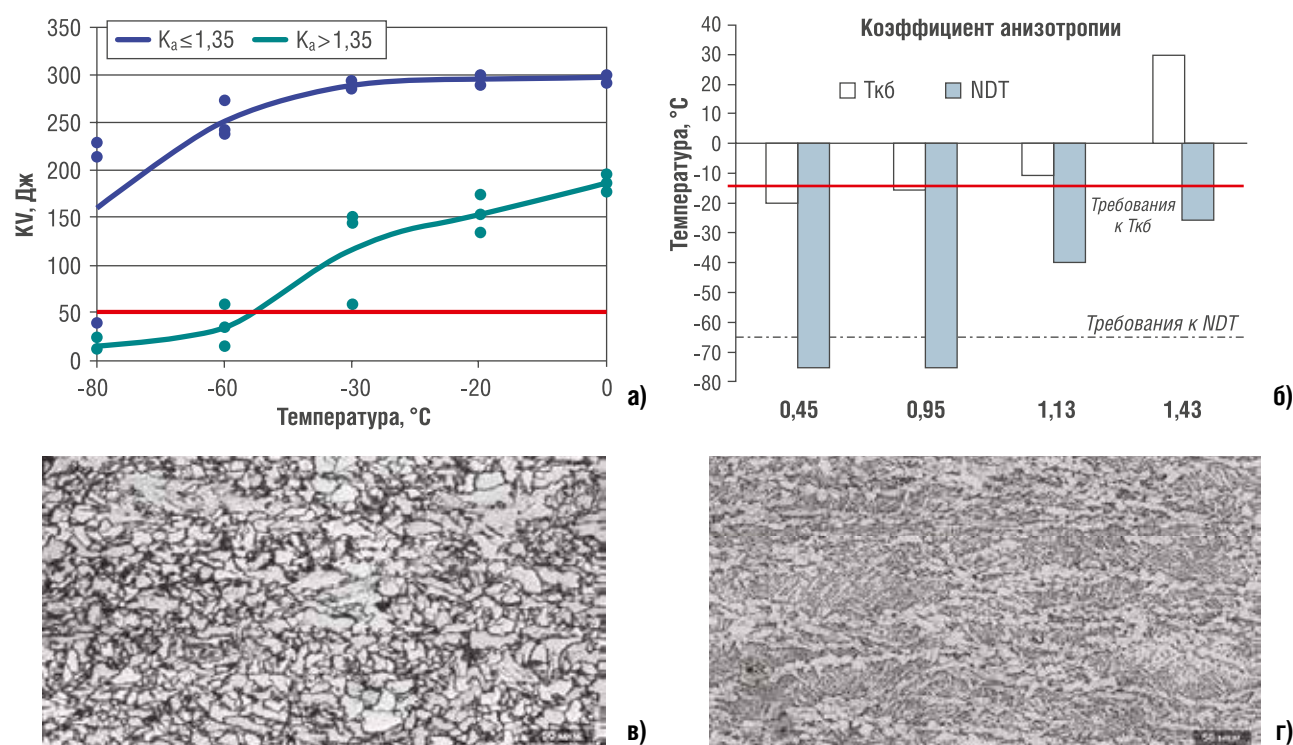
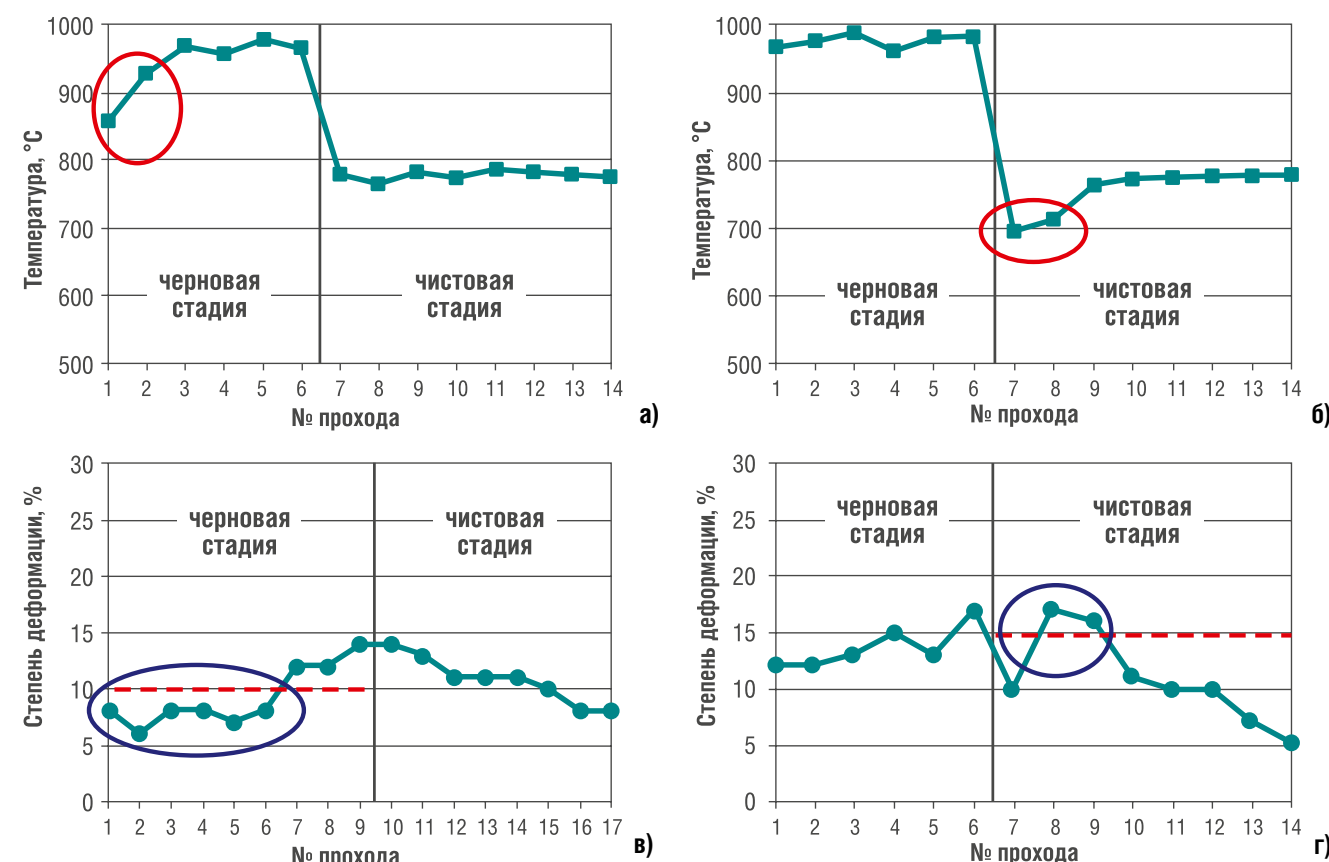


РИС. 4. Влияние технологических особенностей температурно-деформационных режимов прокатки на черновой (а, в) и чистовой (б, г) стадиях прокатки на формирование анизотропной ферритно-бейнитной структуры в низколегированных сталях (определяется коэффициентом K_a): а – $K_a = 1,88$, б – $K_a = 1,99$, в – $K_a = 2,26$, г – $K_a = 1,48$



На рис. 3 продемонстрировано влияние структурной анизотропии на результаты испытаний на ударный изгиб и значения критических температур $T_{к6}$ и NDT для листового проката больших толщин из низколегированных сталей. Для обеспечения высокой хладостойкости необходимо нормировать степень анизотропии ферритно-бейнитной структуры, одним из комплексных параметров оценки которой является коэффициент анизотропии K_a (определенный по аттестованной методике ООО «Тиксомет»), который характеризует наличие и выраженность приоритетной ориентации структурных составляющих.

Так, в листовом прокате толщиной до 100 мм из низколегированных сталей с пределом текучести не менее 355–460 МПа для обеспечения высокой работы удара при температурах испытаний $-60...-80^\circ\text{C}$ значения K_a не должны превышать 1,35 (рис. 3 а) при максимально допустимой разнице по толщине листов – 0,50. При этом для получения гарантированных характеристик работоспособности

при расчетной температуре эксплуатации конструкций -40°C (то есть удовлетворяющих требованиям к сталям с индексом «Arc40»), необходимо ужесточение требований к допустимому значению K_a – не более 1 (рис. 3б,в). Данные требования внесены в «Правила...» РМРС – 2019 г [1, 2].

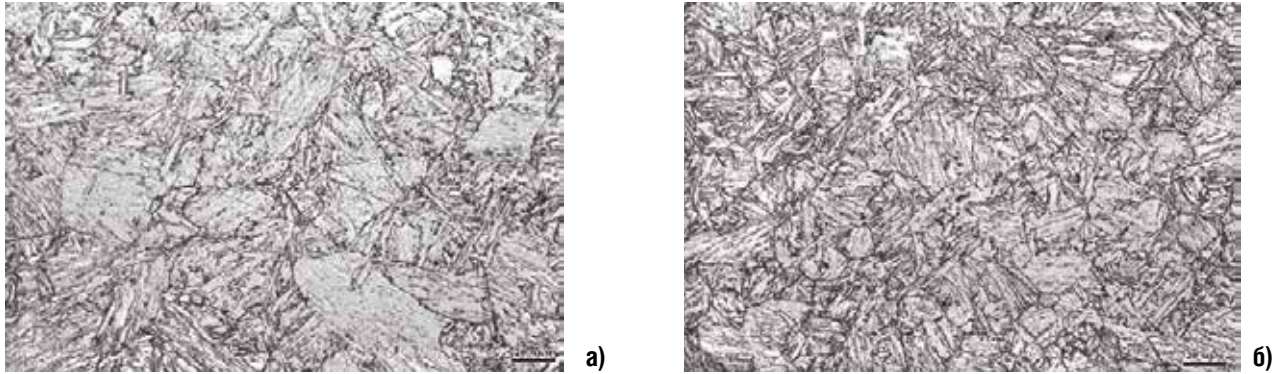
Формирование неблагоприятной анизотропной ферритно-бейнитной структуры, не позволяющей получить высокие характеристики хладостойкости и трещиностойкости в листовом прокате из низколегированных сталей, связаны с технологическими особенностями режимов термомеханической обработки, в частности, таких как несоблюдение температурных (рис. 4а,б) или деформационных параметров (рис. 4в,г) на черновой (рис. 4а,в) или чистовой (рис. 4б,г) стадиях прокатки.

Для высокопрочных экономнолегированных сталей с пределом текучести не менее 500–750 МПа, изготавливаемых по технологии закалки с прокатного нагрева с высокотемпературным

отпуском, в качестве основного структурного параметра необходимо нормировать размер бывшего аустенитного зерна (БАЗ) $D_{БАЗ,ср.}$ и степень неоднородности по размеру бывшего аустенитного зерна $\Delta = D_{БАЗ,макс.} - D_{БАЗ,мин.}$ по толщине листового проката, а также соотношение структурных составляющих (мартенсита и бейнита различной морфологии).

Для высокопрочных сталей использование одностадийной деформации приводит к повышению степени неоднородности и анизотропии структуры по толщине листового проката, и, как следствие, к снижению его хладостойкости. После одностадийной прокатки наблюдается существенная разнотекстурность – наряду с бывшими аустенитными зернами размером до 80 мкм наблюдаются мелкие зерна размером 5–15 мкм (рис. 5а). Максимальный размер бывших аустенитных зерен при использовании рациональных режимов прокатки по двухстадийной схеме не превышает 40 мкм по всей толщине листового проката 60 мм (рис. 5б).

РИС. 5. Структура в середине по толщине (60 мм) листового проката из экономнолегированной стали с гарантированным пределом текучести 500 МПа, изготовленного по одностадийной (а) и двухстадийной (б) схеме прокатки



Так, например, в экономнолегированной стали с гарантированным пределом текучести 500 МПа повышение дисперсности бейнитных областей, образовавшихся в пределах БАЗ, с 70 до 30 мкм приводит к существенному повышению хладостойкости листового проката больших толщин – средних

значений работы удара при температуре испытаний -60 °С – с 156 до 233 Дж, температуры вязко-хрупкого перехода $T_{к6}$ с +38 до -12 °С. Исследования, выполненные методом EBSD-анализа, показали, что помимо анизотропии и морфологических особенностей структуры, значимыми факторами

повышения хладостойкости и трещиностойкости судостроительных сталей являются ее «тонкие» параметры, которые характеризуют внутреннюю структуру деформированной стали и описывают субзеренные элементы с границами деформационного происхождения. Требуемые характеристики работоспособности «Arc»-сталей достигаются при определенной допустимой степени неоднородности (заданной изотропности) по толщине листов по каждому из определяемых данным методом параметров.

При двухстадийной прокатке в низко- и экономнолегированных сталях даже незначительные на первый взгляд изменения температурно-деформационных воздействий и варьирование химического состава в узких диапазонах (не более 0,20 % каждого элемента) могут привести к существенному изменению параметров структуры (и, как следствие, механических свойств и характеристик работоспособности листового проката).

В последние годы предложены новые способы формирования квазиоднородной по толщине листового проката структуры за счет усовершенствования

РИС. 6. Схема прецизионных технологических процессов производства нового поколения хладостойких сталей для Арктики (а) и оценка параметров структуры по толщине (50 мм) листового проката из низколегированной стали

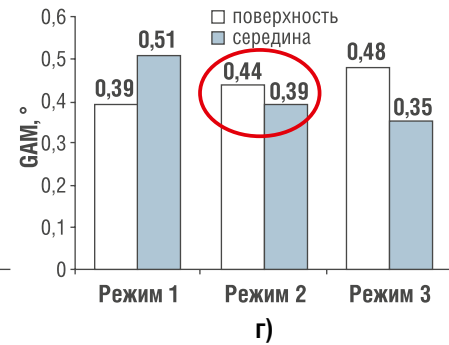
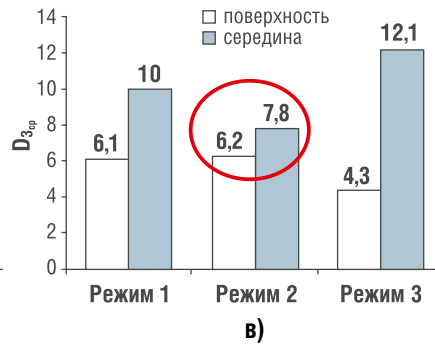
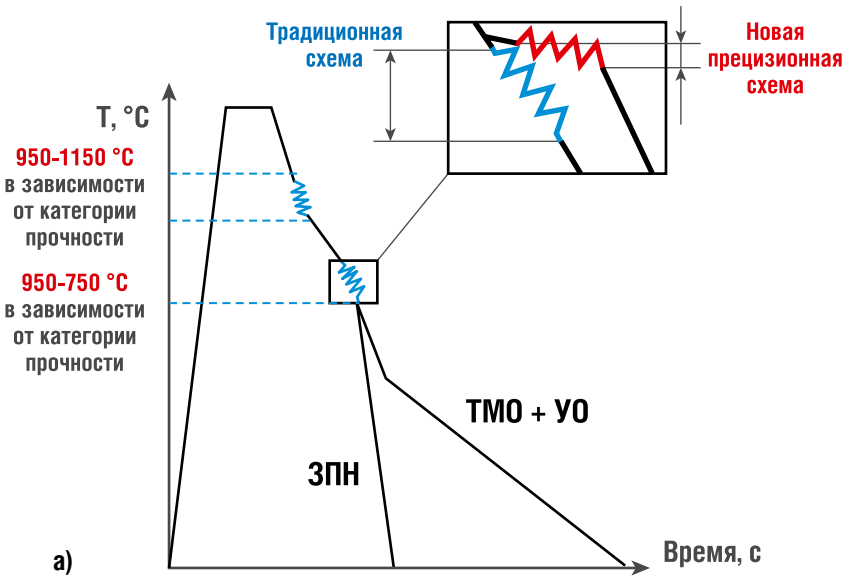


ТАБЛИЦА 1. Хладостойкие стали для Арктики, освоенные на крупнейших металлургических комбинатах

Категории прочности, МПа	Работа удара, в том числе после механического старения, не менее, Дж	Категория хладостойкости	Максимальная толщина листового проката, мм	Исходная заготовка	Технология производства
355	50	D, E, F	100	сляб, слиток	ТМО + УО
390		Arc	50		
		D, E, F	100		
		Arc	50		
420	80	D, E, F	60	Сляб	ТМО + УО
		D, E, F	61 – 100		ЗПН + О
		Arc	50		ТМО + УО
D, E, F		60	ТМО + УО		
460		D, E, F	61 – 100		ЗПН + О
		Arc	50		ТМО + УО
		D, E, F, Arc	60		З + О, ЗПН + О
620		D, E, F, Arc	60	сляб, слиток	З + О, ЗПН + О
690		D, E, F, Arc	50		З + О, ЗПН + О
750		D, E, Arc	40	слиток	З + О, ЗПН + О

температурно-деформационных схем прокатки, определяющие более высокие требования к организации и контролю параметров технологических процессов.

Возможности современного оборудования с автоматизированным управлением и высокой степенью воспроизводимости заданных технологических параметров позволили перейти к прецизионным режимам горячей пластической деформации при термомеханической обработке и закалке с прокатного нагрева (деформации в узком диапазоне температур с регламентируемой скоростью согласно заданной схеме обжатий). Они базируются на последовательном измельчении зеренной и субзеренной структуры стали за счет управления основными структурообразующими процессами на каждом этапе технологического передела (рис. 6а). Прецизионное управление технологическими параметрами (режим № 2 на рис. 6б-г) позволяет сформировать мелкодисперсную структуру заданной изотропности (с близкими параметрами) по всей толщине листового проката.

В табл. 1 представлен сортамент листового проката из хладостойких сталей для Арктики, производство которого освоено

и успешно внедрено на ведущих металлургических предприятиях нашей страны.

При изготовлении хладостойких сталей используется термомеханическая обработка с ускоренным охлаждением (ТМО+УО) для листового проката категорий прочности 355–390 МПа (толщиной до 100 мм) и 420–460 МПа (толщиной до 60 мм), закалка с отдельного печного или прокатного нагрева с последующим высокотемпературным отпуском (З+О или ЗПН+О) для листового проката категорий прочности 420–460 МПа (толщиной 61–100 мм) и 500–750 МПа (толщиной до 60 мм) при наличии высокотехнологичного автоматизированного термического оборудования.

Новые хладостойкие материалы уже используются для строительства крупнейших в мире атомных ледоколов проектов «Арктика», «Сибирь» и «Урал», дизель-электрического ледокола проекта Aker ARC 130 A, а также самого большого в мире многофункционального линейного дизель-электрического ледокола «Виктор Черномырдин». Еще одним крупнейшим объектом внедрения новых «Arc»-сталей станет сверхмощный атомный ледокол «Лидер».

Следующим шагом развития производства хладостойких сталей

является их унификация по химическому составу и категориям прочности, позволяющая варьировать необходимый комплекс эксплуатационных характеристик только за счет технологических воздействий.

Непрерывное совершенствование технологических процессов производства хладостойких сталей на основе фундаментальных и прикладных исследований способствует повышению надежности и безопасности эксплуатации сложной морской и инженерной техники. ●

Литература

- НД № 2-020101-095. Правила классификации и постройки морских судов. Часть XIII. Материалы. – С-Пб.: Российский морской регистр судоходства, 2017, 201 с.
- НД № 2-020201-013. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. – С-Пб.: Российский морской регистр судоходства, 2014, 484 с.
- ГОСТ Р 52927-2015. Прокат для судостроения из стали нормальной, повышенной и высокой прочности. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2015, 92 с.
- НД № 2-020101-095. Правила классификации и постройки морских судов. Часть II. Корпус. – С-Пб.: Российский морской регистр судоходства, 2017, 229 с.

KEYWORDS: cold-resistant steel, special equipment, Arctic development, critical temperatures, sheet metal.

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ

Разработка тампонажного камня с повышенными прочностными характеристиками

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ПОРОД. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОКАЗАЛ, ЧТО ДОБАВЛЕНИЕ МИКРОСИЛИКИ В КОЛИЧЕСТВЕ 10–12 % СОВМЕСТНО С ДОБАВЛЕНИЕМ РЕАГЕНТА ПЛАСТИФИКАТОРА В СОСТАВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА ПРИВОДИТ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ, СНИЖЕНИЮ ЕГО ПРОНИЦАЕМОСТИ, ПРИ ЭТОМ НЕ УВЕЛИЧИВАЯ ЕГО ПОРИСТОСТЬ

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF THE DEVELOPMENT OF CEMENT SLURRY FOR WELL CASING IN THE ZONE OF PERMAFROST ANALYSIS OF THE RESEARCH RESULTS SHOWED THAT THE ADDITION OF MICROSILICA IN AN AMOUNT OF 10–12 % AND PLASTICIZER REAGENT TO THE CEMENTING SLURRY LEADS TO AN INCREASE IN THE STRENGTH CHARACTERISTICS OF CEMENT STONE, A DECREASE IN ITS PERMEABILITY, REDUCING ITS POROSITY

Ключевые слова: тампонажный раствор, крепление скважин, мерзлые породы, прочностные характеристики, пористость, проницаемость, пластификатор, микрокремнезем.

Зимина Дарья Андреевна
аспирант кафедры бурения скважин,
Санкт-Петербургский горный университет

Двойников Михаил Владимирович
заведующий кафедрой бурения скважин,
Санкт-Петербургский горный университет,
д.т.н., доцент

Породы вечной мерзлоты широко распространены во всем мире и составляют около 47 % территории России. Большое внимание к изучению мерзлотных условий Западно-Сибирской низменности привлекли открытия на севере этого региона крупных

газоконденсатных месторождений: Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Харасавейское, Бованенковское и другие. Распределение температур в мерзлоте составляет $-8-0^{\circ}\text{C}$. На рис. 1 представлены основные газовые и газоконденсатные месторождения Западной Сибири и Арктического шельфа.

Присутствие мерзлых пород в геологическом разрезе скважин может вызвать серьезные проблемы, приводящие к таким осложнениям, как межколонные потоки, растепление мерзлых пород, ведущее к обратному промерзанию и смятию обсадных

РИС. 1. Карта расположения основных газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири и Арктического шельфа



колонн, недоподъем цементного раствора до устья скважины, приустьевые обвалы и т.д. Одной из основных задач цементирования скважин в криолитозоне является создание достаточно герметичной и долговременной крепи путем разработки тампонажного состава с регулированием его теплофизических и технологических свойств.

В интервале мерзлых пород цемент в затрубном пространстве скважины формируется при одновременном воздействии отрицательной температуры – со стороны стенки скважины и положительной – со стороны обсадной колонны. Поэтому, одной из основных задач разработки тампонажных составов для цементирования скважин в интервале распространения мерзлых пород является обеспечение схватывания состава за короткое время до замерзания с быстрым темпом набора прочности, а также

отсутствие усадки тампонажного камня, низкой пористости и проницаемости.

Одним из самых распространенных методов повышения прочности тампонажного камня является ввод в цементный раствор тонкомолотые минеральные добавки. Такие ультрадисперсные добавки активно учувствуют в процессе структурообразования цементного камня, уплотняя ее, путем заполнения пространства между частицами цемента.

Анализ теоретических исследований в области гидратационных процессов упрочнения минеральных вяжущих химического и морфологического состава минералов позволил рекомендовать микрокремнезем в качестве добавки к цементу, как компонент, повышающий прочность цементного камня [1].

Большой интерес ученых, а также вопрос практической и экологической выгоды связан

с возможностью использования наносиликата в различных отраслях промышленности, в том числе в строительстве. Производство кремния связано с образованием значительного количества пылевых отходов, которые характеризуются высоким уровнем SiO_2 от 85 до 96 %. Существующие газоочистные сооружения не могут обеспечить эффективную очистку отработанных газов и утилизацию наносиликата. Около 35 000 тонн мелкой пыли образуется ежегодно при производстве металлургического кремния в России. Из-за этого хранения на шламовых полях возникают значительные экономические потери, связанные, во-первых, со стоимостью хранения, а во-вторых, с упущенной выгодой от их промышленного и строительного использования. Утилизация и использование пылевых отходов производства кремния рекомендуется рассматривать как одно из важных направлений в экономике и повышении экологической безопасности прилегающих хранилищ.

В настоящее время известно, что микрокремнезем широко используется в строительстве, для изготовления прочного бетона. Указывается, что 1 кг микрокремнезема обеспечивает такую же прочность, как 5 кг портландцемента. Кремниевая пыль в составе тампонажного раствора-камня улучшает такие характеристики, как прочность на сжатие и изгиб, адгезию, износостойкость, морозостойкость и химическая стойкость, а также значительно снижает проницаемость и пористость цементного камня [2].

Микрокремнезем является высокоактивной пуццолановой добавкой к цементу с мелким гранулометрическим составом, который при взаимодействии с цементным раствором, создает условия для превращения хрупкого гидроксида кальция (образующегося при смешивании цементной смеси с водой и гидратирующим клинкерным материалом) в кристаллический силикат кальция. Микрочастицы заполняют пространство, которое выделяется водой. Соответственно, плотность композиции увеличивается, что, в свою очередь, также увеличивает ее прочность.

РИС. 2. Зависимость растекаемости раствора от типа и количества вводимого пластификатора

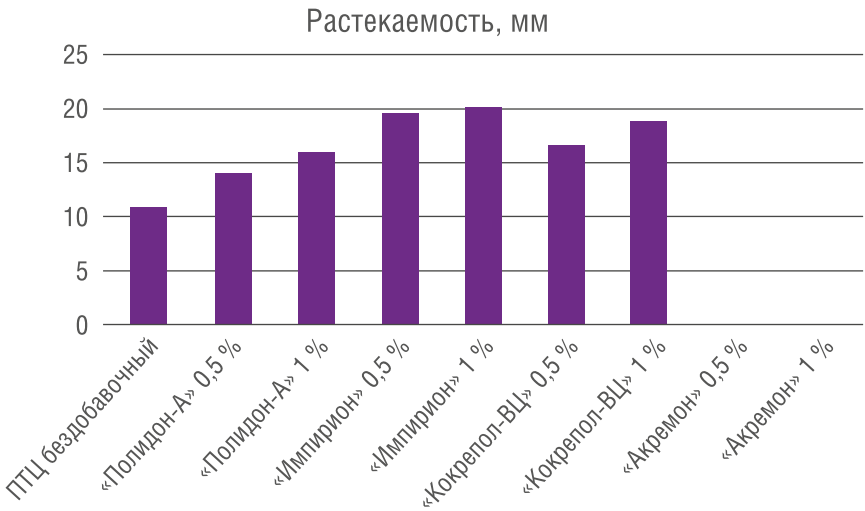
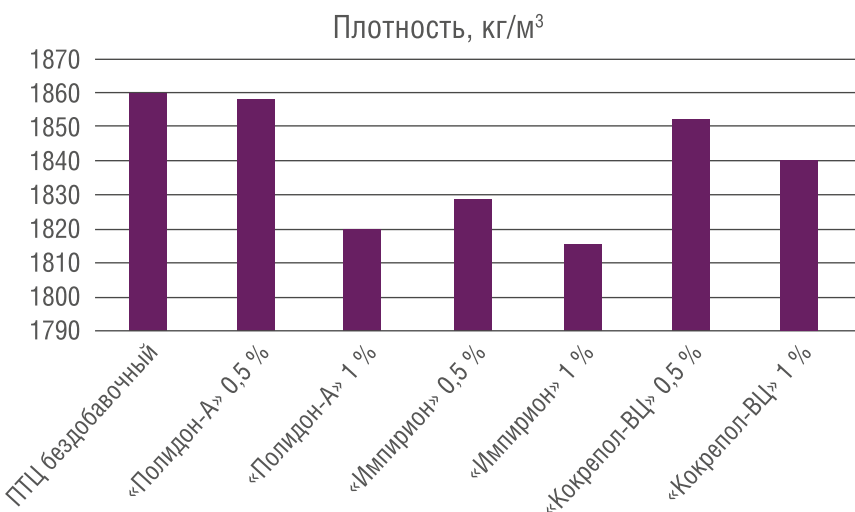


РИС. 3. Зависимость плотности раствора от типа и количества вводимого пластификатора



Для обеспечения беззасадочной крепи скважины в состав вводятся расширяющие добавки. Исходя из трех известных видов расширения тампонажных растворов – оксидного, сульфоалюминатного и с добавление газовыделяющих компонентов, наиболее подходящим для условий крепления скважин является оксидный.

Расширение, происходящее за счет оксидов кальция или магния, является максимальным при минимальной концентрации добавки.

В качестве расширяющегося материала вводится оксид кальция в количестве 5–7%. При введении добавки более 7% начинает снижаться прочность цементного камня на изгиб.

Для ускорения сроков схватывания, необходимых при цементировании

скважин в мерзлых породах, в состав вводится 4% хлорида кальция. 4%-ный во дный раствор хлорида кальция обладает высокой скоростью тепловыделения в начале реакции гидратации при минимальном количестве выделяющегося тепла в целом. CaCl₂ более чем 4 % в составе может вызвать большее растепление мерзлых пород в следствие своей экзотермической реакции, а также коррозию металла. Тампонажные составы, затворяемые на таком рассоле, не замерзают при температурах до -10 °С, при этом сохраняя подвижность раствора в пределах необходимого для продавливания в затрубное пространство времени.

Методика приготовления тампонажного раствора осуществляется следующим

образом: оксид кальция, микросилика и портландцемент ПЦТ-1-50 смешиваются в сухом виде, а 4%-ный водный раствор хлорида кальция используется в качестве жидкости затворения с водоцементным отношением 0,5. Затем, в готовую смесь, для обеспечения необходимой прокачиваемости раствора, добавляется пластификатор.

В работе [3] исследуется тампонажный раствор с добавлением микрокремнезема, но без добавления пластифицирующих добавок и ускорителей сроков схватывания. Состав, содержащий свыше 5 % микросилики обладает низкими показателями подвижности, поэтому для обеспечения необходимой прокачиваемости тампонажного раствора и достижения оптимальных сроков его твердения при низких скважинных температурах, путем сокращения количества свободны воды в составе, необходимо добавлять реагент-пластификатор.

Задачи, которые выполняет пластифицирующая добавка в цементном растворе, это повышение растекаемости раствора и снижение его пластической вязкости. Проводятся опыты по определению вида вводимого пластификатора и его количества. Все растворы тестируются с содержанием в составе микрокремнезема. Данные представлены на рис. 2–3.

Для дальнейших исследований добавка «Акремон» больше не использовалась из-за своей диспергирующей способности по карбонату кальция и невозможности проведения испытаний.

На основании полученных данных для дальнейших исследований был выбран полимер «Импирон». «Импирон» – воднополимерная система на основе аморфного линейного полимера поли-N-винилпирролидона (ООО «ОргполимерсинтезСПБ», Санкт-Петербург, Россия). Далее «Импирон» вводился в состав тампонажного раствора в количестве 0,2–1 %, проводились опыты по определению сроков схватывания, растекаемости и прочностных характеристик. Увеличение содержания пластификаторов в составе

ТАБЛИЦА 1. Результаты лабораторных исследований тампонажных растворов с добавление микросилики

Вводимый реагент-пластификатор	Количество реагента-пластификатора, %	Количество микросилики, %	Сроки схватывания, час		Сроки схватывания в криокамере, час		Растекаемость, мм	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	Прочность на изгиб через 2 суток, МПа	Прочность на сжатие в криокамере через 2 суток, МПа	Прочность на изгиб в криокамере через 2 суток, МПа
			начало	конец	начало	конец					
Б/Д	0	0	7,0	7,5	8,3	9,2	16,0	11,8	3,8	10,6	2,5
Б/Д	0	5	6,5	7,4	7,4	8,6	15,0	14,3	4,2	11,2	3,6
Б/Д	0	10	6,0	7,4	7,2	8,0	11,0	17,6	5,2	13,0	4,5
Б/Д	0	15	5,5	7,0	6,0	7,5	8,0	15,1	4,3	11,9	4,1
Импирон	0,5	5	7,0	7,8	8,1	8,8	19,8	14	4,5	12,0	3,9
Импирон	0,5	10	6,8	8,2	7,9	8,9	19,3	18,4	5,6	13,4	4,9
Импирон	0,5	15	6,6	7,9	7,7	8,4	16,2	15,4	4,4	12,9	4,4
Импирон	0,7	5	7,4	8,3	8,4	9,5	20,4	14,2	4,5	12,3	4,0
Импирон	0,7	10	7,1	8,1	8,0	9,0	19,0	18,6	5,8	13,6	5,0
Импирон	0,7	15	6,7	7,5	8,1	9,2	17,4	15,5	4,5	12,6	4,4
Импирон	1	5	8,1	9,3	9,0	10,6	22,1	14,2	4,8	12,4	4,2
Импирон	1	10	7,8	8,8	8,8	10,0	20,9	18,7	5,7	13,6	5,0
Импирон	1	15	7,6	8,8	8,6	9,8	18,8	15,6	4,7	12,8	4,2

цементной смеси более 1 % еще в большей степени разжижает тампонажную суспензию, но не целесообразно с экономической точки зрения. Ниже представлена таблица 1, показывающая результаты проведения экспериментов по определению необходимого количества добавок (средний результат нескольких измерений).

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод что оптимальное значение содержания микросилики находится в пределах 10–12 %. При введении в состав раствора ультрадисперсной добавки свыше 15 % происходит растрескивание образца.

Поли-N-винилпирролидон рекомендуется добавлять в цементную композицию в количестве 0,5–0,7%. Поскольку разница в показателях растекаемости и прочности на изгиб и на сжатие не значительна в сравнении с вводом 1 % пластификатора, но при этом значительно ухудшаются сроки схватывания, не рекомендуется

добавлять более 1 % «Импирона». Также из таблицы можно увидеть, что такое содержание пластификатора и микросилики не влияют существенно на сроки схватывания при нормальной и отрицательной температурах.

Для камня без добавок кремнезема показатели прочности были значительно меньше, чем для камня с добавкой ультрадисперсного состава. Разработанный тампонажный состав способствует повышению качества крепи скважины за счет увеличения прочностных характеристик цементного камня (на 35–40 %).

После проведения исследований на открытую, закрытую и общую пористость на приборе Sky Scan 1173 американской корпорации Bruker можно сделать вывод, что микросиликаты также влияют и на пористость тампонажного раствора-каменя. Это обусловлено тем, что её микрочастицы имеют большую удельную поверхность и отличаются химической активностью, то есть могут

выступать как добавки, ускоряющие реакцию гидратации, а также как нанонаполнитель, снижающего пористость. В следствие этого, следует отметить, что газопроницаемость цементного камня тоже снижается с 3,5 до 1,2 мД. ●

Литература

- Агзамов Ф.А., Конесев Г.В., Хафизов А.Р. Применение дезинтеграторной технологии для модификации материалов, используемых при строительстве скважин. Часть I // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9, № 2. – С. 119–137. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-119-137.
- Мункхтувшин Д., Балабанов В.Б., Пуценко К.Н. Опыт применения добавок микро- и наносилики из отходов кремниевого производства в бетонных изделиях // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2017. – Т. 7, № 3. – С. 107-115. DOI: 10.21285/2227-2917-2017-3-107–115.
- Бажин В.Ю., Двойников М.В., Глазьев М.В., Куншин А.А. Исследование свойств тампонажных растворов с добавкой отходов производства фтористого алюминия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3 (327). – С. 39–42.

KEYWORDS: cementing slurry, well casing, permafrost, strength characteristics, porosity, permeability, plasticizer, microsilica.

ТРУБОПРОВОДЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Электротехнический комплекс для автономного электроснабжения систем обнаружения утечек нефти

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМЕ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕПРОВОДАХ. ПРИВЕДЕНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РОЗЛИВОВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. РАССМОТРЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, НОРМАТИВНЫЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ (СОУ) ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. АВТОРАМИ ПРЕДЛОЖЕНО НОВОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОУ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ТРУДНОДОСТУПНОЙ МЕСТНОСТИ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОУ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ОСНОВАН НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОДУЛЕЙ ТЕРМОЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРОВ. ОБОСНОВАН СОСТАВ И ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ДОСТАТОЧНОСТЬ АВТОНОМНОГО КОМПЛЕКСА. АВТОРАМИ РАЗРАБОТАН ИМИТАЦИОННЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД, НА КОТОРОМ ПРОВЕРЕНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСА. АВТОРАМИ ОБОСНОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ УСТАНОВКИ ПОДОБНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТРУБОПРОВОДАХ В РАЗЛИЧНЫХ ИСПОЛНЕНИЯХ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE TOPICAL ISSUE OF LIQUID HYDROCARBON LEAK DETECTION IN OIL PIPELINES. THE TECHNICAL, ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC CONSEQUENCES OF LIQUID HYDROCARBON SPILLS ARE PRESENTED. THE TECHNOLOGICAL, REGULATORY AND GEOGRAPHICAL ASPECTS OF THE USE OF EXISTING LEAKAGE DETECTION SYSTEMS (LDSS) OF LIQUID HYDROCARBONS ARE CONSIDERED. THE AUTHORS HAVE PROPOSED A NEW SOLUTION FOR AUTONOMOUS POWER SUPPLY OF LIQUID HYDROCARBON'S LDS FOR PIPELINES LOCATED IN INACCESSIBLE AREAS. THE PROPOSED AUTONOMOUS POWER SUPPLY COMPLEX FOR LIQUID HYDROCARBON'S LDS IS BASED ON UNITS OF THERMOELECTRIC GENERATORS. THE COMPOSITION AND PARAMETRIC SUFFICIENCY OF THE AUTONOMOUS COMPLEX IS SUBSTANTIATED. THE AUTHORS HAVE DEVELOPED THE SIMULATION LABORATORY BENCH, WHICH VERIFIED THE TECHNICAL CHARACTERISTICS OF THE COMPLEX. THE AUTHORS HAVE SUBSTANTIATED THE POSSIBILITY OF INSTALLING SUCH COMPLEXES ON EXISTING PIPELINES IN VARIOUS DESIGNS

Ключевые слова: Автономное электроснабжение, термоэлектрогенератор, термоэлектрический генератор, система обнаружения утечек, узел сбора информации, нефтепровод.

**Бельский
Алексей Анатольевич**

Санкт-Петербургский горный университет, зам. декана энергетического факультета, к.т.н.

**Глуханий
Дмитрий Юрьевич**

Санкт-Петербургский горный университет, магистрант энергетического факультета

**Добуш
Василий Степанович**

Санкт-Петербургский горный университет, доцент кафедры общей электротехники, к.т.н.

Общая протяженность магистральных нефтепроводов на территории России составляет около 70 тыс. км, а промысловых свыше 400 тыс. км [1]. Освоение новых месторождений углеводородов требует интенсивного развития нефтегазотранспортной системы, вследствие этого, протяженность нефтепроводов ежегодно увеличивается.

По мере истощения запасов нефти и газа на суше в России активизируется изучение континентального шельфа. Российская береговая линия имеет самую большую в мире протяженность. В последнее время компании осуществляют деятельность в наиболее сложной для работы арктической зоне.

По совокупному нефтегазовому потенциалу осадочные бассейны российского арктического шельфа сравнимы с крупнейшими нефтегазоносными регионами мира. По оценкам отраслевых экспертов, к 2050 году шельф Арктики может обеспечивать от 20% до 30% всей нефтедобычи [2].

В арктических регионах европейской России, где уже есть отдельные магистральные нефте- и газопроводы, перспективным способом развития систем транспорта углеводородов видится подключение периферийных скважин и месторождений к магистральным трубопроводам, а там, где проекты по освоению недр только разрабатываются, целесообразным видится осуществление расчета

РИС. 1. Последствия утечек нефти из трубопроводов



конкурентоспособности трубопроводного транспорта, по сравнению с морскими и железнодорожными перевозками, а также его совместимости и взаимодополняемости с этими видами перевозок (для целей локальных сетевых транспортировок) [3].

Износ основных производственных фондов (в частности: трубопроводного транспорта) ведет к чрезвычайным ситуациям, в том числе к авариям на нефтепроводах, сопровождающимися разливами нефти. Экологические последствия при этом носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов. Даже относительно небольшая утечка нефти может оказать опустошительное действие на окружающую среду, особенно если продукт попадает в водную систему (см. рис. 1).

Кроме того, на морских трубопроводах аварии приводят к серьезным осложнениям при разработке месторождений, значительным ущербам окружающей среде и расходам материально-технических ресурсов на их устранение. В России не разработаны в достаточной мере вопросы технической диагностики морских трубопроводов, нормативные требования к их обследованию при эксплуатации, обнаружению дефектов в стенках труб, нарушений герметичности [4].

ТАБЛИЦА 1. Сведения об авариях с разливами нефти на объектах ТЭК в 2018 году

Объект ТЭК	Количество порывов нефтепроводов, шт.		Недобор нефти из-за порывов нефтепроводов, тонн
	всего	в т.ч. из-за коррозии, шт. / %	
Нефтяные компании	7 771	7 017 / 90 %	53 151
Прочие производители	355	310 / 87 %	1 770
Всего по России	8 126	7 327 / 90 %	54 921

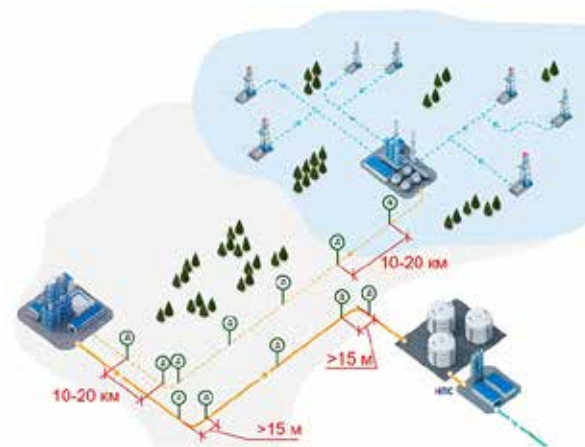
По опыту нефтепромыслов Западной Сибири в 92% случаев причиной аварий на промысловых нефтепроводах является внутренняя коррозия трубопровода, в 3% – внешняя коррозия трубопровода, в 2,7% – нарушение правил эксплуатации, 1,4% – строительный брак [5]. В 90% случаев причиной появления аварий на магистральных нефтепроводах является коррозия металла. Объем недобора нефти из-за порывов нефтепроводов в 2018 г. составил 54,9 тыс. тонн, что составило порядка 1% от общего объема добычи в этом же году (см. таблицу 1) [6].

Обеспечение безопасной и надежной эксплуатации нефтепроводов, а особенно в арктическом регионе, представляет собой первостепенную задачу, для решения которой применяются

различные системы обнаружения утечек (СОУ) нефти, основанные на методах постоянного (метод гидравлической локации утечки, метод сравнения расходов, метод сравнения скорости изменения расходов, метод акустической эмиссии и др.) или методах периодического контроля (метод дифференциальных давлений, зондовый метод, радиоактивный метод, акустический метод и др.) [7]. Основная функция СОУ – это выявление самого факта возникновения утечки и установление ее координат. Для обнаружения места утечки и ее объема система с помощью первичных преобразователей определяет статическое и динамическое давление, а также расход в трубопроводе.



РИС. 2. Схема расположения датчиков СОУ на трубопроводах



Одной из проблем СОУ нефти является то, что зачастую нефтепроводы находятся в удаленных и труднодоступных местах, при этом на прямолинейных участках трубопровода расстояние между местами установки датчиковых систем составляет от 10 до 20 км, а в случае, если трубопровод имеет непрямолинейные участки, датчиковые системы должны устанавливаться на расстоянии не менее 15 м от места изменения прямолинейности, согласно требованиям к данным системам (см. рис. 2) [8].

Вынужденное увеличение расстояния между контрольными точками снижает точность определения местоположения аварии, а также повышает вероятность несрабатывания системы при малых утечках или наоборот увеличивает вероятность ложных срабатываний. Например, система LDS, основанная на акустическом методе обнаружения утечек, позволяет точно и быстро локализовать утечку с погрешностью 0,5–1% расстояния между измерительными точками [9].

Расположение нефтепроводов в удаленных и труднодоступных местах осложняет организацию надёжного электроснабжения приемно-регистрирующей и вспомогательной аппаратуры (средний уровень) и измерительного оборудования (нижний уровень) в составе СОУ (см. рис. 3). При этом суммарная средняя мощность электропотребителей в составе

узла сбора информации СОУ нефти не более 5 Вт [8].

Существующими способами электроснабжения среднего и нижнего уровней узла сбора информации СОУ нефти являются:

- вдольтрассовые линии электропередач (ЛЭП) 0,4/6/10/35/110 кВ с питанием от централизованной энергосистемы;
- вдольтрассовые линии электропередач (ЛЭП) 0,4/6/10 кВ с питанием от локальных энергоисточников (например: дизель-электрические или газотурбинные установки);
- автономные комплексы с использованием возобновляемых источников энергии (например: ветроэлектрические и фотоэлектрические установки).

В случае, когда вдоль нефтепровода проложена кабельная или воздушная ЛЭП, сложностей с электропитанием среднего и нижнего уровней СОУ нефти не возникает. Однако, постройка ЛЭП вдоль всей трассы нефтепровода влечет значительные капитальные затраты.

Применение автономных комплексов на базе ветроэлектрических установок ограничивают следующие факторы: отсутствие достаточного ветропотенциала в предполагаемом месте установки; работа движущихся частей (ветроколеса и ротора генератора) в условиях экстремально низких температур окружающего воздуха (ниже минус 50 °С);

РИС. 3. Структурная схема СОУ нефти



снеговая нагрузка, особенно при около нулевых значениях температуры воздуха; значительная неравномерность графика генерации, компенсация которой требует наличие аккумуляторов повышенной емкости.

Применение автономных комплексов на базе фотоэлектрических установок ограничивают следующие факторы: наличие полярной ночи в арктическом регионе; снеговая нагрузка, особенно при около нулевых значениях температуры воздуха.

Таким образом все вышеуказанные способы электроснабжения обладают своими недостатками, которые ограничивают возможность применения и размещения узлов сбора информации СОУ на нефтепроводах.

Для решения данной проблемы предлагается применение разрабатываемого авторами электротехнического комплекса для автономного электроснабжения СОУ нефти с источником питания на базе термоэлектродвигательных модулей (ТЭМ) [10]. Данный комплекс является автономным, взрыво- и пожаробезопасным, малообслуживаемым (не чаще 1 раза в год) и обладает высоким сроком службы (не менее 10 лет).

Для обеспечения эффективной работы ТЭМ необходимо обеспечить максимально допустимую разность температур между сторонами модуля, для этого к одной его стороне надо подвести тепло (Q_h), а с другой – обеспечить эффективный отвод тепловой энергии (Q_c).

РИС. 4. Зонирование по типу исполнения



Вырабатываемая электрическая мощность прямо пропорциональна квадрату разности температур (ΔT): $P = (Q_h - Q_c) \sim \Delta T^2$.

До настоящего времени существенным ограничением преимуществ термоэлектрического преобразования остается относительно низкий коэффициент эффективности преобразования теплового потока в электрическую энергию – от 3 до 8%. Однако в ситуации, когда для относительно небольших нагрузок невозможно или экономически нецелесообразно подвести централизованные или локальные линии электропередачи, термоэлектродвигательный источник питания (ТЭГ) может стать незаменимым.

Установка ТЭГ на нефтепровод, температура которого выше 40 °С, позволяет достигнуть необходимой разности температур между горячей и холодной сторонами модулей для генерации электроэнергии [11]. ТЭГ наиболее эффективен в зимнее время года, когда температура окружающей среды отрицательная, а температура нефтепровода может достигать 40–60 °С. Явным ограничением в применении ТЭГ в качестве источника электроэнергии является сложность достижения необходимой разности температур в летний период, особенно в континентальном климате.

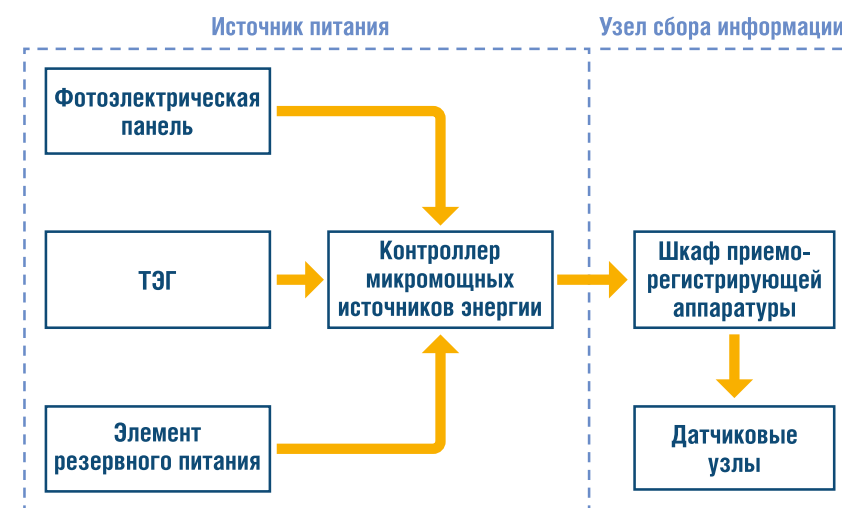
В зависимости от географического месторасположения (см. рис. 4) можно выделить следующие типы исполнения автономного комплекса электроснабжения СОУ в нефтепроводах с применением ТЭГ:

- 1 тип (пассивный воздушный теплоотвод) – для применения на наземных нефтепроводах в зонах северного климата;

- 2 тип (теплоотвод с технологией фазового перехода) – для применения в зонах континентального климата и на подземных нефтепроводах;
- 3 тип (пассивное водяное охлаждение) – для сегмента шельфовых нефтепроводов.

В случае применения 1 и 2 типов исполнения может возникать необходимость значительного увеличения числа используемых термоэлектродвигательных модулей в составе комплекса, из-за снижения эффективности охлаждения ТЭГ в летний период. Эта проблема решается путём использования в качестве второго источника питания (см. рис. 5) – фотоэлектрической панели (ФЭП). Эффективность того или иного источника будет существенно снижаться в разное время года (ТЭГ в летнее, а ФЭП в зимнее), что позволит компенсировать взаимные недостатки [12, 13].

РИС. 5. Структурная схема комплекса электроснабжения на базе ТЭГ и ФЭП



Представленная структурная схема позволяют передавать информацию от датчикового узла в непрерывном режиме или через определенные отрезки времени. В режиме покоя электроэнергия запасается в резервном источнике питания. Резервным источником могут служить аккумуляторы LiFePO_4 или $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$. Контроллер осуществляет оптимальный режим энергопотребления и поддержания заряда аккумуляторов. Таким образом, достигается гибкость системы и прямая зависимость капитальных затрат от необходимой периодичности обновления данных и конкретных условий эксплуатации узла сбора информации.

Для исследования режимов работы ТЭГ в составе автономного комплекса электроснабжения, был разработан имитационный лабораторный стенд представленный на рис. 6. Состав лабораторного стенда: (1) емкость для нагрева жидкости; (2) термореле для задания уставки температуры нагрева жидкости; (3) циркуляционный насос; (4) модель стенки трубопровода; (5) ТГМ; (6) радиатор воздушного пассивного охлаждения; (7) блок контроля температуры «горячей» и «холодной» стенок ТГМ; (8) блок нагрузки; (9) и (10) прибор для измерения тока и напряжения, соответственно.

Полученные в результате исследования энергетические характеристики одного ТГМ (ТГМ-127-1,0-0,8) при сопротивлении нагрузки, равной внутреннему сопротивлению модуля (около 15,3 Ом) представлены на рис. 7.

РИС. 6. Имитационный лабораторный стенд

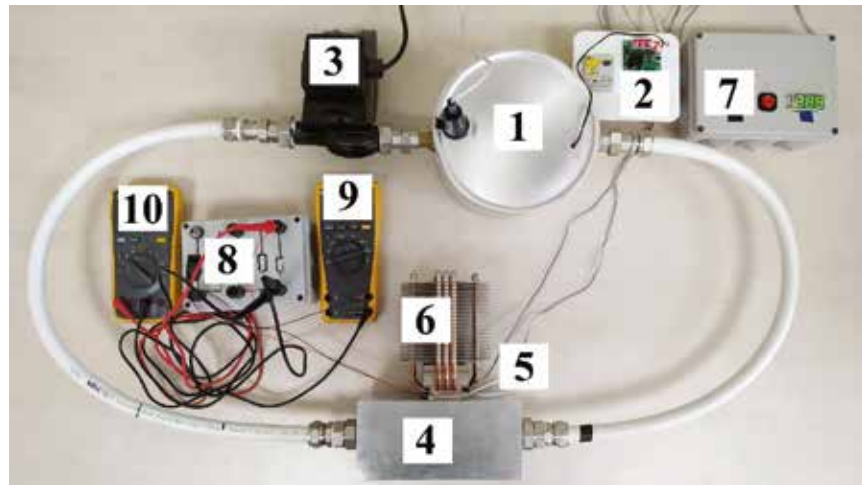
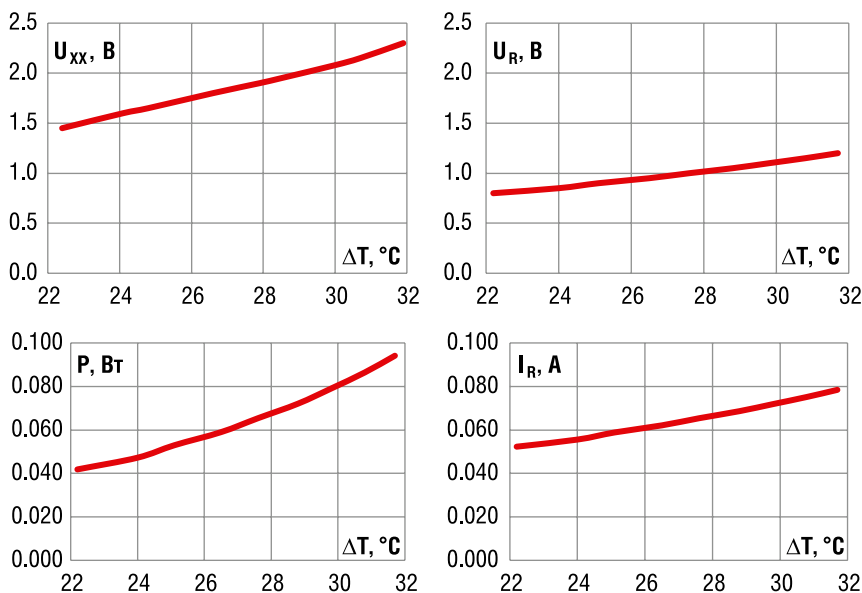


РИС. 7. Энергетические характеристики ТГМ



При использовании автономных комплексов с ТЭГ (тип исполнения 2) в зоне арктического пояса для обеспечения электроэнергией узлов сбора информации СОУ в нефтепроводах (температура нефти 40 °С) потребуются установка 65 ТГМ (общей площадью 0,10 м²). При использовании комплексов с ТЭГ в зоне субарктического пояса, к расчетному количеству ТГМ для гарантированного электроснабжения потребителей СОУ в летний период целесообразно добавить ФЭП номинальной мощностью 50–100 Вт. При установке ТЭГ (тип исполнения 3) на морских нефтепроводах (температура нефти 40 °С) для обеспечения электроэнергией узлов сбора информации СОУ нефти потребуются установка около 50 ТГМ (общей площадью 0,08 м²).

Шельфовые нефтепроводы относительно небольшой протяженности имеются в Печерском море (отгрузочный трубопровод Варандейского нефтяного терминала), на Балтике (месторождение Д-6), на шельфе Сахалина. В дальнейшем, по мере развития работ на арктическом шельфе, следует ожидать существенного увеличения количества морских нефтепроводов, а также нефтепроводов в арктическом регионе, на которых возможна установка разрабатываемого комплекса, в том числе промысловых. Применение разрабатываемого комплекса решает не только проблему энергоэффективного электроснабжения СОУ нефти, но и, благодаря возможности более частой установки данных

систем, а также их установки в труднодоступных местах, в частности в арктическом регионе, уменьшает время поиска места аварий на нефтепроводах, что снижает как негативное воздействие на окружающую среду, так и финансовые затраты предприятий на ликвидацию аварий. ●

Литература

1. Владимир В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. 2014, № 1. С. 217–229.
2. Территория богатств // URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2019/11/681/ (дата обращения: 15.03.2020).
3. Системы транспорта углеводородов (УВ) в Арктике // URL: <https://russiancouncil.ru/arctic-petroleum-transport#rec79022075> (дата обращения: 10.05.2020).
4. Лаптева Т.И. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа // Диссертация... доктор технических наук / УГНТУ, 2019. 289 с.
5. Мамонтов А.А., Смышлёв М.А. Статистический анализ причин возникновения утечек на промысловых нефтепроводах // Российско-китайский научный журнал «Содружество». 2018, № 23. С. 26–29.
6. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году». М.: Минприроды России; НПП «Кадастр», 2019. 844 с.
7. Хасенова Д.Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ // Молодежь и наука: сб. мат. науч.-технич. конф. URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/thesis/s026/s026-058.pdf> (дата обращения: 10.09.2018).
8. ЭТМС.СТО 7.2.1-030-2015. Общие технические требования. Система обнаружения утечек. М., 2016. 40 с.
9. Система обнаружения утечек и ударов для трубопроводов L.D.S. Техническая презентация // URL: proco-france.com (дата обращения: 23.01.2019).
10. Бельский А.А., Глуханов Д.Ю., Добуш В.С. Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов // Патент на изобретение № RU 2682767 C1. Дата регистрации: 05.06.2018.
11. Belsky A.A., Dobush V.S., Kuksov N.A., Gluhanich D.Y. Autonomous power supply complex for oil leakage detection system in pipelines // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019, vol. 643(1). DOI: 10.1088/1757-899X/643/1/012029.
12. Dobush V.S., Belsky A.A., Skamyin A.N. Electrical Complex for Autonomous Power Supply of Oil Leakage Detection Systems in Pipelines // Journal of Physics: Conference Series. 2020, vol. 1441(1). DOI: 10.1088/1742-6596/1441/1/012021.
13. Бельский А.А., Добуш В.С., Глуханов Д.Ю., Пудкова Т.В. Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов // Патент на изобретение. Регистрационный № 2019142516. Дата регистрации: 16.12.2019.

KEYWORDS: *Autonomous power supply, thermoelectric generator, leakage detection system, data collection's point, oil pipeline.*

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ - РОССИЯ: НОВЫЙ РАУНД ЦЕНОВОЙ ВОЙНЫ НА НЕФТЯНОМ РЫНКЕ

I Handelsblatt

Якоб Блуме

После ценовой войны нефть несколько подорожала. Но эксперты дают мрачные прогнозы относительно российских позиций: страна расплачивается за то, что не обновила вовремя технологии нефтедобычи. С 1 мая действуют жесткие ограничения по добыче. Месторождения в Западной Сибири серьезно истощены. Российские нефтяники уже много лет стараются поддерживать добычу на высоком уровне с помощью водяного пара и химикатов. Но импортные химикаты после обвала рубля подорожали.



В ХМАО количество скважин выросло на две трети, но объем добычи нефти сократился на 15%. Главный риск состоит в том, что после временного закрытия скважин не удастся вновь вывести их на максимум мощности. России придется расплачиваться за то, что ее нефтяные концерны много лет не имели налоговых стимулов для серьезных инвестиций в современную нефтедобывающую технику. Сочетание устаревшей техники, вынужденного сокращения добычи и падения цен приведет к тому, что Россия в одном лишь энергетическом секторе потеряет от 5 до 13% ВВП.

5 ЗАДАЧ ДЛЯ «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2» С УЧЕТОМ ОБНОВЛЕННОЙ ДИРЕКТИВЫ ЕС POLITICO

Америка Эрнандес

Немецкий сетевой регулятор отклонил просьбу российского владельца трубопровода вывести его из-под действия правил ЕС. Когда «Северный поток-2» будет



введен в эксплуатацию, он будет подчиняться нормативно-правовым требованиям Германии и правилам Газовой директивы ЕС.

Есть три основных требования, которым должен будет соответствовать трубопровод. Необходимо провести структурную реорганизацию компании с целью разделить оператора ГТС и поставщика газа. Любому поставщику, желающему прокачивать газ по трубопроводу, должно быть предоставлено такое право. И, наконец, «Газпром» должен будет согласовать с Федеральным сетевым агентством Германии свою методику установления тарифов. Возможно, России придется переосмыслить роль «Газпрома» как экспортера монополиста. Следует действовать осмотрительно, поскольку создан прецедент, и могут возникнуть проблемы с другими трубопроводами. Хотя поправки к Газовой директиве ЕС были в основном направлены на то, чтобы создать проблемы в реализации проекта «Северный поток-2», на самом деле эти правила распространяются и на другие газопроводы из третьих стран, проходящие по территории ЕС.

У РУССКИХ НЕФТЯНИКОВ И ГАЗОВИКОВ ДЕЛА ИДУТ НА ЛАД

Forbes

Кеннет Рапоза

Несмотря на сегодняшний кризис, дела у таких гигантов, как Газпром и Роснефть, идут хорошо.

Ни дождь, ни сибирский лед, ни негативные нефтяные фьючерсы» не заставят российские государственные нефтяные компании выбыть из списка Forbes Global 2000.

Из 10 российских компаний, включенных в этот год в рейтинг, семь являются нефтяными и газовыми. Самая крупная фирма «Газпром» в этом году стала 32-й транснациональной корпорацией в мире, поднявшись с 40-го места.



«Роснефть» на втором месте. Это 53-я компания в мире, и она в нынешнем рейтинге опустилась на одну позицию с прошлого года. Вполне возможно, что И. Сечин по степени своего влияния занимает второе место в России, уступая только В. Путину.

«ЛУКОЙЛ» – третья по размерам корпорация в России. В мире она занимает 99-е место. Тот, кто когда-либо проезжал нью-йоркские пригороды, наверняка заливал в свой бак бензин на лукойловских заправках. Это русские заправки.

Наибольших успехов среди российских фирм в рейтинге Global 2000 в этом году добился «НОВАТЭК». Он перебрался с 499-го на 316-е место. ●

А ЕСТЬ ЛИ СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ В НЕДРАХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ РОССИИ?

РАСМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕФТИ И ГАЗА – В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ДРУГИХ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ТОЛЩАХ МОРСКОГО ГЕНЕЗИСА ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ РОССИИ. ПОДЧЕРКНУТА ПРЕЕМСТВЕННОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ (СН) И СЛАНЦЕВОГО ГАЗА (СЛГ). ОБОСНОВАНЫ НЕОБХОДИМЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОСЛАНЦЕВЫХ ПОЛЕЙ В НЕПРОНИЦАЕМЫХ «ГЛИНИСТО-СЛАНЦЕВЫХ» ТОЛЩАХ. СДЕЛАН ВЫВОД О ПОВСЕМЕСТНО МАЛОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НЕДР БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

THE ISSUES OF FORMATION OF SLATE HYDROCARBONS – OIL AND GAS – IN PRIMARY ROCKS OF BAZHENOV SUITE AND OTHER HIGH-CARBON SECTIONS OF SEA ORIGIN OF RUSSIA WERE INVESTIGATED. EMPHASIS WAS MADE ON CONSISTENCY OF BUILDUP OF SLATE OIL (SO) AND SLATE GAS (SG). JUSTIFICATION WAS PROVIDED FOR NECESSARY GENETIC CONDITIONS OF SLATE GAS AREAS FORMATION IN FLUID-PROOF “SLATE-CLAY” SECTIONS. CONCLUSION WAS MADE ABOUT GENERAL LOW PROSPECTIVITY OF DEPTHS IN NORTHERN EURASIA FOR FORMATION AND EXPLORATION OF SLATE GAS

Ключевые слова: сланцевый газ, баженовская свита, Западная Сибирь, онтогенез, месторождения, залежь, запасы, ресурсы, генерация, перспективы, добыча.



**Скоробогатов
Виктор Александрович**
главный научный сотрудник,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
д.т.н.-м.н.

*...Глина сначала рождает дочь – нефть,
а та позже и внука – сланцевый газ*

Автора уже много лет (после 2010 г.) утомляют многочисленные статьи о сланцевом газе (СлГ) в недрах России, которые содержат и оценки его ресурсов, по-видимому, «среднепотолочные». Можно понять такие страны, как США, Китай, Аргентину и др., которые исчерпали начальные запасы и прогнозные ресурсы обычного = традиционного свободного газа (СГ) в нормальных газосодержащих скоплениях (типа Г, ГК, ГКН, НГ и др.) или недр которых были изначально бедны газом, и они вынуждены изучать, разведывать и осваивать источники нетрадиционного газа «плотного» – в плотных низкопроницаемых

«бывших» коллекторах (с проницаемостью менее 0,1 мД), угольного – в угленосных толщах и собственно в углях, сланцевого, газогидратного (ПГ, УС, СлГ, ГГ), а надо ли России – великой газовой державе – масштабно изучать и осваивать нетрадиционные ресурсы газа (НПРГ) уже сейчас и/или в ближайшем будущем (до 2030 г.). По-видимому, надо, однако только с дальним прицелом, на перспективу после 2040 г., и прежде всего газ в плотных низкопроницаемых коллекторах. В пределах Северной Евразии (СЕА) – суша России и окружающие арктические,

УДК 553.981

СХЕМА

НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

РЕСУРСЫ

$$\text{НПРГ} = 23,6 + 49,3 + 23,7 + 49,6 + = 287,5/210$$

НД A+B₁+C₁ B₂+C₂ D₁+D₂

* официальная/авторская и корпоративная оценки

дальневосточные и внутренние моря – известно 30 осадочных бассейнов (ОБ) и суббассейнов, из них 12 – крупные и крупнейшие (мегабассейны Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Баренцево-Карский шельфовый), к ним приурочены одноименные нефтегазоносные/газоносные мегапровинции, провинции и области. По начальным и текущим запасам, начальным и прогнозным ресурсам традиционного СГ Россия – мировой лидер. Структура начальных потенциальных традиционных ресурсов СГ, находящихся в ее недрах в виде скоплений, такова (на 01.01.2019 г.) (схема).

Не вдаваясь в полемику о величине ресурсов СГ необходимо подчеркнуть одно: даже по самым «трезвым» оценкам реальная величина неоткрытых ресурсов газа в залежах превышает 100 трлн м³ и Россия уже сейчас может добывать не 725 млрд м³ (национальная добыча в 2018 г.), а значительно больше 900/950/1000 млрд м³ и рост добычи может произойти быстро и беспрепятственно, была бы благоприятной конъюнктура на мировом и региональных газовых рынках (Западной + Центральной Европы, АТР и др.).

При внутреннем (национальном) потреблении в 460–500 млрд м³ (до 2030 г. и далее) все «излишки» добытого газа могут направляться на экспорт – в западном и восточном геостратегических направлениях. Например, в 2018 г.

такое «превышение» составило более 250 млрд м³. С открытием «второго» газового фронта на Дальнем Востоке (Китай, обе Кореи, Япония) в 2020–2021 гг. экспорт газа из России за короткий период быстро перевалит за 300 млрд м³ и США будут «отдыхать» со своим сжиженным природным газом, в основном сланцевым, поскольку экспорт в ближайшее десятилетие газа из США вряд ли достигнет отметки в 100 млрд м³ (в натуральном, физическом состоянии) слишком велики внутренние потребности в газе, даже с учетом экспорта из Канады. Но вернемся к сланцевому газу России.

Автор уже много десятилетий изучает в плане решения проблем онтогенеза нефти и газа в осадочных толщах классические битумогенерирующие («нефтематеринские») толщи ОБ России: баженовскую свиту (БС, волжский ярус) Западной Сибири, доманиковую (верхний девон) Волго-Уральской провинции, в меньшей степени куонамскую свиту востока Восточной Сибири (кембрий) и кумскую свиту Восточно-Предкавказья (кайнозой). Результаты исследований опубликованы [1–9]. Вместе с коллегами из ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – В.А. Кузьминовым, В.А. Истоминым, Е.В. Перловой, Л.С. Салиной, В.С. Якушевым с конца 80-х гг. прошлого столетия изучались также все виды нетрадиционных ресурсов газа.

Вне всяких сомнений, недра ряда ОБ России обогащены сланцевой нефтью (СН), ресурсы которой оцениваются только по Западной Сибири в интервале 10–20 млрд т (но запасы обычной баженовской нефти пока меньше 1 млрд т) при добыче в последние годы на уровне 700–750 тыс. т/год в центральных областях ЗСМП (ХМАО), которая никак не перевалит рубеж в 1 млн т по ряду причин. Но пока это добыча обычной нефти из необычного коллектора – трещиноватого в объеме высокобитуминозных пород БС, производство собственно СН пока отсутствует. Кстати, по оценке автора, НПР традиционной нефти в объеме БС и ее аналогов в Западной Сибири составляют 2,5–3,0 млрд т и эта величина должна рассматриваться вместе с ресурсами СН. По оценкам ряда исследователей в области разведки и добычи, к 2040 г. производство баженовской нефти может составить 35–50 млн т, а к 2050 г. – 80–100 млн т благодаря существующим и будущим новейшим технологиям извлечения «нефтебитумоидов = битумонефти» из пород БС. Последние цифры – сверхоптимистичны, хотя и реальные, исходя из огромной массы органических нефтеподобных веществ, рассеянных в объеме БС на площади 250–300 тыс. км² (в центральных районах ЗСМП). Кстати, в США добывают не вполне «сланцевую нефть [2], а скорее комбинированную по генезису и условиям залегания. Настоящая классическая СН известна только в России, а именно в баженовской свите центрально-западных районов ЗСМП (Салымского, Красноленинского, Приобского и др.) [2, 10, 11 и др.]. Итак, по порядку. Начнем с «мифов».

Мифы о сланцевом газе России

Такая уж наука – нефтегазовая геология (НГГ). В ней хватает «научных мифов» по всем ее направлениям, начиная с генезиса нефти и газа, и по проблеме СлГ – тоже.

Миф первый: о широком распространении СлГ в недрах осадочных бассейнов СЕА [12].

Миф второй: о значительных ресурсах СлГ в недрах России.

Миф третий: о возможной добыче СлГ в обозримом будущем

РИС. 1. Виды нетрадиционных источников получения ресурсов природного газа (по фазовому состоянию и генезису/онтогенезу)



в коммерческих объемах. Его критика содержится в ряде работ [2, 13 и др.].

Рассмотрим генетические условия, благоприятствующие образованию обширных по площади и геологическим «ресурсам» газосланцевых полей в СЕА.

Повсюдность, повсеместная распространенность различных газов, в т.ч. УВГ, и нефтеподобных веществ различной плотности, геохимического типа, генезиса и уровня зрелости в земной коре очевидны [2]. От ее поверхности (болота, реки, озера, моря, от твердой поверхности седиментационного бассейнов) до очень больших глубин (7–9 и более км) во всех органо-флюидо-минеральных системах распространены органические подвижные и неподвижные соединения (ОПС) в рассеянном и концентрированном видах (залежи УВ, угля, горючих и более редких – углистых сланцев, кроме красноцветных пород, в которых газ и нефть исчезают быстро в масштабах геологического времени – окисляются).

Сланцевые УВ – не вполне корректный термин, хотя вмещающие глинисто-кремнисто-карбонатные непроницаемые породы в ряде случаев могут быть обогащены органикой, достигать кондиций горючих/битуминозных сланцев (при содержании сапропелевого органического

вещества РОВ от 12–15 до 22–25, и даже 30 % в отдельных прослоях).

По объему проводимых научных, экспериментальных, технико-технологических исследований современной промышленной значимости в ряде стран и числу публикаций СлГ лидирует среди других «нетрадиционных» газов [12, 14 и мн. др.], несмотря на то, что он является генетическим «наследником» СН (нефтебитумоидов) в объеме

продуцирующих толщ морского и озерного генезиса. Дело в том, что во многих осадочных бассейнах и в мире в целом СлГ распространен намного шире геологически и географически, чем СН.

Сопоставление генетически различных видов нетрадиционного газа в высокопреобразованных терригенных, в т.ч. угленосных толщах (при R⁰ более 1,2 %), показано на рисунке 1.

РИС. 2. Генерация УВГ и битумоидов в диапазоне «зрелого» и позднего катагенеза ОВ (м³, % массы на 1 т)

R ⁰	Органическое вещество	
	Лейптинито-гумусовое РОВ	Сапропелевое РОВ терригенных толщ
0,85	200/4,7	45/19,2
0,90	204/5,0	60/22,0
1,00	210/6,0	70/24,0
1,05	214/6,5	80/26,0
1,10	217/7,0* (начало разрушения битумоидов и нефти в залежах)	90/28,0
1,15	220/5,0	100/30,0
1,20	228/3,0	250/20,0
1,25	237/2,5	320/15,0
1,30	245/2,0	370/10,0
1,35	258/1,0	400/7,0
1,50	300/1,0	450/3,0
2,00	320/0,5	500/2,0
2,50	330/–	550/0,5
3,00	335/–	570/–
3,40	340/–	620/–

Интервал интенсивного разрушения битумоидов пород и нефти в залежах

Внутри сланцевых толщ образование сланцевого газа

Сланцевая нефть

* принято исходя из природных реалий, расчетов и данных экспериментов

Таким образом, УВГ, прежде всего метан, генерационно «повсюден», нефть катагенетически и пространственно ограничена «нефтяным окном» как в концентрированном виде (залежи в породах-коллекторах), так и в рассеянном (нефтебитумоиды = битумоиды и сланцевая нефть в особо благоприятных геотермо-геохимических, т.е. генерационных условиях).

Опыт исследования онтогенетических процессов в земных недрах разновозрастных ОБ мира показывает всю специфику формирования нефте- и газосланцевых полей в зависимости от генерационно-эмиграционно-эволюционных условий внутри глинисто-сапропелевых толщ/генераторов при их прогрессивном погружении на средние и большие глубины во все более жесткие термокатагенетические условия [2, 6, 8, 15, 16].

Подробно вопросы онтогенеза нефти и газа в разнообразных геологических, геохронотермобарических и геохимических условиях рассмотрены в работах автора [3, 4, 6, 9 и др.].

Расчеты и выводы автора о газо- и битумогенерации в породах различного типа и возраста, содержащих гумусовое органическое вещество – рассеянное (РОВ), полуконцентрированное (углистые сланцы) и концентрированное (угли с содержанием органического углерода – C_{орг} – более 50 % масс), сапропелевые РОВ и ПКОВ и смешанное – гумусово-сапропелевое – типа ГС/СГ, в т.ч. с теми или иными примесями лейптинитовой компоненты (природных смол, пыльцы, воска и др.), приведены в работах [2, 3, 6 и др.]. На рисунке 2 показаны авторские расчеты величин генерации УВГ и битумоидов в диапазоне зрелого и позднего катагенеза по олеумной шкале (при R⁰ от 0,85 до 3,40 %), там же приведены и катагенетические диапазоны образования СН и СлГ в глинистых толщах морского и озерного генезиса с существенно сапропелевым ОВ.

Показательно, что на стадии жирно-коковых углей (градации МК³/₃/ МК⁴) ОВ всех типов быстро переключается на газогенерацию (при R⁰ 1,20–1,25 %) при этом

в обычных коллекторах нефтяная фаза (в виде скоплений-залежей) исчезает в диапазоне 1,30–1,35 % [6, 15, 16], однако сохраняется в объеме БС (до уровня 1,40 %). Уже к стадии тощих углей (R⁰ = 2,00 %) сапропелевое ОВ значительно перегоняет гумусовое по объемам генерации УВГ (соответственно 500 и 320 м³ на одну тонну «остаточного ОВ», на данной стадии). Именно на этом было основано положение о главной фазе газообразования (С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина и др.), которая, однако, относится только к сапропелевой органике (вторичное по генезису газонакопление в коллекторах).

Для формирования УВС обычных нефти и газа в традиционных коллекторах должны быть условия для реализации всех звеньев онтогенетической цепи процессов и явлений в недрах:

– генерация (Г) – эмиграция (ЭМ) (первичная миграция из пород генераторов в коллекторской толще) – вторичная миграция (по проницаемым породам) уже настоящих, фазообособленных нефти и газа – аккумуляция + консервация – эволюция УВС в ловушках – разрушение (частичное/полное) залежей... Так вот, СН и СлГ – неэмигрировавшие формы (компоненты) ОПС, генерированных внутри материнских пород – толщ-генераторов [2]. Именно плохие условия эмиграции или ее отсутствие и задерживают большую часть объема/массы ОПС внутри материнских пластов (глин, углей, глинистых известняков, полиминеральных комплексов пород типа баженовской свиты Западной Сибири).

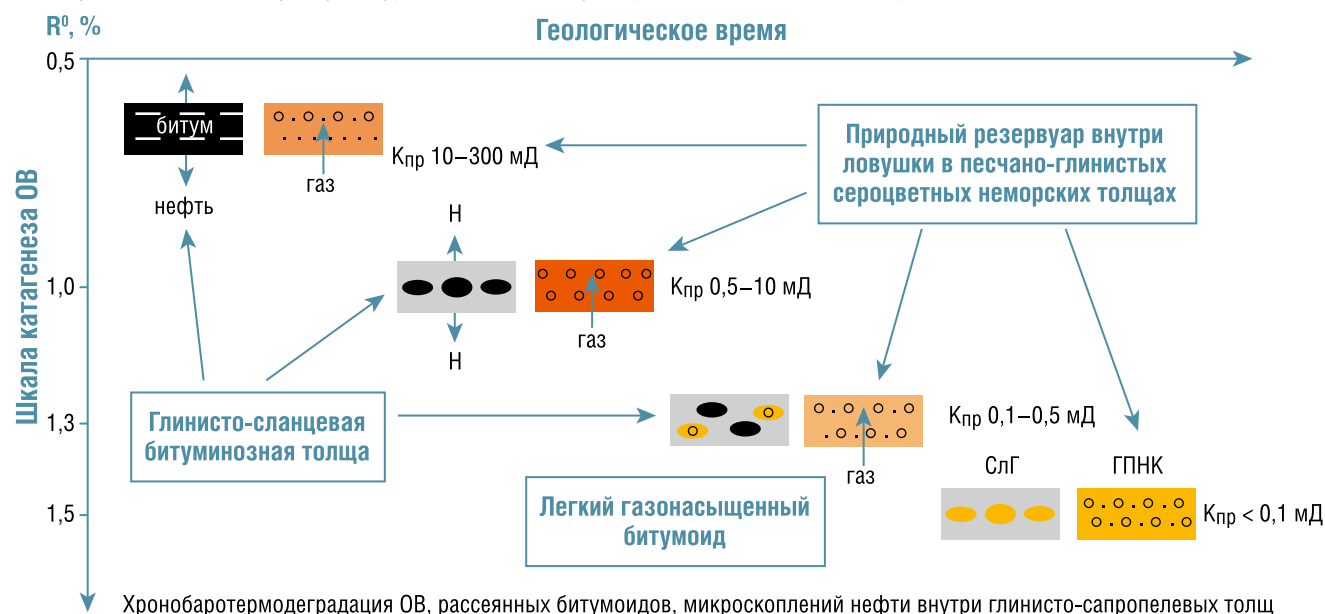
От эффективности и масштабов сопряженных в пространстве и времени генерационных и эмиграционных процессов зависят массы и объемы ОПС, остающихся в неассоциированном состоянии в объеме пластов-генераторов

и составляющих так называемую «сланцевую нефть» (СН), а точнее и корректнее – нефтебитумоиды (НБ) = битумоиды (БН) и сланцевый газ (СлГ), последовательно сменяющие друг друга в диапазоне мезокатагенеза МК₂–МК₃ (при R⁰ 0,65–1,25 %). При этом в развертке онтогенеза УВ «сланцевая нефть» – это, по сути, переходная субстанция – нефтебитумоид (битумоид). И чем больше было изначально содержание сапропелевого ОВ, «благороднее» его состав, изолированнее внутренние зоны от коллекторских горизонтов (первичных коллекторов-песчаников и др.), тем больше СН будет находиться внутри глинисто-сланцевой толще (по абсолютной массе и в долевой части от массы генерации), то же относится и к СлГ.

Из пласта нефтематеринских глин (аргиллитов) мощностью, например, 100 м эмиграция наиболее подвижных компонентов битумоидов в чувствительных масштабах будет происходить из 10–15-метровых зон, прилегающих к перекрывающему и подстилающему коллекторским горизонтам (безразломный вариант), центральные же зоны пласта мощностью 70–80 м будут затронуты эмиграцией крайне слабо. В газоматеринском пласте (РОВ) аналогичной мощности вынос УВГ и части битумоидов



РИС. 3. Эволюция формирования скоплений сланцевого газа в сравнении с эволюционным развитием залежей газа в плотных низкопроницаемых коллекторах при погружении в жесткие термоглубинные и катагенетические условия



в газорастворенном состоянии (в диапазоне «нефтяного окна» для гумусового ОБ) будет реализоваться достаточно активно и относительно полно даже для центральных зон, удаленных от кровли ближайшего коллектора на 30–40 м. Однако и в нефтематеринском пласте в середине и конце мезокатагенеза (МК₃–МК₄) вместе с постепенной сменой вида эмиграции нефтеподобных веществ (свободной фазообособленной на газорастворенную), увеличиваются ее относительные масштабы и расстояния, т.е. «отдающая мощность» материнской породы.

Таким образом, в диапазоне «нефтяного окна» (R^0 от 0,45–0,55 до 1,20–1,35 %) при масштабной генерации битумоидов в глинистых породах со средним и высоким содержанием РОВ существенно сапропелевого типа (от 2–3 до 10 % и более) в относительно мощных пластах не вся масса битумоидов проходит «очистительный этап первичной миграции», превращаясь в миграционно-способную нефть на границе пластов коллектор/покрышка = генератор. Остаточная/неэмигрировавшая нефть (ее часть в виде паравтохтонных битумоидов) и образует т.н. «сланцевую нефть», которая впоследствии и трансформируется в сланцевый газ. Таким образом, СлГ – вторично-сапропелевый газ, объемно рассеянный в генерирующей

непроницаемой толще аргиллитоподобных плотных глин и глинисто-кремнисто-карбонатных пород.

Как показывает мировой опыт, для образования газосланцевых полей (СлГ) необходимы более жесткие онтогенетические условия, чем для образования СН, а именно: уровень катагенеза сапропелевого/гумусово-сапропелевого ОБ должен соответствовать переходу к началу градации МК₄ (R^0 1,20–1,25 %, не менее), суммарная толщина глинистого пласта 40–50 м и более при разном текущем содержании $C_{орг}$, но не менее 3 % даже в апокатагенезе ($R^0 > 2,0$ %), а в середине и конце мезокатагенеза – не менее 5 %), минимальная площадная дизъюнктивная нарушенность толщи-генератора.

В конечном итоге для формирования эффективных нефтесланцевых полей необходимы:

- достаточно большие мощности глинисто-битуминозных «сланцев» (не менее 20 м);
- мощная битумогенерация в диапазоне катагенеза ОБ от 0,6 до 1,1 %, R^0 ;
- минимальные масштабы, а лучше отсутствие эмиграции, в т.ч. по разломам.

Для формирования газосланцевых полей максимально благоприятны:

- масштабная вторичная термодеструкционная газогенерация ($R^0 > 1,2$ %);

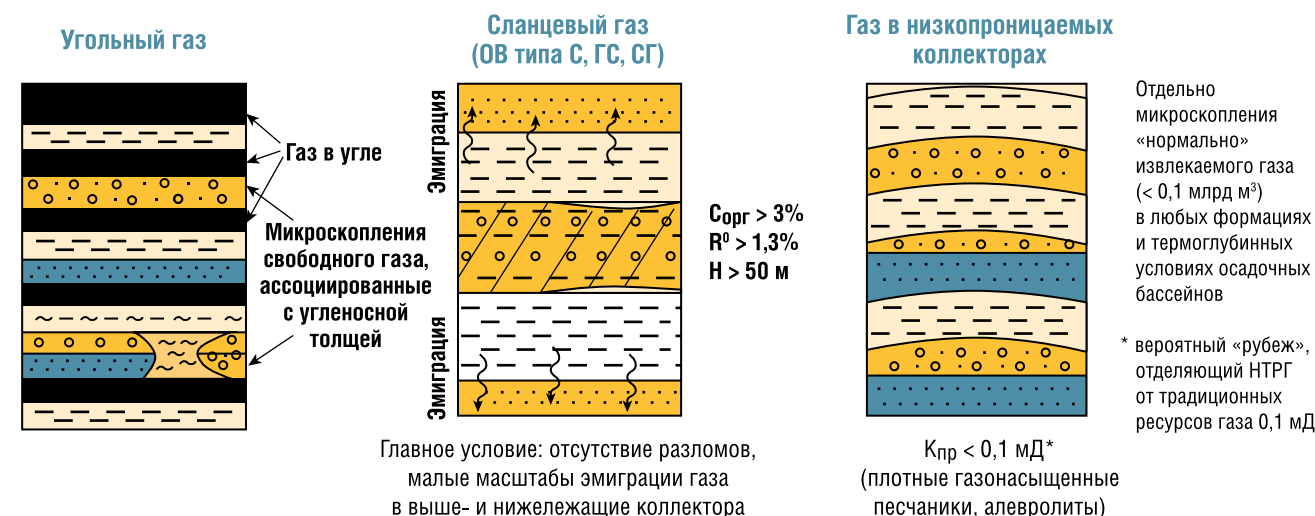
- достаточно большие общие мощности пластов-генераторов, а также изолирующих глин на границе с коллектором (чем больше, тем лучше, но не менее 20–30 м);
- при любой мощности генерирующей толщи – невысокая дизъюнктивная нарушенность «генерационной системы» (малое развитие – низкая площадная «плотность» средне- и особенно высокоамплитудных дегазирующих недр разломов).

Чем выше степень нарушенности генерационно-эмиграционных систем сапропелево-сланцевых толщ на всех этапах их развития в недрах, тем меньше при прочих равных условиях остается внутри них нефтебитумоидов и СлГ.

Главные отличия традиционных и нетрадиционных ресурсов газа и нефти (ТРГН и НТРГН) – в степени концентрации УВ, зависящей от реализации эмиграционного и миграционного потенциалов. Скопления обычных (= нормальных) газа и нефти проходят длительные этапы миграционных перемещений, аккумуляции + консервации, наконец, эволюции их скоплений внутри ловушек [6, 9]. Рассеянные формы УВ «избежали» этапов первичной миграции и «эволюционировали» внутри породных систем материнских толщ – генераторов.

Две формы нетрадиционного газа – сланцевый и «плотный»

РИС. 4. Формы / виды нетрадиционного газа в терригенных песчано-глинистых толщах, в т.ч. угленосных, сланцевых и др.



(СлГ и ПГ) – своеобразные генетические антиподы: первый происходит из битумоидов внутри высокопреобразованных глинистых толщ («сланцев») с существенно сапропелевым РОВ/ПРОВ, второй – в результате нисходящей (с погружением) эволюции газовых (газоконденсатных) скоплений в коллекторах, которые теряют проницаемость при уплотнении.

Генетически и часто пространственно они «соприкасаются» в конце мезокатагенеза (при R^0 1,3–2,0 %) в терригенных породах, когда классические коллектора теряют свою проницаемость и, наоборот, в глинисто-сапропелевых толщах начинает образовываться порово-трещинная система «эволюционно-генерационного» типа (БС Западной Сибири и др.).

Эволюционное развитие различных видов скоплений газа в терригенных толщах показано на рисунке 3.

Сопоставление различных видов нетрадиционного газа в высокопреобразованных терригенных, в т.ч. угленосных толщах (при R^0 более 1,2 %), показано на рисунке 4.

По данным экспертов ВНИГРИ (О.М. Прищепа и др., 2013) оптимальные параметры пород для формирования газосланцевых полей таковы:

- содержание $C_{орг}$ более 1 %;
- ОБ сапропелевого типа (II);
- «газовое окно», R^0 более 1,4 %;
- содержание кремния в породе более 30 % и немного карбоната;

- пористость 4–7 %, проницаемость менее 0,1 мД;
- необязательная мощность кремнисто-глинистой породы более 45 м (для БС крайне редкое явление);
- зоны и участки вдали от разломов и осложнений.

Кстати, геолого-отногенетические «необходимости» для формирования нефтебитумоидных зон в БС Западной Сибири с отдающими коллекторами были определены автором вместе с В.И. Ермаковым и С.Г. Красновым еще в 1978–1986 гг. [3, 5, 8 и др.].

По отношению к формированию газосланцевых полей точка зрения автора настоящей работы близка к вышеуказанной, кроме величин содержания $C_{орг}$ и уровня катагенеза – $R^0 = 1,4$ % (должны быть соответственно более 3–4 % и не менее 1,25 %), а 1 % – слишком малое содержание РОВ, и, кроме того, необязательности мощности БС 45 м. Достаточно и 25–30 м.

В пределах ЗСМП в кровле юры жесткие условия катагенеза (МК₄ – МК₅), как это установлено в работах [3, 7], развиты на ~10 % площади (на западе Салымского, на востоке Красноленинского НГР, в отдельных высокопрогретых зонах впадин и прогибов северной половины НПТР, в Харасавэйской зоне на суше и в Южно-Карской области в пределах Приямальского шельфа. Однако даже в Салымском НГР ни в одной из скважин притоков свободного газа из интервала БС не получено (средняя по плотности или легкая нефть + растворенный газ), т.е. даже в зонах, где катагенез

очень высокий (МК₃¹–МК₄), БС еще «не созрела» до масштабной трансформации битумоидов и СН в СлГ.

Очаги (участки) СлГ в баженовской свите возможны только в высокопрогретых зонах (125–140 °С и более), где битумоиды и микронепть начинают трансформироваться в смесь УВГ. Они вероятны на западе Салымской и на востоке Красноленинской зон, где зафиксированы термоаномалии. Диапазон опубликованных оценок ресурсов по Западной Сибири очень значительный. Отметим, что ресурсы СлГ здесь вряд ли могут быть значительными. Этому находится весьма простое объяснение: главная формация для сланцевых – баженовская свита на большей части территории мегапровинции катагенетически преобразована до градаций МК₁, МК₂ – начало МК₃, т.е. она еще «не переключилась» на масштабную вторичную генерацию газа. Из трех зон термоаномалий: Салымской, Восточно-Красноленинской и Харасавэй-Круженштерновской (величина ПОВ – более 1,20 % R^0) только на западе Салымского района на отдельных участках в условиях СТ от 125 до 140 °С (R^0 до 1,3–1,4 %) существуют условия для формирования внутри свиты скоплений СлГ, однако здесь получены притоки конденсатоподобной высокогазонасыщенной нефти, полной термодеструкции (распаду) которой препятствует АВГД (во флюидальной трещинно-поровой системе). Возможно, большая часть газа эмигрировала в верхнее

ТАБЛИЦА 1. Экспертная оценка вероятностей формирования и распространения ареалов сланцевых углеводородов в разновозрастных толщах различных областей Западной Сибири

Литолого-стратиграфические толщи	НГО							
	Среднеобская (юго-запад, северо-запад)		Фроловская (запад/ восток)		НПТР		Ямал и ЮКО	
	СН	СГ	СН	СГ	СН	СГ	СН	СГ
Сенон* (глинисто-кремнистая толща)	–	–	–	–	–	++*	–	–
Апт-альб-сеноман	–	–	–	–	–	–	–	–
Неоком (низы)	+	–	+ / ++	–	–	–	–	–
Верхняя юра (БС)	+++	+	++	+	+	(юг) –	–	+
Средняя юра	–	–	+	+	++	(запад) –	–	+
Нижняя юра (тогурская пачка)	+	+	+	++ / +	+	+	(запад) –	+
+++ высокая, ++ средняя, + низкая, – практически нулевая								
* вторичный миграционный газ (из сеномана)								

и нижнее полупространство (при мощности покровов над и под БС – 10–15 м) даже при отсутствии малоамплитудных разломов.

Говорить что-либо о ресурсах СН в породах верхней юры – низов неокома в Южно-Карской области (шельф) мало того, что преждевременно, но с генетических позиций и не вполне корректно, в связи с малым содержанием РОВ (менее 3%) и его смешанным составом. На северо-западе ЗСМП (суша) также невелика вероятность развития газосланцевых полей в интервале БС, представленной серыми глинами малой мощности (8–12 м).

Вместе с тем в одной из скважин Харасавэйской площади при опробовании интервала БС был получен приток газа с конденсатом, однако никто никаких комментариев по этому поводу не приводил, имея в виду, что в среднеюрских гор. Ю₂ и Ю₃ этого месторождения развиты ГК – залежи с аномальностью (превышением) пластового давления до 2,00–2,03 и не исключен прорыв газа снизу вверх по колонне. Вместе с тем, интервал, в котором залегают аналог БС, отделен от гор. Ю₂ мощной толщей сероцветных глин абалакской свиты (60 м), а геотермические условия «разрешают» образование СлГ в прослоях пород, обогащенных РОВ (2–3% и более). Такие прослои есть и в толще средней юры, и в интервале БС.

В будущем, возможно, станут актуальными изучение и поиски СлГ внутри достаточно мощных

глинистых пластов средней и нижней юры (до 40–70 м и более каждый) на севере мегапровинции, ОВ в которых высоко преобразовано, в частности в Южно-Карской области (до градаций катагенеза МК₄–МК₅ и выше) [4].

В таблице 1 приведены результаты оценки вероятностей формирования сланцевых УВ в породах осадочного чехла ЗСМП.

Таким образом, главенствующая роль БС для оценки и промышленного освоения как скоплений обычной нефти в необычном коллекторе (традиционных запасов и ресурсов нефти), так и СН в Западной Сибири остается незыблемой, чего не скажешь о сланцевом газе [2].

Крайне противоречивы оценки извлекаемых ресурсов СлГ по бассейнам России.

За пределами ЗСМП в других осадочных бассейнах СЕА для формирования газосланцевых полей условия еще менее благоприятные, во всяком случае – неопределенные (по состоянию на данный момент), вследствие этого достоверность оценок ресурсов СлГ для России невелика, намного ниже оценок, даваемых по СН [1, 2].

На территории России второй по значимости битумогенирующей (нефтематеринской) формацией морского генезиса является толща доманика Волго-Уральской провинции (ВУНГП) позднедевонско-раннекаменноугольного возраста

(Д_{3fr}-С_{1t}), сложенная чередованием карбонатных и глинисто-кремнистых пород с редкими прослоями терригенных песчано-глинистых образований.

Породы формации на юге провинции имеют непостоянную мощность (10–90 м), залегают на глубинах 2–3 км и вмещают сапропелевое (редко смешанное) РОВ в объемах от 2–5 до 20% на породу. Многими исследователями доманикиты рассматриваются в качестве аналога формации Игл-Форд (США), из пород которой ведется масштабная промышленная добыча СН.

Вместе с тем перспективы формирования газосланцевых полей в пределах ВУНГП оцениваются как минимальные, в Прикаспийской впадине – неопределенные. То же относится и к аналогам куонамской свиты в Лено-Вилюйской впадине. В Предкавказье – аналогичная картина.

В работах автора и др. [1, 2, 6] было показано, что классический СлГ – вторичный по происхождению. Он образуется в высокоуглеродистых глинистых (глинисто-карбонатных) битумогенирующих, изначально «нефтематеринских» толщах типа баженовской свиты Западной Сибири на высоких стадиях катагенеза (МК₄–АК₁), соответствующих по углемарочной шкале коксовым, отощенно-спекающимися и тощим углям, вплоть до полуантрацитов (при R⁰ от 1,35–1,40 до 2,6–2,8% – по показателю отражению

витринита – индикатору катагенеза), когда материнские породы переключаются на газогенерацию за счет продолжающейся термодеструкции сапропелевого ОВ и ранее генерированных рассеянных битумоидов (битумонефти = СН), т.е. имеет место генетическая связь СН/СлГ. Все классические нефтематеринские свиты СЕА – баженовская, доманиковая, кумская, куонамская – погружены на малые и средние глубины (1,0–3,5 км) и не вышли из диапазона «нефтяного окна». Они «незрелые» по отношению к газогенерации, но образование СН в них происходило, и они содержат достоверные ресурсы битумонефти в рассеянном и микроконцентрированном состоянии (на участках развития трещиноватости), в них содержится жирный газ в растворенном в СН состоянии, но крайне мало – первые м³ в 1 м³/породы, при содержании СН до 50–70 л/м³ (значительная часть газа уже эмигрировала).

Газосланцевые поля могут быть связаны с глубокопогруженными отложениями средней и нижней юры (4–5 км и более) в Западном Предкавказье, однако жесткие термоглубинные условия их залегания затрудняют изучение возможностей формирования СлГ на Северном Кавказе, в т.ч. и с экономической точки зрения их поисков и освоения возможных зон его локализации.

Диапазоны оценок ресурсов СлГ России весьма широк – 8–20 трлн м³. Отметим следующее. Оценки геологических и особенно извлекаемых ресурсов сланцевых УВ, сделанные в последнее десятилетие (2009–2018 гг.) по ОБ России, в т.ч. неспециалистами в области ресурсологии, мало знакомыми с объектами в Западной Сибири, Волго-Уральской провинции, Предкавказье [17–20 и др.], весьма недостоверны и тем более мало достоверны, они

ТАБЛИЦА 3. Параметры сланцев марцеллус (США)

Глубина погружения, км	Мощность, м	Сорг. %	R ⁰ , %	Содержание газа, м ³ /т
1,2–2,6	$\frac{46}{15-107}$	$\frac{4,0}{2,0-13,0}$	1,5	2–4

ТАБЛИЦА 2. Страны, обладающие наибольшими технически извлекаемыми ресурсами газа из сланцевых формаций (по данным на 01.01.2014)

№ п/п	Страны	Объем извлекаемого газа, трлн м ³
1	Китай	31,6
2	Аргентина	22,7
3	Алжир	20
4	США* (**)	18,8 (32,9)
5	Канада	16,2
6	Мексика	15,4
7	Австралия	12,4
8	ЮАР	11
9	Россия***	8,1
10	Бразилия	6,9
Итого по 10 странам 163,1* – 177,2**		
Всего в мире 206,7* (220,7**)		
* EIA; ** ARI; *** величина, не подкрепленная конкретными расчетами		

далеки от истины. Это просто «дань сиюминутной моде» и стремление «застолбиться», чтобы потом в последующих публикациях другие исследователи вынуждены были ссылаться на эти оценки. Многие авторы «научно-популярных» статей и даже монографий, не зная толком, как корректно оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа, даже традиционные, с легкостью берутся судить о величинах НТРГ и Н, в т.ч. таких сложных их видов, как СН и особенно СлГ, в недрах России. Чего стоят такие оценки? То же относится и к умозаключениям о нетрадиционных ресурсах УВ осадочных бассейнов Северной Евразии ряда зарубежных авторов, которые не знают фактуры и сами ничего не считали (самое большее – экспертно «прикидывали») и ссылаются, а часто и не ссылаются на российские источники.

Положение со СлГ в мире таково. Оценка ресурсов СлГ десяти наиболее богатых газом стран и мира в целом приведена в таблице 2. При расчетах

использовался средний K_{извл.} – 0,25, хотя реально он может быть существенно меньшим – до 0,10–0,15. Таким образом, мировые извлекаемые ресурсы СГ оценивались в 2014 г. в 207–221 трлн м³. Эта величина существенно меньше оценок НГР обычного (= традиционного) природного газа последних лет – 703–720 трлн м³ [14].

Усредненные данные о параметрах ТОП-10 лучших систем газонасыщенных сланцев США и Канады таковы:

- Глубина современная средняя 1,2–2,7 км, редко до 4,0–4,1 км.
- Мощность: от 60–70 до 300 м при эффективной газонасыщенной – от 50 до 90%.
- Содержание РОВ 2,0–5,3% (до 10–12%).
- Уровень катагенеза ОВ R⁰ от 1,3–1,6 до 2,0–4,0% и выше (угли марок К, ОС, Т, ПА) – «газовое окно» для всех типов ОВ.
- Содержание газа 1,7–10,0 м³/т (в т.ч. СГ 50–55%).

Для примера приведены параметры сланцев марцеллус (США) (таблица 3).

Этот газ, по сути, остаточный, неэмигрировавший. При мощности более 100 м глини содержание СГ превышало бы 6–7 м³/т.

Как видно, для формирования газосланцевых полей в большинстве ОБ Северной Америки

условия весьма благоприятные, в отличие, например, от России. По отношению к традиционному газу – картина зеркально противоположная.

В силу генетически обусловленной повсюдности природного газа условия для формирования газосланцевых полей выполняются для многих осадочных бассейнов всех континентов Земли.

Страны-лидеры по нетрадиционным ресурсам газа таковы:

- Газ в плотных коллекторах – Россия, США, Китай, Канада;
- УГ – Китай, США, Россия, Австралия;
- СлГ – Китай, Аргентина, Алжир, США;
- ГГ – Россия, Япония, Канада.

Четыре страны лидируют в мире по величине оценок всех видов НТР (ГиН): Россия, США, Китай, Аргентина.

Осадочные бассейны, наиболее обогащенные ресурсами сланцевого газа: Предаппалачский, Уиллистон (США), Неукен (Аргентина), Сычуань (КНР); сланцевой нефти: Западно-Сибирский, Уиллистон, Неукен.

Абсолютным монополистом-рекордсменом по промышленной добыче СлГ являются США: в 2014 г. в этой стране было добыто 377,8 млрд м³ такого газа, а в 2018 г. уже более 500 (!). То же относится и к сланцевой нефти (195,5/230 млн т). При общей добыче газа за 2019 г. более 800 млрд м³ до 70% приходилось на СлГ. Все это происходит «не от хорошей жизни»: просто запасы и ресурсы нормального газа практически исчерпаны.

Три главных условия формирования сколько-нибудь ощутимых «скоплений» СлГ: развитие морских глин с высоким содержанием высокопреобразованной сапропелевой органики большой мощности (не менее 40–50 м) ненарушенных разломами (отсутствие разломов амплитудой более 10–15 м). Эти условия не выполняются ни в одном из ОБ России, по крайней мере до глубин 4,5–5,0 км, на которых эксплуатация СлГ в обозримом будущем нереальна, как, впрочем, и обычных скоплений традиционного газа, по крайней мере, в терригенных коллекторах (из карбонатов – может быть).

Таким образом, «большого» СлГ в недрах России нет по генетическим причинам, извлекаемые чисто экспертно «рассеянные» ресурсы оцениваются в 3–4 трлн м³, но конкретно к каким толщам они приурочены, остается для автора загадкой, в отличие от реальной СН, ресурсы которой можно подсчитать (они и подсчитаны в работах [1, 2]), а добыча пусть маломасштабная (менее 1 млн т/год) уже производится в центрально-западных районах ЗСМП (Салымском, Красноленинском и др.). Таким образом, приводимая оценка «НГР» СлГ в ряде публикаций – 9–10 трлн м³ – обладает невысокой достоверностью.

Генеральный вывод из проведенных исследований – ответ на поставленный в работе вопрос: в объеме ОБ России генерационно-консервационные условия, необходимые для формирования обширных по площади, протяженных газосланцевых полей отсутствуют, локально есть, но объемно-массовые «геологические» ресурсы СлГ в них незначительны, извлекаемые – остаются неопределенными, во всяком случае вряд ли превышают 4–5 трлн м³ и не менее чем в 4 раза уступают реальным ресурсам сланцевой нефти (при номинальном отношении 1000 м³ = 1 т).

Напоследок добавим следующее. По итогам заседания совета директоров ПАО «Газпром» 18 ноября 2019 г. высказано консолидированное мнение, что компания считает нецелесообразным для себя добычу сланцевого газа в долгосрочной перспективе (РИА Новости, 19.11.2019 г.). Такие же выводы присутствуют и в работах [1, 13 и др.].

Редкое единодушие науки и руководства, особенно по сложнейшим проблемам, в частности, сланцевого газа России. ●

Литература

- Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов – НТ. Сборник «Вести газовой науки». «Газпром ВНИИГАЗ». – 2016. – №1. – С. 87–101.
- Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: ООО «Издательский дом Недр». – 2014. – 284 с.

- Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недр. – 1986. – 221 с.
- Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». № 3 (19), 2014. С. 8–26.
- Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
- Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. 1991. № 8. С. 23–29.
- Скоробогатов В.А. Условия нефтенакпления в Красноленинской зоне (Западная Сибирь) / В.А. Скоробогатов // Советская геология. 1984. № 9. С. 3–13.
- Скоробогатов В.А. Условия формирования углеводородных скоплений в верхнеюрских отложениях центральных и северных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. 1980. № 11. – С. 25–32.
- Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. – 414 с.
- Билибин С.И. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина и др. // Недропользование XXI век. – № 1. Февраль 2015. – С. 34–45.
- Брехунцов А.М. Нефти битуминозно-кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров // Горные ведомости. 2011. № 6. С. 30–61.
- Жарков А.М. Оценка потенциала углеводородов / Жарков А.М. // Минеральные ресурсы России Экономика и управление. 2011. № 3. С. 16–21.
- Данилова Е.М. О перспективах газовой сланцевой революции в России / Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. // Недропользование XXI век. – август 2019. С. 144–148.
- Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира (информационно аналитический обзор) / Высоцкий В.И. // М.: ВНИИЗарубежгеология, 2017. С. 59.
- Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте // Перевод с англ. // М.: Мир. 1981. – С. 501.
- Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа // Перевод с англ. // М.: Мир. 1982. – 703 с.
- Лимбергер Ю. Загадки баженской свиты. Остались на Земле гигантские месторождения нефти? / Ю. Лимбергер // Нефтегазовая вертикаль, № 12, 2017. С. 70–73.
- Немченко-Ровенская А.С. Баженовская свита и месторождения на больших глубинах – основной источник пополнения углеводородной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.С. Немченко-Ровенская, Т.Н. Немченко. – Август 2017. – С. 136–140.
- Оганесян Л.В. Проблемы сланцевых углеводородов: за и против – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 3. 2016. С. 24–27.
- Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки. – № 5 (16). – 2013. – С. 219–230.

KEYWORDS: shale gas, Bazhenov formation, Western Siberia, ontogeny, deposits, deposits, reserves, resources, generation, prospects, production.

ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

мелководного шельфа Карского моря



К числу потенциально опасных явлений, исходя из природных условий исследованной части акватории приамальского шельфа, обской и тазовской губ, относятся многолетнемерзлые породы (ММП). Идентификация и картирование ММП в верхней части разреза обеспечат принятие оптимальных решений при проведении поисково-разведочного бурения и освоения месторождений мелководного шельфа Карского моря

POTENTIALLY HAZARDOUS PHENOMENA, BASED ON THE NATURAL CONDITIONS OF THE INVESTIGATED PART OF THE PRIYAMALSKY SHELF, THE OB AND TAZ BAY, ARE PERMAFROST. IDENTIFICATION AND MAPPING OF PERMAFROST IN THE UPPER PART OF THE SECTION WILL ENSURE OPTIMAL DECISIONS FOR PROSPECTING AND EXPLORATION DRILLING AND DEVELOPMENT OF SHALLOW SHELF DEPOSITS OF THE KARA SEA

Ключевые слова: Обская губа, Тазовская губа, Приамальский шельф, мелководный шельф, геокриологические условия, многолетнемерзлые породы.

В настоящее время практический интерес вызывает освоение газовых ресурсов континентального шельфа Арктики, в особенности месторождений Приамальского шельфа Карского моря: Крузенштернское, Харасавэйское, Нярмейское и Скуратовское. Суммарные запасы газа Приамальского шельфа составляют более 4,5 трлн м³.

Особый интерес для освоения углеводородных ресурсов представляет также мелководная акватория Обской и Тазовской губ Карского моря. Здесь открыты крупнейшие месторождения углеводородов: Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Чугорьяхинское, Адерпаутинское, Обское, Утреннее (Салмановское) и другие.

Начальные суммарные ресурсы газа Обской и Тазовской губ составляют более 7 трлн м³. Особый интерес представляет Южно-Обский участок недр, перспективный не только ресурсами газа, но и нефти. По результатам проведенных работ в 2018 г., ПАО «НОВАТЭК» открыло новое газоконденсатное месторождение Северо-Обское. Ресурсы природного газа Северо-Обского участка недр составляют в объеме не менее 900 млрд м³, что позволяет отнести Северо-Обское месторождение к уникальным.

В 2019 г. в морской части Геофизического нефтегазоконденсатного месторождения, стратегически важного для освоения ресурсов Обской губы, пробурена первая

Дзюбло Александр Дмитриевич

профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ведущий научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, д.г.-м.н.

Алексеева Ксения Владимировна

аспирант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ТАБЛИЦА 1. Схема стратиграфического расчленения верхнелепестово-голоценовых отложений

Система	Отдел	Горизонты	Индекс	Литологическая колонка	Мощность, м	Краткое описание отложений
ЧЕТВЕРТИЧНАЯ	ГОЛОЦЕН	Современный	am IV		0.3 – 1.3	Аллювиально-морские отложения. Илы глинистые суглинистые с торфом, гидротроилитом. В прибрежной части пески, супеси. Контакт с нижележащими отложениями – четкий.
		Сартанский	la III sr		0.3–1.1	Озерно-аллювиальные отложения. Супесь с прослоями песка и глины. Отложения пачки уплотнены. Контакт с нижележащими отложениями – четкий.
	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН	Каргинский	a, la III kr		12 – 28	Аллювиальные, озерно-аллювиальные отложения. Нижняя пачка – пески мелкие, пылеватые с торфом. Верхняя пачка – супеси суглинистые, с торфом, гидротроилитом. Контакт с нижележащими осадками резкий, через слои суглинка, торфа.
		Зырянский	a III zr		4–15 и более	Аллювиальные отложения. Пески среднезернистые, мелкие с включениями гравия, гальки, торфа, детрита ракушки. Контакт с нижележащими отложениями резкий, эрозивный.
		Казанцевский	m, gm III kz		0.3	Аллювиальные отложения ялбыньинской свиты. Гравийно-галечниковые отложения, пески.
					> 44	Морские, ледово-морские отложения казанцевской свиты. Суглинка, режа глины и супеси с гравием и галькой включениями торфа, тонкими прослоями песка.

скважина, подтвердившая наличие залежей углеводородов в меловых отложениях.

Освоение месторождений в мелководной акватории Карского моря является сложной технической задачей. К числу потенциально опасных процессов, исходя из оценки природных условий исследованной части акватории Приамальского шельфа, Обской и Тазовской губ, относятся следующие: перенос и аккумуляции осадков, размыв морского дна; ледовое выпаживание морского дна; затонувшие искусственные объекты; многолетнемерзлые породы; разрушение берегов.

Инженерно-геологические условия на мелководном шельфе Карского моря влияют на выбор технических средств для поисково-разведочного бурения. Полученные данные о геокриологических условиях работ способствуют принятию проектных решений по освоению месторождений.

По результатам исследований в статье дана оценка возможных осложнений, вызванных наличием

многолетнемерзлых пород, при глубоководном бурении в акватории Приамальского шельфа, Обской и Тазовской губ.

Строение субаквальных многолетнемерзлых пород Обской и Тазовской губ

Распространение и строение субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП) на шельфе Карского моря изучено недостаточно. Основные представления получены на базе результатов инженерно-геологического бурения в прибрежных районах.

Ранее было установлено, что субаквальная мерзлота в Карском море представлена прерывистым и островным типами. Размер массивов твердомерзлых пород составляет 100–500 м, между ними располагаются отрицательно температурные (охлажденные) породы [7]. Данных о мощности субаквальных мерзлых пород очень мало. Тем не менее, можно говорить, что в подавляющем большинстве на шельфе Карского моря распространены

реликтовые мерзлые породы, сформировавшиеся в сартанское время [2].

Субаквальная мерзлота Обской и Тазовской губ представлена седиментационно засоленными позднечетвертичными морскими отложениями песчаного и глинистого состава. В таблице 1 показана литолого-стратиграфический разрез мелководного шельфа Обской и Тазовской губ.

Морские, ледово-морские отложения казанцевской свиты (m, gm III kz) в разрезе исследованной акватории распространены повсеместно, кровля отложений по данным инженерно-геологического бурения прослеживается на глубинах 23–44 и более метров от поверхности дна. Максимальная вскрытая мощность отложений данного комплекса 45,9 м. Подошва казанцевских отложений инженерно-геологическими скважинами не вскрыта.

Отложения казанцевской свиты, представлены преимущественно алеврито-глинистыми и глинистыми осадками с прослоями алевритов

и песков. Текстуры отложений достаточно разнообразные. Практически во всех вскрытых разрезах наблюдаются посткриогенные текстуры: оскольчатость, комковатость, трещиноватость и т.п.

Геокриологические условия акватории Обской и Тазовской губ

Работами дифференциально-нормированным методом электроразведки (ДНМЭ) в 2000 г. был установлен факт наличия толщ многолетних мерзлых пород (ММП) под акваторией Обской губы. По электроразведочному профилю, пересекающему губу в широтном направлении, было установлено, что ММП не обрывается резко по береговой линии, а изменяется постепенно от нескольких сотен метров до нуля по мере удаления от берега [6].

Наличие многолетнемерзлых пород было также подтверждено инженерно-геологическими исследованиями. Инженерные изыскания были выполнены в Обской и Тазовской губах на структурах Северо-Каменномысской, Каменномысской-море, Обская, Паютовская, Чугорьяхинская и Адерпаютинская (рис. 1).

Неоднородность мерзлотно-геологической обстановки, обусловленная разнообразием природных условий в плейстоцене, а также значительные криогенные и посткриогенные преобразования отложений в современный период определяет геокриологические условия района работ как сложные.

На берегах распространение ММП по разрезу, вероятно, носит сплошной характер. Мерзлые породы развиты на всех геоморфологических уровнях, начиная с лайд и низких пойм рек до террас. Многолетнемерзлые породы залегают непосредственно с поверхности, ниже слоя сезонного протаивания. В пределах сухопутных районов мощность ММП может составлять 200–350 м (Баулин и др., 1973). На рисунке 2 представлена штольня вечной мерзлоты в поселке Ямбург.

На лайдах она может понижаться до 150–200 м. В прирусловых частях, впадающих в губу рек, мощность ММП сокращается до 40–50 м [5].

РИС. 1. Обзорная схема района работ (по данным исследования ОАО «АМИГЭ»)

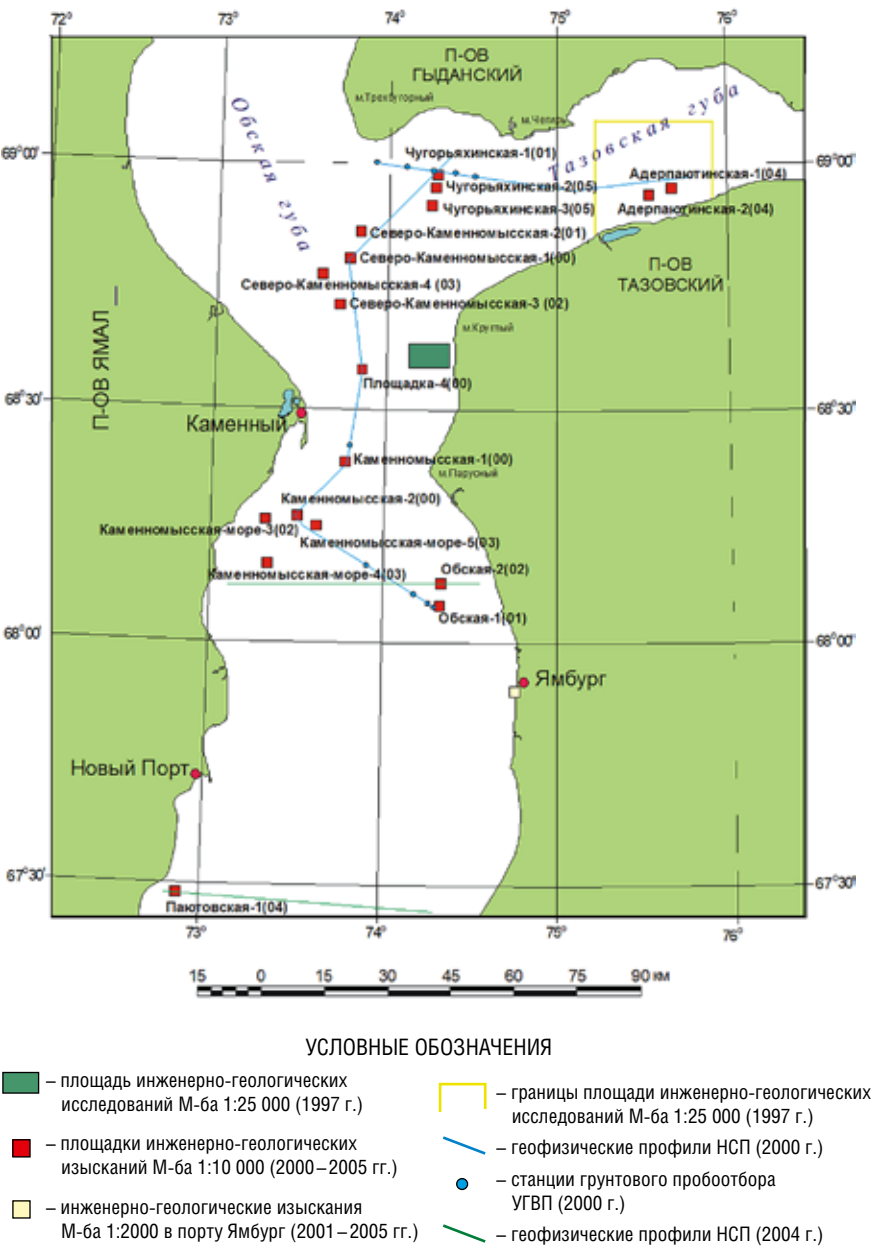
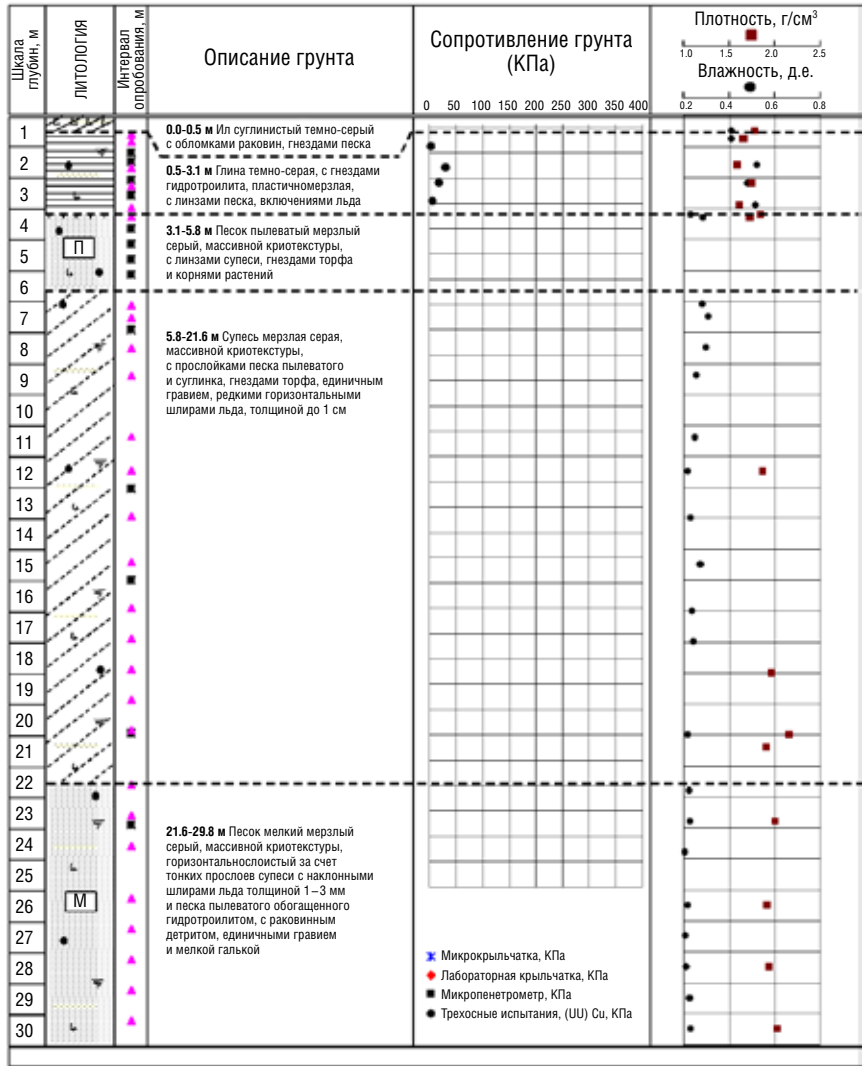


РИС. 2. Штольня вечной мерзлоты в поселке Ямбург



РИС. 3. Инженерно-геологический разрез Ямбургской скважины №1 (по данным исследования ОАО «АМИГЭ»)



В пределах прибрежного мелководья ММП встречаются на удалении до 100 м от берега, так у Ямальского берега в районе м. Каменный кровля мерзлых пород была зафиксирована на удалении 50 м от берега на глубине 3 м, на удалении 100 м – на глубине 10–12 м.

Наличие многолетнемерзлых пород в прибрежной части было подтверждено инженерно-геологическим бурением. По результатам бурения, кровля мерзлых грунтов вскрыта на глубине 0,5 м от поверхности дна, при этом мощность мерзлой толщи составляет более 29,3 м (рис. 3).

В разрезе Ямбургской скважины, вскрывшей многолетнемерзлые породы, в верхней части разреза в интервале 0,5-29,8 м залегают мерзлые грунты. Верхняя часть мерзлой толщи (интервал 0,5–3,1 м) представлена глиной

пластичномерзлой атакситово-слоистой криотекстуры. Ледяные включения представлены шлирами размером в среднем 0,5–1,0 см, реже до 2 см и горизонтальными прослоями толщиной 1–2 см. Температура грунта измеренная в керне скважины на глубине 3,2 м составила -0,5°С; на глубине 5,3 м -3,7°С. Объемная льдистость грунта составляет 12–15%.

Отложения, вскрытые в интервале 3,1–5,8 м от поверхности дна, представлены песком твердомерзлым, криотекстура песка массивная, в глинистых прослоях отмечаются редкие наклонными шлиры льда. Температура грунта измеренная в керне скважины на глубине 3,2 м составила -0,5°С; на глубине 5,3 м -3,7°С. Объемная льдистость грунта составляет 12–15%.

Ниже в разрезе (интервал 5,8–21,6 м) залегает мощная пачка отложений представленных супесью твердомерзлой,

криотекстура грунта массивная с редкими шлирами льда размером до 1 см.

Температура грунта измеренная в керне скважины на глубине 7,8 м составила минус 2,2°С; на глубине 10,5 м – 2,4°С. Объемная льдистость – 16%.

В основании вскрытого разреза (интервал 21,6–29,8 м) залегает слой песка твердомерзлого, криотекстура песка массивная, с редкими наклонными шлирами льда толщиной 1–3 мм. Объемная льдистость грунта – 19%.

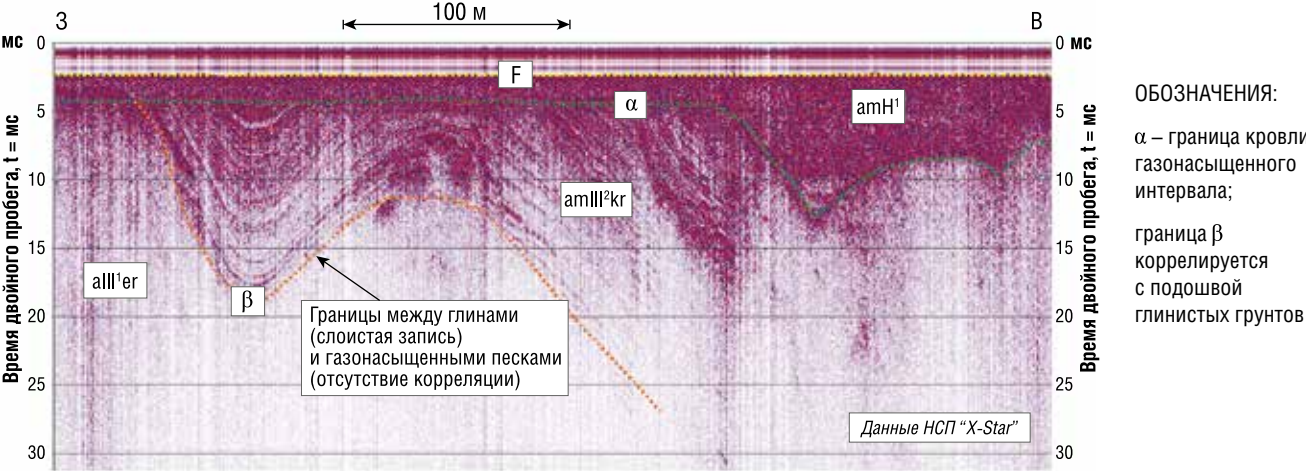
Кроме этого, в условиях наличия ММП по результатам проведенного НСП, и по данным геофизических работ, как на сейсмоакустических, так и на сейсмических разрезах, наблюдаются аномалии связанные с резким изменением волнового поля. На шельфах Печорского и Карского морей, где с помощью инженерно-геологического бурения было подтверждено наличие ММП, на сейсмических и сейсмоакустических разрезах отмечается сходная картина (Длугач и др., 1996).

В пределах акватории существование мерзлых пород ниже глубины бурения (глубже 70м) можно оценить по температурным условиям, в которых находится грунтовая толща. Во время проведения буровых работ на площадках, в отдельных скважинах проводилось измерение температуры керна. Наиболее низкая температура была измерена на площадке Северо-Каменномысская-1.

При годовой амплитуде от 0 до +17,2°С, среднегодовая температура придонного слоя будет близка к +1,5°С. Исходя из общей теплофизической модели можно сделать вывод, что в таких температурных условиях в настоящее время в пределах исследованной акватории существует сквозной талик. Однако это не исключает возможности существования отдельных реликтов ММП на акватории Обской и Тазовской губ.

Особый интерес представляет оценка динамики субаквальной мерзлоты в связи с изменением климата. Данные по температуре придонного слоя воды в Карском море за последние 100 лет показывают ее повышение от 0,3°С (к востоку от Новой Земли) до 2,4°С (южная часть Байдарецкой губы).

РИС. 4. Сейсмоакустические комплексы на временном разрезе через площадку 1



Математическое моделирование показало, что в этом случае понижение кровли подводной мерзлоты происходит со скоростью до 2,5 см в год [2].

Таким образом, сложные геокриологические условия района исследований определяются повсеместным развитием многолетнемерзлых пород на берегах, и значительными криогенными и посткриогенными преобразованиями осадков акватории.

Геокриологические условия Приямальского шельфа

В пределах морской площади месторождения Крузенштернское достаточно широко развиты многолетнемерзлые породы. В ходе площадных инженерно-геологических изысканий на месторождении, инженерно-геологическим бурением были вскрыты ММП. Также наличие ММП было подтверждено электроразведочными работами.

Сейсмоакустическое профилирование строения осадочного разреза на глубину до 200 м позволило получить временные разрезы, которые показали практически повсеместное наличие свободного газа в осадках верхней части разреза (рис. 4).

Газонасыщенность осадков верхней части разреза парагенетически связана с процессами деградации реликтовой мерзлой толщи. Выделяющийся при таянии мерзлых пород газ перераспределяется в осадочном разрезе в зависимости от проницаемости и коллекторских свойств отложений. В верхней части

осадочной толщи пески играют роль коллекторов, а вышележащие глины выступают как покрывки. В песках газонасыщение носит сплошной характер.

В вышележащих глинистых отложениях газонасыщение имеет спорадический характер. На отдельных участках, где свободный газ в осадках практически отсутствует, имеют место «акустические окна», в которых слоистая структура глинистых толщ прослеживается на большую глубину.

Ниже границы «β» залегает толща «акустически прозрачных» песчаных отложений. Отсутствие акустической информации в песчаной толще связано с газонасыщением осадков. По данным сейсмоакустики кровля многолетнемерзлых пород находится на глубинах от 50 до 200 м от поверхности дна.

Характерная картина, наблюдаемая на временных разрезах сейсмоакустического профилирования, показывает, что район Крузенштернского морского продолжения месторождения расположен в границах зоны деградирующей субаквальной криолитозоны. Географически эта зона охватывает мелководную область шельфа Карского моря, примыкающую к западному побережью Ямала (западноуральское мелководье) [3].

Субаквальная криолитозона западноуральского мелководья сформировалась в течение последней сартанский регрессии. Признаки деградации мерзлоты в виде посткриогенных структур наблюдаются в кернах всех скважин, пробуренных на площади Крузенштернского участка.

В пределах западноуральской криолитозоны распространение многолетнемерзлых пород носит островной характер.

Проведенное инженерно-геологическое бурение показало, что в интервале от поверхности дна до глубины 40м многолетнемерзлые льдистые грунты отсутствуют.

На мелководном шельфе Карского моря многолетнемерзлые породы были встречены на продолжении Харасавэйского месторождения, Русановской структуры. Кроме того ММП широко развиты на месторождениях Скуратовское и Нярмейское.

Возможные осложнения при проведении глубокого бурения

Инженерно-геологические условия района исследований определяются принадлежностью данного района к области развития многолетнемерзлых пород на берегах и субаквальной криолитозоны на акватории. В настоящее время мерзлые породы шельфовой зоны находятся в стадии деградации, и переход мерзлого грунта в талое состояние сопровождается многими, так называемыми, посткриогенными явлениями. На первом месте, среди этих явлений, стоит газовыделение. Грунты даже с малым содержанием газа приобретают специфические свойства, что влечет за собой изменение физических и механических характеристик грунта [1].

Особый интерес представляют области распространения структур газового сиппинга.

Анализ показывает, что в подавляющем большинстве газозовые проявления либо непосредственно приурочены к областям развития субаквальных многолетнемерзлых пород, либо располагаются внутри области их возможного развития. Это позволяет косвенно подтвердить их парагенетическую связь с субаквальными многолетнемерзлыми породами. Возможно, структуры газозового сиппинга развиты в районах глубокого залегания субаквальных многолетнемерзлых пород и образованы за счет газа, выделяющегося при деградации СММП [7].

На достаточно глубокой акватории Обской губы по данным инженерно-геологического бурения мерзлые породы не обнаружены, но вместе с тем в керне скважин отмечаются многочисленные текстуры посткриогенного характера (комковатость, полости, трещины и т.п.). При переходе мерзлых грунтов в талое состояние сейсмоакустические свойства отложений значительно изменяются.

На большей площади средней части Обской и северо-западе Тазовской губы наблюдается практически полное отсутствие сейсмической корреляции. На временных разрезах верхняя граница газонасыщения почти совпадает с линией дна.

На локальных участках, представляющих собой своеобразные акустические окна, по временным разрезам удается проследить элементы строения толщи древнеголоценовых аллювиальных песков. При этом в самих песках наблюдается свободный газ, который, начиная с глубины нескольких метров от дна, полностью блокирует распространение упругих колебаний. Также отмечаются отдельные локальные прорывы газа, почти достигающие поверхности дна.

На севере Обской губы насыщение осадков газом носит не сплошной характер. В мористой части изученного участка севера Обской губы на временных разрезах отчетливо наблюдается мощная толща акустически слоистых современных аллювиально-морских осадков. Внутри самой голоценовой толщи также иногда встречаются локальные скопления свободного газа. Ниже подошвы этой толщи

залегают образования, в той или иной мере насыщенные свободным газом.

В средней части Обской и северо-западной части Тазовской губ газонасыщенные осадки развиты начиная практически от поверхности дна. По всей видимости здесь свободный газ продуцируется непосредственно придонной толщей голоценовых современных аллювиально-морских осадков. Эти осадки содержат относительно большое количество свежего органического вещества с большим потенциалом деструкции [Лисицын и др., 1994]. При разложении этого вещества и происходит выделение газа, который в значительной мере остается заземленным в пористом пространстве глинистых осадков и препятствует распространению упругих колебаний вглубь осадочной толщи.

Таким образом, в губах наблюдается два типа насыщения осадков свободным газом. Первый тип газонасыщения связан с деградацией реликтовой мерзлоты и наблюдается на открытой мелководной акватории. Газонасыщение этого типа носит локальный характер и контролируется соотношением в разрезе каргинских глин-покрышек и зырянских песков-коллекторов.

Второй тип обусловлен деструкцией свежего органического вещества, содержащегося в придонном слое осадков. Этот тип газонасыщения носит практически сплошной характер. Второй тип газонасыщения наблюдается в эстуариях крупных рек (прежде всего Оби и Енисея) в районах депоцентов осаджения больших количеств органического материала из водной взвеси [8, 9, 10].

Способы сохранения состояния ММП в процессе освоения месторождений мелководной акватории Карского моря

Наличие многолетнемерзлых пород обуславливает необходимость разработки инженерно-технических решений для обеспечения устойчивости и безопасного функционирования скважин в результате теплового взаимодействия скважин с ММП. При проектировании разработки месторождения особое внимание

следует уделить расстоянию между устьями скважин и наличию теплоизоляции на всем интервале ММП.

Строительство и эксплуатация газозовых скважин в арктических регионах сопряжены с осложнениями, связанными с формированием ореолов оттаивания в околоствольном пространстве в результате длительного теплового воздействия скважин на льдистые мерзлые породы. Оттаивание ММП приводит к образованию приустьевых просадок грунта и деформациям околоскважинных сооружений и трубной обвязки.

В условиях гидратонасыщенности ММП в прискважинной зоне газозовых скважин присутствуют газопроявления и льдообразование в заколонном пространстве, что может повлечь за собой возникновение повышенных давлений, воздействующих на крепь скважины. Обратное промерзание приводит к гидроразрыву окружающих промерзающих пород, смятие эксплуатационной колонны, разрушение кондуктора под действием давления обратного промерзания, превышающего критическое внутреннее давление [4].

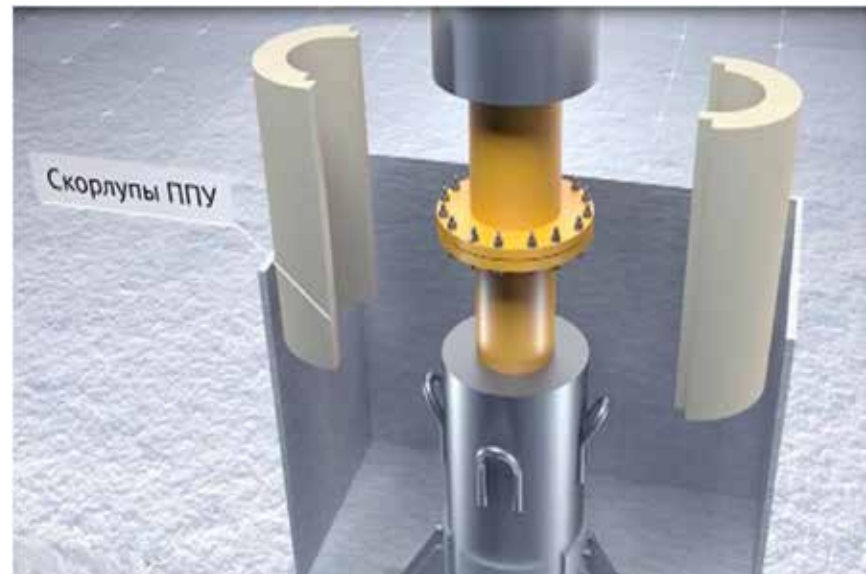
В мировой практике известны различные способы защиты скважин от воздействия ММП: управляемое промораживание прискважинной зоны; закачка хладоносителя в затрубное пространство скважины для охлаждения мерзлых пород; использование толстостенных, теплоизолированных обсадных труб и НКТ; покрытие поверхности колонн теплоизоляционными материалами и другие.

Для обеспечения надежности скважин в сложных геокриологических условиях в ПАО «Газпром» разработано комплексное решение по тепловой стабилизации (тепловой защите) многолетнемерзлых пород:

- спуск в устьевых зонах сезоннодействующих систем охлаждения грунтов.
- применение в конструкции скважин теплоизолированных лифтовых труб.

Впервые такое решение реализовано на скважинах Бованенковского НГКМ и показало высокую эффективность.

РИС. 5. Теплоизолированное направление газозовых скважин [11]



Геокриологические условия морской части месторождения Харасавэйское отличаются особой сложностью. Благоприятная для строительства газозовых скважин территория практически отсутствует. Почти все площадки запроектированных газозовых скважин попадают на участки с мощными пачками льдистых многолетнемерзлых пород, поэтому в особо сложных условиях Харасавэйского ГКМ предлагаются дополнительные меры по термостабилизации устьевых зон добывающих скважин, а именно использование:

- теплоизолированных направлений скважин (термокейсов) с пенополиуретановой теплоизоляцией (рис. 5) с глубиной спуска до 40 м;
- сезоннодействующих систем охлаждения грунтов с увеличенной относительно Бованенковского НГКМ глубиной спуска (до 40 м);
- теплоизолированных лифтовых труб с увеличенной относительно Бованенковского НГКМ глубиной спуска (до 150 м).

Разработанная комбинация термостабилизационных решений планируется релализовать при строительстве скважин в морской части месторождений Крузенштернское и Харасавэйское [11].

Применение в конструкции скважин указанных месторождений теплоизолированных обсадных и лифтовых труб (ТЛТ) позволит

замедлить оттаивание мерзлоты, избежать образования гидратов и парафиновых отложений в скважинах, сократить расстояния между устьями теплоизолированных скважин в кустах.

Заключение

Высокоширотное положение исследованного района, наряду с суровым арктическим климатом, определяет широкое распространение многолетнемерзлых пород. Мерзлые породы развиты как на побережье, так и в прибрежных мелководных участках акватории Приамальского шельфа, Обской и Тазовской губ.

Анализируя геокриологические особенности и температурное состояние вскрытого разреза ММП, можно сделать вывод, что мерзлые породы в настоящее время находятся в нестабилизированном состоянии и деградируют, что также подтверждается геокриологическими особенностями разреза, где в верхней части наблюдается мерзлопластичное состояние грунта.

Непосредственно в центральной части Обской и Тазовской губ (на площадках инженерно-геологических изысканий) по данным инженерно-геологического бурения мерзлые породы не обнаружены, но вместе с тем текстуры, наблюдаемые в керне скважин, говорят о том, что все грунты (за исключением придонного слоя илов) испытали криогенное

преобразование. В пределах акватории, по-видимому, существует сквозной талик. Однако это не исключает возможности существования реликтов ММП на акватории.

Идентификация и картирование ММП в верхней части разреза на основе инженерно-геологических изысканий и электроразведки обеспечат принятие оптимальных решений при проведении поисково-разведочного бурения и освоении месторождений мелководного шельфа Карского моря. ●

Литература

1. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Дегазация Земли. Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа // *Neftegaz.RU*. – 2019. – № 1 – с. 48–55.
2. Васильев А.А., Стрелецкая И.Д., Облогов Г.Е., Широков Р.С. Динамика субаквальной мерзлоты Карского моря в меняющихся климатических условиях // *Материалы пятной конф. геокриологов России. М., Унив. книга, 2016. т. 2, ч. 5, с. 26–30.*
3. Дзюбло А. Д., Алексеева К. В. Инженерно-геологические условия обустройства акваториальной части Крузенштернского месторождения в Карском море // *Арктика: экология и экономика*. – 2020. – № 1 (37). – С. 79–92. – DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-79-92.
4. Дзюбло А.Д., Алексеева К.В., Перекрестов В.Е., Сян Хуа. Природные и техногенные риски при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических морей// *Безопасность труда в промышленности*. – 2020. – № 4. – С. 74–81. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-4-74-81.
5. Кокин О.В., Цвевинский А.С. Геокриологическое строение подводного берегового склона Обской губы в зоне контакта с припаем // *Соврем. подходы и перспект. технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений Российского шельфа*, 2013, № 3 (14), с. 67–69.
6. Колесов В.В., Вовк В.С., Дзюбло А.Д., Кудрявцева Е.О. Разведка и обустройство месторождений в прибрежной зоне Обской губы // *Газ. пром-сть*, 2008, № 12, с. 66–68.
7. Рекант П.В., Васильев А.А. Распространение субаквальных многолетнемерзлых пород на шельфе Карского моря // *Криосфера Земли*, 2011, т. XV, № 4, с. 69–72.
8. Рокос С.И., Длугач А.Г., Локтев А.С. и др. Многолетнемерзлые породы шельфа Печорского и Карского морей: генезис, состав, условия распространения и залегания // *Инж. изыскания*, 2009, № 10, с. 38–41.
9. Рокос С.И., Костин Д.А., Куликов С.Н., Субаквальные многолетнемерзлые породы Обской и Тазовской губ Карского моря; *Криосфера Земли*. 2019. Т. 23. № 5 (97). с. 17–26.
10. Рокос С.И., Тарасов Г.А. Газонасыщенные осадки губ и заливов южной части Карского моря // *Бюллетень комиссии по изучению четвертичного периода*, № 67, 2007, с. 66–75.
11. Стратов Д.В. Проблемы освоения Харасавэйского и Крузенштернского месторождений, *Труды 14-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2019)*. 1–4 октября 2019 года, Санкт-Петербург СПб.: ХИМИЗДАТ, 2019. 116–117 с.

KEYWORDS: *Ob Bay, Taz Bay, Priyamalsky shelf, shallow shelf, geocryological conditions, permafrost.*

КАРСКОЕ МОРЕ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПОЛИГОН ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Каминский Валерий Дмитриевич
генеральный директор
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
член-корреспондент РАН,
д.г.-м.н.

Черных Андрей Алексеевич
заместитель
генерального директора
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
заведующий отделом системных
геолого-геофизических
исследований,
к.г.-м.н.

Медведева Татьяна Юрьевна
ВРИО заведующего отделом
мониторинга недропользования
и геологоразведочных работ
на нефть и газ
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

Супруненко Олег Иванович
научный консультант отдела
мониторинга недропользования
и геологоразведочных работ
на нефть и газ
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
д.г.-м.н., профессор

Суворова Екатерина Борисовна
ВРИО заведующего сектором
информационного обеспечения
недропользования
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
к. г.-м.н.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЛАСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОМПАНИЙ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ РОСНЕДР В ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ: СОВМЕСТНОЕ ОБСУЖДЕНИЕ НОВЫХ УЧАСТКОВ НЕДР И ВЫБОРА ОЧЕРЕДНОСТИ В ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИИ НА АУКЦИОНЫ; ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ; ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ВЫПОЛНЕНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ. КАРСКОЕ МОРЕ – ЭТО ПОЛИГОН ИНТЕНСИВНОГО И, В ЦЕЛОМ – УСПЕШНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГОСУДАРСТВА И КОМПАНИЙ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙСЯ ПОНИЖЕННЫМИ РИСКАМИ, В ЧАСТНОСТИ – ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ. ПРЕДЛОЖЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА БУДУТ СПОСОБСТВОВАТЬ УГЛУБЛЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ О РЕГИОНЕ И НАРАЩИВАНИЮ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УВС

POSSIBLE AREAS OF COOPERATION BETWEEN LICENSE BLOCKS OPERATORS AND ROSNEDRA ORGANIZATIONS IN THE STUDY AND DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES OF THE KARA SEA SHELF ARE PRESENTED. AMONG THEM ARE A JOINT DISCUSSION OF NEW LICENSE BLOCKS AND A CHOICE OF PRIORITY IN THEIR SUBMISSION TO AUCTIONS; PETROLEUM POTENTIAL STUDY OF PALEOZOIC STRATA; GEOLOGICAL AND HYDROGEOCHEMICAL STUDIES AND STRATIGRAPHIC DRILLING. THE KARA SEA IS THE REGION OF LOW RISKS (ESPECIALLY GEOLOGICAL) AND COMFORTABLE FOR INTENSIVE AND SUCCESSFUL INTERACTION BETWEEN THE STATE AND LICENSE BLOCK OPERATORS. PROVIDED PROPOSALS SIGNIFICANTLY IMPROVE UNDERSTANDING OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND WILL INCREASE OIL&GAS RESOURCES BASE OF THE REGION

Ключевые слова: Карское море, участки недр для дальнейшего лицензирования, палеозойские отложения, геолого-гидрогеохимические исследования, стратиграфическое бурение малоглубинных скважин.

Шельф Карского моря включает две существенно отличающиеся по геологическому строению части – южную и северную. Первая – Южно-Карская нефтегазоносная область (НГО) в нефтегазогеологическом отношении является акваториальным продолжением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и это является определяющей чертой перспективности региона

на углеводородное сырьё (УВС). Еще в советское время здесь были открыты два уникальных газоконденсатных месторождения – Русановское и Ленинградское, а совсем недавно, в 2019 г. – третье уникальное газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова. Вторая – северная часть – является самостоятельной Северо-Карской перспективной нефтегазоносной областью (СПНГО), на площади

УДК 553

РИС. 1. Диаграмма распределения ресурсов категорий Д₀+Д нефти, газа и конденсата по акваториям арктических морей к 2020 г.

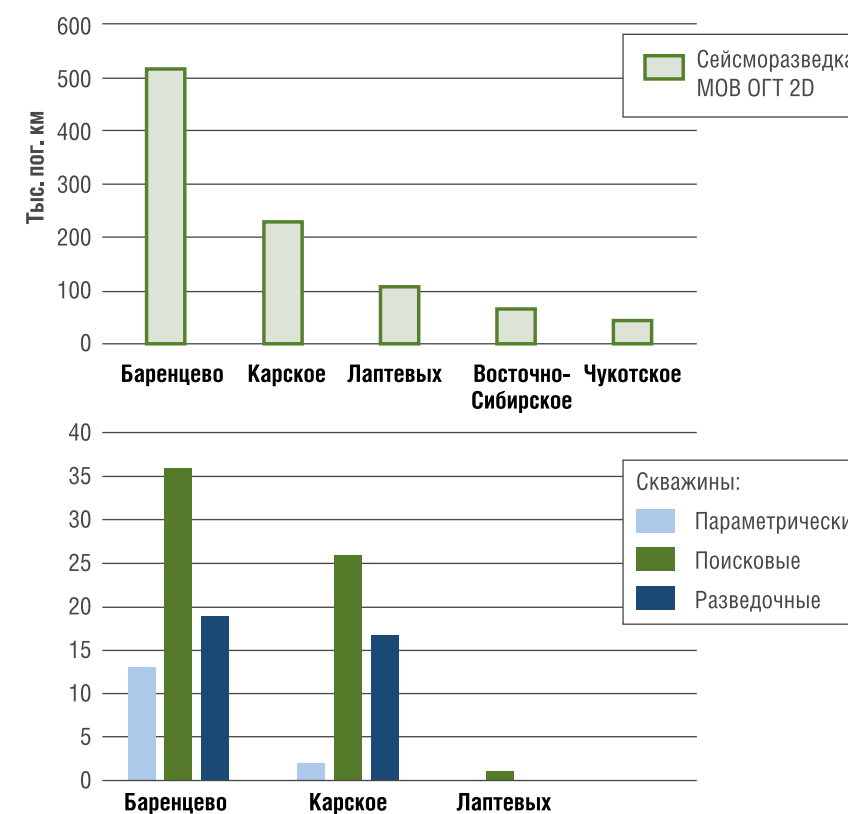


которой до настоящего времени не пробурено ни одной скважины. Карское море относится к западно-арктическим акваториям, в целом, наиболее изученным сейсморазведкой и бурением. В распределении ресурсов углеводородов (УВ) категорий Д₀+Д₁+Д₂ (далее – Д₀+Д) для каждого типа флюида по акваториям арктических морей, проиллюстрированном на диаграмме (рис. 1), отчетливо виден контраст между показателями западно-арктических и восточно-арктических морей. Шельфы первых характеризуются обширной ресурсной базой – в 5–7 раз превышающей аналогичные показатели восточно-арктических акваторий. Баренцево, включая Печорское, и Карское моря являются регионами с доказанной промышленной нефтегазоносностью, они хорошо изучены сейсморазведкой МОВ ОГТ 2D (рис. 2), и на отдельных участках – сейсморазведкой 3D. Практически весь объем глубокого бурения сосредоточен в западной части Арктики.

Шельф Карского моря заметно выделяется на фоне шельфа Баренцева моря по количеству ресурсной составляющей по категориям Д₀+Д. Это неудивительно, т.к. в последние пять лет здесь интенсивно выполнялись геологоразведочные работы (ГРП). Например, в 2018 г. завершили 3 объекта ГРП за счет средств госбюджета, в результате которых оценено 34 локальных объекта по мезозойскому и палеозойскому осадочным комплексам. За последние 3–4

года в южной части Карского моря недропользователями было пробурено 5 глубоких (4 поисковых и 1 разведочная) скважин (рис. 3). Только в минувшем 2019 г. были открыты 3 месторождения: вышеупомянутое уникальное газоконденсатное им. В.А. Динкова, крупное газовое Нярмейское и по результатам бурения на суше – прибрежно-морское газоконденсатное Няхартинское. Для сравнения, за этот же период пробурена 1 скважина в море Лаптевых – первооткрывательница

РИС. 2. Изученность морей Арктики сейсморазведкой МОВ ОГТ 2D и глубоким бурением

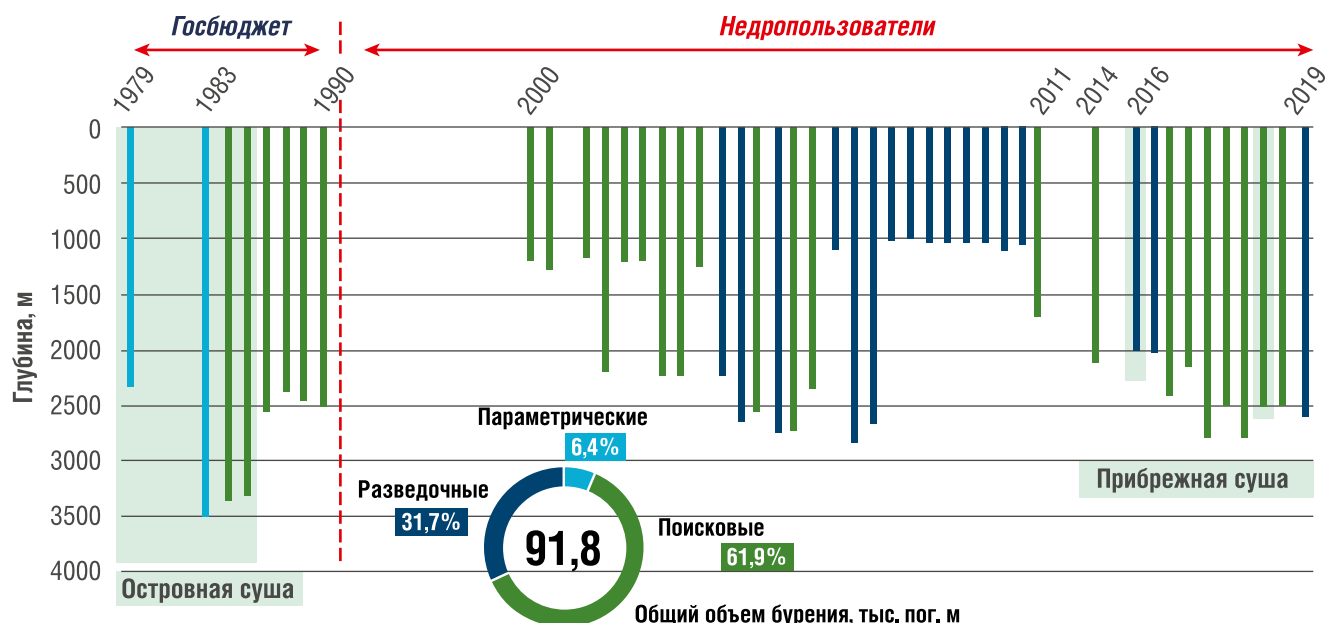


Центрально-Ольгинского месторождения, и ни одной скважины – на остальной части Арктического шельфа, включая Баренцево море.

Уровень освоения Карского моря по программе ВИПР

Действующим документом, целью которого является обеспечение сбалансированного развития минерально-сырьевой базы для удовлетворения потребностей экономики страны и выполнения экспортных обязательств Российской Федерации (РФ) на основе современной геологической изученности, служит государственная программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (ВИПР), утвержденная постановлением Правительства от 15 апреля 2014 г. № 322. Срок реализации программы установлен – с 1 января 2013 до 31 декабря 2024 г. Этот документ является законодательным основанием для сотрудничества с недропользователями. К 2018 г. стало возможным оценить уровень выполнения программы ВИПР по подпрограмме «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологического изучения недр», по ее основным показателям,

РИС. 3. Таймлайн глубокого бурения на шельфе Карского моря



которыми являются – прирост ресурсов УВ по категории Дл (локализованные) с нарастающим итогом и прирост запасов УВ категории С₁ (разведанные) с нарастающим итогом, за истекший 5-летний период. Прирост ресурсов Дл происходит в результате ГРП на объектах работ, выполняемых за счет средств госбюджета, а прирост запасов С₁ – в результате ГРП, включая бурение, выполняемых недропользователями на лицензионных участках.

Так, по воспроизводству и использованию УВ ресурсов категории Дл на континентальном шельфе РФ с 2013 по 2015 гг. происходило перевыполнение запланированных объемов прироста на 174 %, 68 % и 13 %, соответственно. Пропорции по разным фазам УВ следующие: нефть + конденсат – 198 %, 86 % и 37 %, газ – 166 %, 63 %, 7 %, соответственно (рис. 4).

В 2016 и 2017 гг. приросты ресурсов оказались ниже запланированных. Это связано с тем, что работы по обработке и комплексной интерпретации полученных при проведении ГРП на нефть и газ в 2015–2016 гг. геолого-геофизических данных были выполнены позднее – АО «Росгеология» в 2018 г., в рамках отдельного Государственного Контракта № 82 от 16.09.2016 г., финансируемого через Департамент по недропользованию по Центрально-Сибирскому Федеральному округу (Центрсибнедра).

Поэтому существенный прирост ресурсов категории Дл произошел уже в 2018 г. Однако, большая часть прироста в 2018 г. получена в результате ГРП на Восточно-Белоостровской площади, финансирование по котором осуществлялось через Департамент по недропользованию по Северо-Западному Федеральному округу.

В структуре запасов по Карскому морю основные изменения запасов произошли в результате ГРП и переоценки (рис. 5). В 2013 г. основной прирост по запасам газа произошел в связи с ГРП на Крузенштернском месторождении (часть запасов впервые была поставлена на баланс по шельфу).

В 2014 г. основной прирост запасов газа связан с работами на месторождениях Юрхаровское, Победа и Семаковское. В 2015 г. прирост запасов газа произошел в результате ГРП на Тота-Яхинском месторождении. В 2016 г. списаны запасы по газу в результате их переоценки на Юрхаровском месторождении. В 2017 г. прирост запасов газа произошел в результате ГРП на Салмановском (Утреннем) и Каменномысском месторождениях. В 2019 г. прирост газа связан с открытием месторождений им. В.А. Динкова и Нярмейского.

РИС. 4. Прирост ресурсов по категории Дл с нарастающим итогом и плановый показатель по государственной программе ВИПР

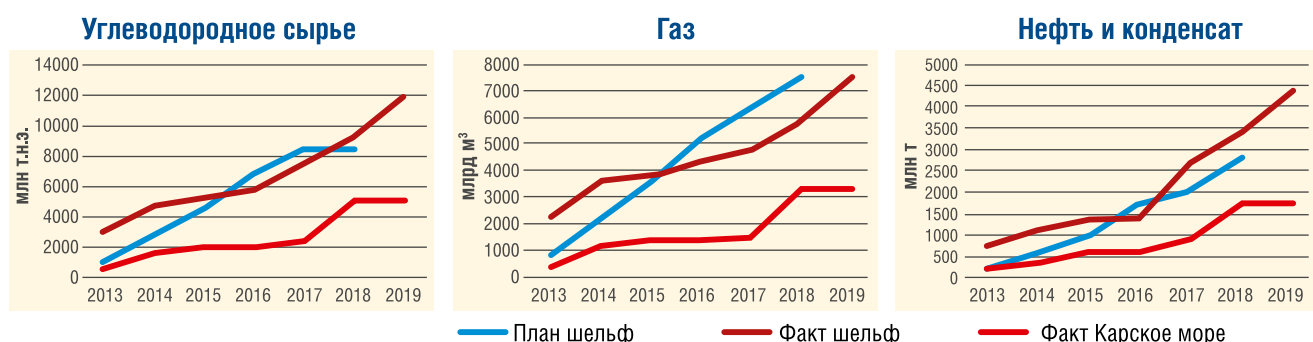
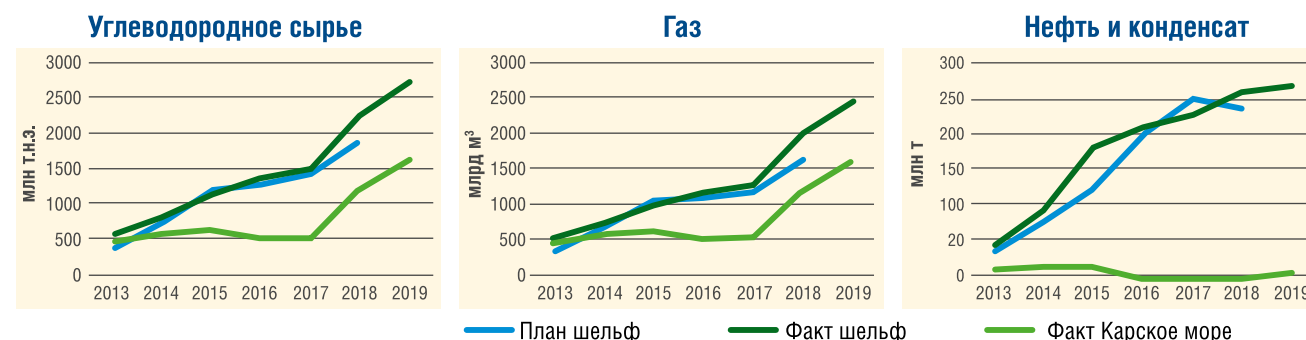


РИС. 5. Прирост запасов по категории С₁ с нарастающим итогом и плановый показатель по государственной программе ВИПР



Запасы нефти на шельфе Карского моря уменьшились в 2017 г. в результате ГРП на Салмановском (Утреннем) месторождении.

По запасам газоконденсата происходили следующие изменения: в 2013 г. – в результате ГРП на Юрхаровском, Салмановском (Утреннем) и Салекапском месторождениях; в 2014 г. – ГРП на Юрхаровском месторождении; в 2016 г. – переоценка запасов на Юрхаровском, Северо-Парусовом, Южно-Тамбейском месторождениях; в 2017 г. – ГРП на Салмановском (Утреннем) месторождении и ГРП и переоценка на Крузенштернском месторождении; в 2019 г. получен прирост за счет открытия месторождений Няхартинского и им. В.А. Динкова.

Если прирост запасов категории С₁ происходит в основном за счет ГРП,

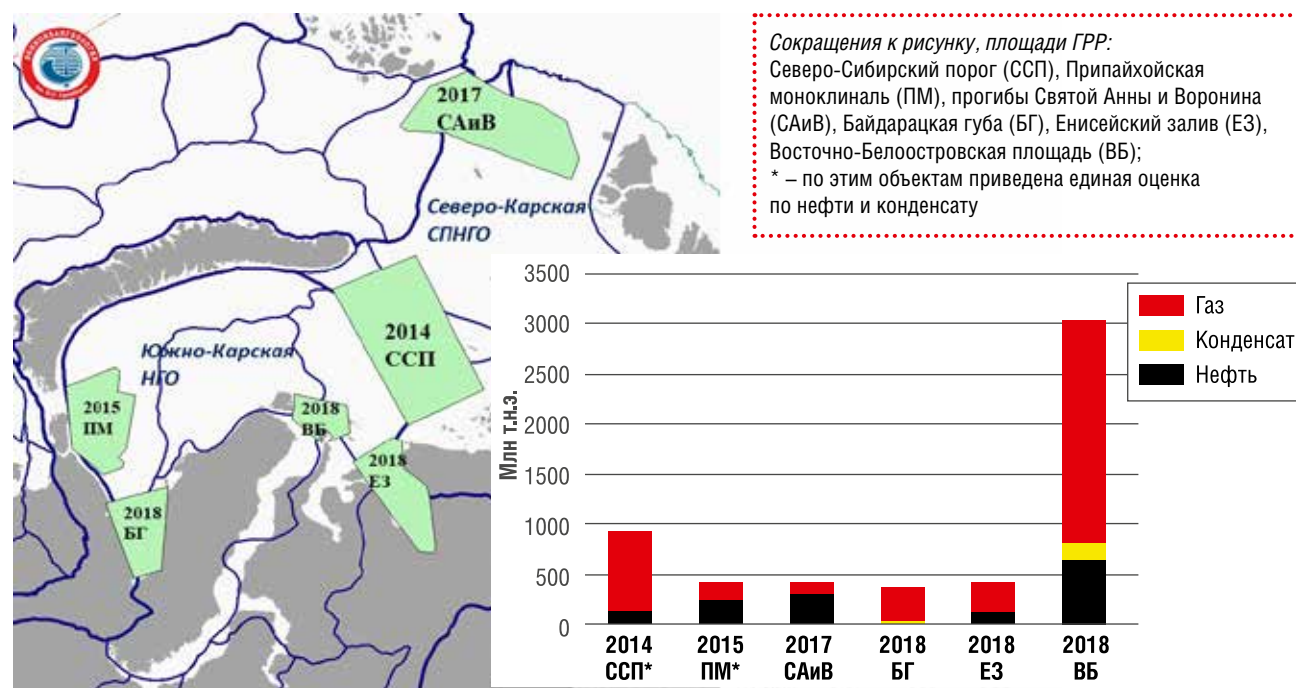
проводимых недропользователями в южной части Карского моря, т.к. именно там расположены месторождения УВ, то прирост ресурсов по категории Дл получен в результате ГРП за счет госбюджета, проводимых не только на объектах в южной части шельфа, но и расположенных в Северо-Карской СПНГО и на границе Южно-Карской НГО и Северо-Карской СПНГО (рис. 6). Среди объектов ГРП, выполненных с 2013 по 2018 гг., выделяется объект по Восточно-Белоостровской площади, ресурсная оценка которого от 3 до 6 раз превышает аналогичные показатели по другим объектам. Причина столь значительной разницы заключается в расположении этого участка недр в наиболее изученном и перспективном центральном секторе Южно-Карской НГО.

В целом, можно констатировать, что освоение Карского шельфа идет особенно успешно в его южной части, в центральном секторе и на приамальском шельфе. Большую роль в этом играет близость п-ова Ямал, где открыто множество месторождений и уже активно идет их разработка и добыча УВ.

Перспективные направления работ

В связи с вышесказанным представляется, что существуют достаточно широкие, пока не используемые возможности для наращивания ресурсной базы УВС и продолжения успешного сотрудничества компаний-недропользователей и организаций Минприроды – Роснедр в изучении и освоении

РИС. 6. Объекты ГРП в Карском море, выполненные за счет средств государственного бюджета в период с 2013 по 2018 гг. и ресурсы категории Дл по этим объектам



нефтегазовых ресурсов Карского моря. Среди них можно выделить следующие направления:

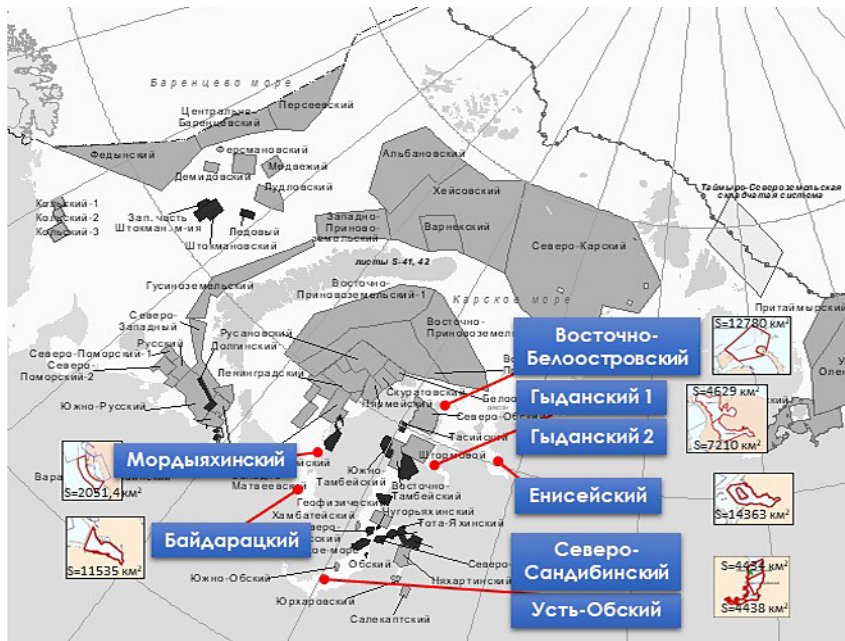
- подготовка новых лицензионных участков;
- прогноз продуктивности палеозойских отложений;
- включение в комплекс выполняемых ГРП геолого-гидрогеохимических исследований;
- выполнение малоуглубленного структурного бурения в северной части Карского моря.

Подготовка новых лицензионных участков

В России ГРП по поискам и освоению месторождений нефти и газа разделены между предприятиями системы Минприроды России – Роснедр, выполняющими региональный этап ГРП за счет средств федерального бюджета, и недропользователями, осуществляющими поисково-оценочный и разведочный этапы. В идеале компания-недропользователь получает лицензионный участок с завершенным региональным этапом ГРП, что подразумевает заверку его геологического строения данными ближайшей параметрической скважины и приступает к поисково-оценочным работам.

Действительность, по крайней мере, на арктическом шельфе оказалась жестче. Во-первых, параметрическое бурение как завершающий элемент регионального этапа ГРП в последние десятилетия не выполнялось, в том числе – в неразбуренной северной части Карского моря. Во-вторых, недропользователи получили в свое распоряжение практически все перспективные участки арктического шельфа, включая огромные по площади, с незавершенным региональным этапом ГРП. По действующему законодательству дальнейшая деятельность организаций Минприроды России – Роснедр на этих участках исключена. Таким образом, в последние годы функции Минприроды России в отношении УВС свелись к контролю за выполнением условий лицензионных соглашений и выполнению весьма ограниченных объемов ГРП для подготовки участков для аукционов,

РИС. 7. Участки недр, предлагаемые ФГБУ «ВНИИОкеангеология» к лицензированию в Карском море



преимущественно в транзитных зонах внутренних морских вод и территориального моря.

По результатам ГРП, выполненных за счет средств госбюджета, в южной части Карского моря специалистами ФГБУ «ВНИИОкеангеология» предлагается достаточно широкий выбор перспективных объектов лицензирования. Он включает следующие участки недр (УН): Мордьяхинский, Южно-Новопортовский, Северо-Сандибинский, Усть-Обский, Гыданский 1 и 2 и др. Среди последних – участки, рекомендованные к лицензированию в результате завершающих в 2018 г. объектов ГРП – Байдарацкий, Енисейский и Восточно-Белоостровский (рис. 7). Два участка – Усть-Енисейский и Минховский – были выставлены на аукцион в 2019 г.

Изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений

Широко известно, что в южной части Карского моря промышленной нефтегазоносностью обладают юрско-меловые отложения. Однако, по последним данным, предполагается наличие перспективных объектов и в палеозойской части осадочного чехла. Проблема изучения перспектив нефтегазоносности

палеозоя южной части Карского моря может стать предметом совместной разработки организаций Минприроды – Роснедр и недропользователей.

Нефтегазоносность палеозойских карбонатных пород установлена в юго-восточной части п-ова Ямал на Новопортовском месторождении. В интервале 2486–2940 м открыты 4 газоконденсатные залежи [Скоробогатов, 2003], одна из которых приурочена к палеозойской органогенной постройке. В восточной части южного купола палеозойские отложения опробованы в скважинах 107 и 129, где получены притоки газа дебитами 379,1 и 20,7 тыс. м³/сутки на диафрагмах 14,8 и 11 мм, соответственно. В скважинах 91 и 104 в этой части получены притоки воды. Размеры залежи составляют 11 x 6,5 км, высота 130 м. В северной части, при опробовании скважины 124 получен совместный приток газа и воды. Дебит газа составил 145,2 тыс. м³/сутки, воды 14,7 м³/сутки на диафрагме 8,6 мм. В газоконденсатных залежах в палеозойских отложениях содержание стабильного конденсата в газе составляет 43,5 г/м³. В скважинах 216 и 217 получены данные о карбонатном массиве. В скважине 216 на глубине от 2940 до 3308 м в десяти интервалах получены притоки газа (местами с водой и нефтью) дебитами 582,1 тыс м³/сутки на 20,3 мм диафрагме [Скоробогатов, 2003]. В скважине

217 в кровельной части получен приток газа дебитом 496,6 тыс. м³/сутки на 16,2 мм диафрагме.

Приведенные данные по нефтегазоносности палеозойской части разреза представляют очевидный практический интерес и должны учитываться при разработке на участках недр, в частности, в южной части Обской губы – ранее упомянутых Южно-Новопортовском, Северо-Сандибинском и Усть-Обском. Вместе с этим очевидно, что прогнозируемые ресурсы палеозоя будут играть здесь подчиненную роль по отношению к ресурсам мезозойского интервала разреза.

Иначе может обстоять дело с предлагаемыми к лицензированию участками в Байдарацкой губе и Енисейском заливе. По мнению специалистов АО «Южморгеология», выполнявших здесь комплексные геолого-геофизические исследования за счет федерального бюджета, с палеозойскими отложениями связаны главные перспективы нефтегазоносности. На Байдарацком УН выявлены перспективные объекты, связанные с аномалиями типа «риф» по кровле каменноугольных (ОГ II) и девонских (ОГ III) отложений. Глубины их залегания составляют от 600 до 2100 м. Локализованные ресурсы по категории Дл на Байдарацком УН по газу составляют 343 млрд м³ и по

конденсату 9 млн т. На юго-востоке Карского моря, в Енисейском заливе (Енисейский УН) в палеозойской осадочной толще оконтурено восемь антиклинальных ловушек по кровле вендско-нижнекембрийских (ОГ VIII) и среднекембрийско-среднедевонских (ОГ VIIa) отложений, которые залегают на глубинах доступных для бурения – от 1800 до 4600 м. Прогнозные ресурсы УВ по категории Дл на Енисейском УН для объектов палеозоя оцениваются в 123 млн т по нефти и 279 млрд м³ по газу.

В северной части Карского моря в качестве перспективных рассматриваются в основном отложения палеозоя, которые доминируют в составе осадочного чехла. Косвенные сведения о составе и нефтегазоносности пород получены по результатам изучения обнажений на близлежащих островах и архипелагах. По результатам ГРП, завершающих АО «Росгеология» в 2017 г. в северной части Карского моря в районе прогибов Святой Анны и Воронина (рис. 6), прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 302 млн т, газа – в 124 млрд м³. Причем, наличие нефти предполагается исключительно в отложениях палеозоя, а наличие газа не только в триасовых и юрских породах, но и в ордовикско-нижнесилурийском осадочном комплексе.

Морские геолого-гидрогеохимические исследования

Следующее направление сотрудничества – включение в комплекс ГРП, выполняемых на лицензионных участках, геолого-гидрогеохимических исследований по методике, разработанной в ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Проведенные институтом в 2008–2014 гг. на арктическом шельфе геолого-гидрогеохимические исследования базировались на выявлении мигрирующих из скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла эпигенетических аномалий жидких и газообразных углеводородов в позднечетвертичных донных осадках и в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи вплоть до поверхностного микрослоя (Ткаченко и др., 2015). Они доказали свою высокую эффективность на рифогенных структурах Кольско-Канинской моноклинали в Баренцевом море, в пределах транзитной зоны западного приамальского шельфа и в Байдарацкой губе (рис. 8), а также на подготовленной к глубокому поисковому бурению Университетской структуре на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 – в Карском море (рис. 9). В последнем случае,

РИС. 8. Участки нераспределенного фонда недр Карского моря, на которых проводились геолого-гидрогеохимические исследования, и сопоставление их с фрагментом (западная часть приамальского шельфа) структурно-геохимической схемы (Ткаченко и др., 2015)

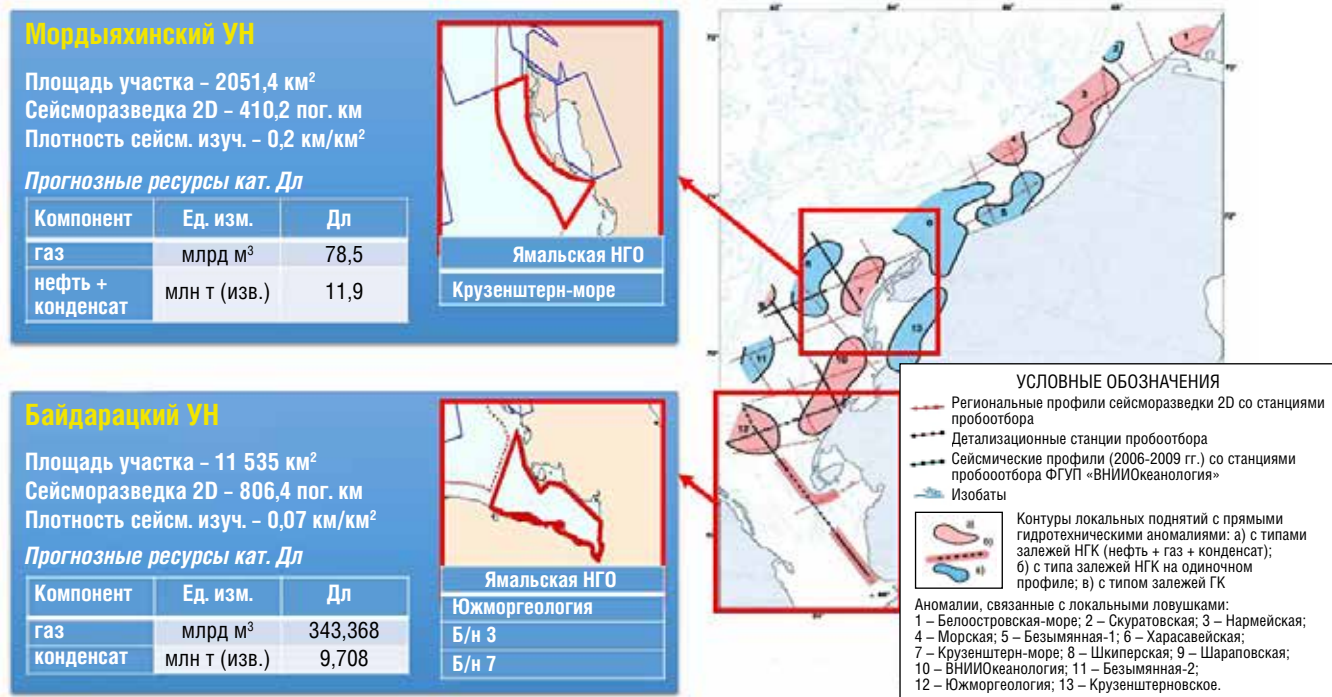
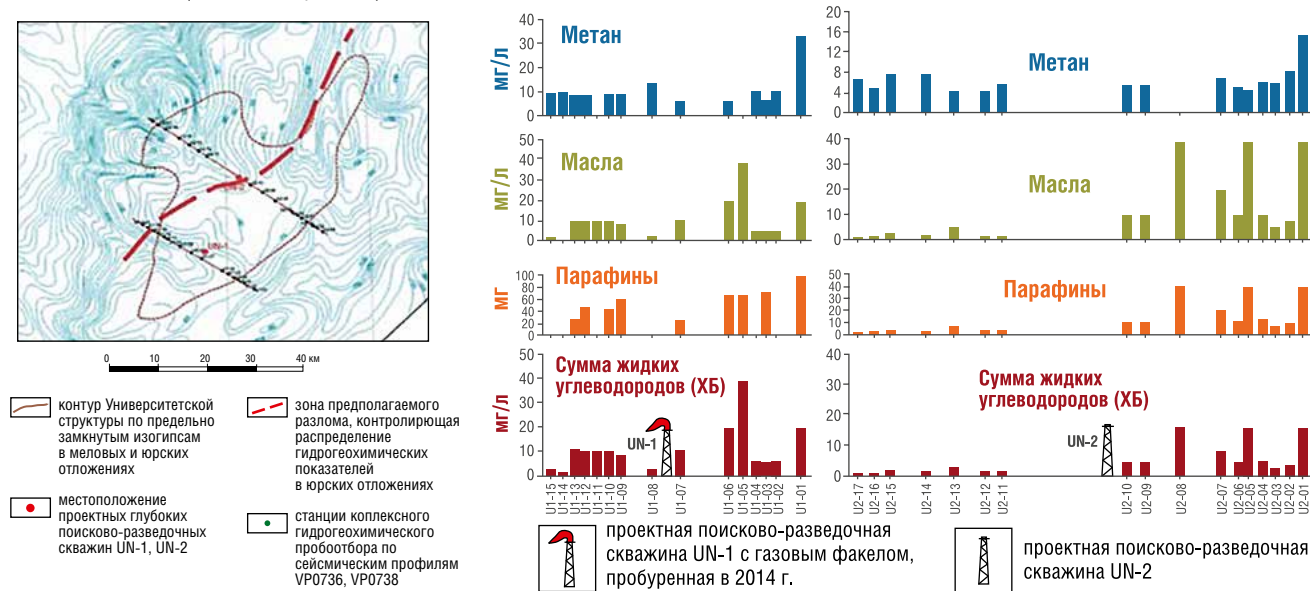


РИС. 9. Схема расположения станций комплексного гидрогеохимического пробобора в районе Университетской структуры и гистограммы распределения гидрогеохимических показателей в придонно-пограничном слое водной толщи вдоль сейсмических профилей VP 0736 и VP 0738 (Ткаченко и др., 2015)



выявленные в 2013 г. интенсивные миграционные аномалии газообразных УВ и жидких хлороформенных битумоидов с высокой долей масел при наличии парафинов в природной воде и проявлениях термогенных изопреноидов (пристана и фитана) в донных осадках, позволили дать прогноз на наличие залежей нефти и газа. Этот прогноз полностью подтвердился в результате бурения первой поисково-оценочной скважины Университетская-1 – первооткрывательницы нефтегазового месторождения «Победа», запасы которого по юрско-меловому комплексу оцениваются в более 100 млн т. легкой нефти и 338 млрд м³ газа.

Изложенное позволяет рекомендовать комплексирование сейсморазведочных и геолого-гидрогеохимических исследований на всех этапах нефтегазопроисковых работ – прежде всего, на региональном этапе, а также – поисково-оценочном. Результаты этих исследований могут служить дополнительным критерием при выборе участка недр для последующего лицензирования или для постановки поискового бурения, соответственно. Отрабатанная в ходе ГРП в южной части Карского моря комплексная методика поиска УВ может далее применяться и в северной его части, а также на других малоисследованных участках арктического шельфа. Это позволит осуществлять более обоснованный прогноз нефтегазоносности

акваторий. Помимо этого, геолого-гидрогеохимические исследования позволяют проводить экологический мониторинг участков добычи УВ, что становится весьма важным в новых условиях проведения ГРП, производства и добычи УВ, к которым предъявляются все более строгие требования более бережного отношения к природной среде. А российские нефтегазовые компании всегда старались уделять должное внимание этому аспекту недропользования.

Малоглубинное структурное бурение

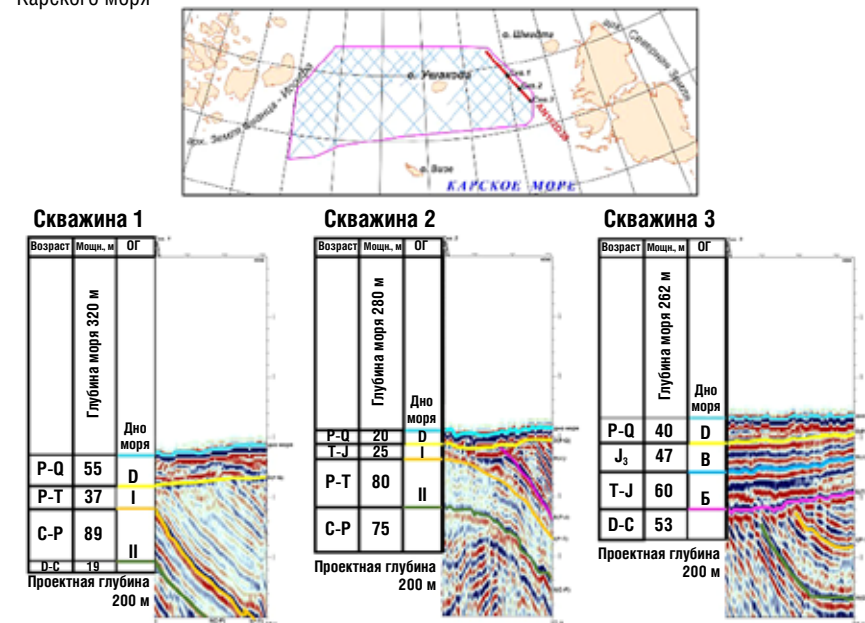
Как было сказано выше, палеозойские отложения как главный перспективный комплекс предполагаются в Северо-Карской СПНГО, и для подтверждения этого прогноза специалистами ФГБУ «ВНИИОкеангеология» и АО «Росгеология» предлагается выполнение здесь малоглубинного структурного бурения.

Вопрос о необходимости выполнения на шельфе структурного (стратиграфического) бурения как обязательного элемента ГРП ставился специалистами института уже давно, по крайней мере, с 2005 г., но безрезультатно. Данный вид бурения осуществляется нашим соседом по шельфу – королевством Норвегия, в лице Норвежского нефтяного директората – государственного специализированного управления и

распорядительного органа. Коллеги с конца 1980-х гг. последовательно реализуют малоглубинное стратиграфическое бурение на акватории Баренцева моря для решения фундаментальных задач нефтяной геологии. Глубины пробуриваемых ими скважин составляют первые сотни метров. Однако это позволяет в благоприятных геологических условиях изучить весь стратиграфический разрез конкретного участка акватории. По мнению норвежских коллег, малоглубинное бурение сегодня является наиболее доступным методом для получения стратиграфической информации о глубокозалегающих отложениях в областях Баренцева моря, закрытых для коммерческого (в нашем случае – глубокого) бурения [Resource report., 2016]. Так, в 2015 г. ими был выполнен 45-дневный рейс в северную часть моря (район о.Белый), в ходе которого при глубинах моря 230–260 метров были успешно пробурены семь скважин от 52 до 200 м глубиной. Общий выход керна составил 1048 м.

Несколько лет назад данное предложение получило новый импульс благодаря возвращению в РФ научно-исследовательского судна «Бавенит», принадлежащего ОАО «Арктическая инженерно-геологическая экспедиция (АМИГЭ)» (входит в АО Росгеология) [Черных и др., 2019]. Это судно ледового класса ARC-4 проекта

РИС. 10. Проектные разрезы стратиграфических малоглубинных скважин в северной части Карского моря



П-2790, имеющее классификацию DYNPOS-2 и неограниченный район работ. В настоящее время НИС «Бавенит» является одним из самых оснащенных инженерно-геологических судов в России. Оно способно выполнять бурение (с использованием комбинированной колонны из стальных и алюминиевых труб) инженерно-геологических/структурных скважин на глубину до 400 м при глубинах воды до 1200 м, а также пилотных скважин – на глубину до 500 м при глубинах воды до 1500 м. Недавно был проведен капитальный ремонт судна на верфи Tallinn Shipyard с заменой и модернизацией основных узлов и агрегатов. В результате НИС «Бавенит» было укомплектовано новым буровым и геотехническим оборудованием, позволяющим бурить инженерно-геологические скважины и выполнять статическое зондирование (РСРТ) как донной заборной установкой с усилием до 20 т, так и внутрискважинным оборудованием в любом интервале бурения. Оборудование дает возможность отбирать ненарушенные образцы проб как в текучих, так и в полускальных грунтах всеми имеющимися в настоящий момент технологиями: задавливаемой, ударной, вибрационной и вращательной колонковой.

НИС «Бавенит» располагает богатым опытом выполнения неглубокого бурения с отбором керна в диапазоне глубин моря от нескольких десятков до 1713 м.

Применительно к обсуждаемым нами проблемам теперь главное – поставить во главу угла не инженерно-геологические, а стратиграфические задачи. Площади будущих работ – это вышеупомянутые неизученные области всех арктических морей, включая обсуждаемую северную часть Карского моря. Всюду здесь существуют участки, на которых можно решать ключевые стратиграфические задачи с применением малоглубинного, до 500 м, бурения. В настоящее время разработан (и планировался к реализации в 2019 г.) проект бурения трех структурных скважин в северной части Карского моря, в нераспределенном фонде недр. Проектные разрезы скважин предполагают уточнение возраста и литологии маломощной толщи мезо-кайнозойских отложений и, главное – вскрытие перспективных палеозойских толщ, получение первых прямых данных о свойствах этого перспективного нефтегазового комплекса отложений (рис. 10).

Подобные проекты в настоящее время запланированы к выполнению и на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром». Это позволит получить важную геологическую информацию, не дожидаясь того времени (возможно, весьма отдаленного) когда будут решены проблемы с приобретением/арендой необходимого «стандартного» оборудования для глубокого бурения на шельфе.

Выводы

Существуют вполне определенные возможности более широкого и, со всей очевидностью, более успешного сотрудничества организаций Минприроды России – Роснедр и недропользователей в государственном деле изучения и освоения нефтегазовых ресурсов шельфа Карского моря. Основными перспективными направлениями взаимодействия и сотрудничества могут быть:

- подготовка к лицензированию новых участков;
- изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на акватории Карского моря;
- выполнение геолого-гидрогеохимических исследований в ходе региональных и поисково-оценочных работ;
- выполнение стратиграфического бурения на неразбуренных перспективных площадях северной части Карского моря.

Таким образом, можно утверждать, что Карское море – это полигон интенсивного и, в целом – успешного взаимодействия государства и компаний-недропользователей, характеризующийся пониженными рисками, в частности, геологическими, и обладающий перспективами усиления такого взаимодействия. Предложенные направления дальнейшего сотрудничества будут способствовать углублению геологических знаний о регионе и наращиванию ресурсной базы УВС. ●

Литература

1. Ткаченко Г.Г., Ванштейн Б.Г., Супруненко О.И., Поселов В.А. Основы эффективной методики нефтегазопроисковых геолого-гидрогеохимических исследований на арктическом шельфе России // *Neftegaz.ru*, 7–8, 2015, с. 28–33.
2. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение Ямала // *Недра*, 2003, 352 с.
3. Черных А. Супруненко О., Руденко М. Бурить на арктическом шельфе или ждать? // *Нефтегазовая вертикаль*, 2019, № 3–4 (448), с. 42–47.
4. Resource report. Norwegian Petroleum Directorate, 2016. <http://www.npd.no/en/publications/resource-reports/2016/chapter-6/>.

KEYWORDS: Kara sea, subsurface areas for further licensing, Paleozoic deposits, geological and hydrogeochemical studies, stratigraphic drilling of shallow wells.

ЧИСТАЯ ДОБЫЧА

Каталитическая очистка газовых выбросов при освоении Арктических шельфовых месторождений



Иванова Мария Сергеевна

к.х.н.,
доцент базовой кафедры
ООО «Таас-Юрх
Нефтегазодобыча»
ПАО НК «Роснефть»,
Политехнический институт
(филиал) Северо-Восточного
федерального университета
имени М.К. Аммосова



Томский Кирилл Олегович

к. т. н.,
заведующий базовой
кафедрой ООО «Таас-Юрх
Нефтегазодобыча»
ПАО НК «Роснефть»,
Политехнический институт
(филиал) Северо-Восточного
федерального университета
имени М.К. Аммосова

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА И ДРУГИХ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕ ПОДВЕРГАЕТСЯ СОМНЕНИЮ. КРУПНЫМИ ИСТОЧНИКОМ ВЫБРОСОВ ЯВЛЯЮТСЯ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ОСНОВНЫМИ НЕДОСТАТКАМИ СУЩЕСТВУЮЩИХ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ СПОСОБОВ УДАЛЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ЯВЛЯЮТСЯ НЕВЫСОКАЯ КОНВЕРСИЯ ОЧИЩАЕМЫХ ГАЗОВ, ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ СТОИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА, А ТАКЖЕ РЕАЛИЗУЕМОСТЬ ПРОЦЕССА ПРИ БОЛЬШИХ КОЛИЧЕСТВАХ ОЧИЩАЕМЫХ ГАЗОВ В ОТХОДЯЩИХ. ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЛОСЬ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО УЛАВЛИВАНИЯ CO_2 И ДРУГИХ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ИЗ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В РАСТВОРАХ ТРИФТОРУКСУСНОЙ КИСЛОТЫ (ТФК)

THE RELEVANCE OF THE PROBLEM OF ATMOSPHERIC EMISSIONS OF CARBON DIOXIDE AND OTHER GREENHOUSE GASES IN THE ARCTIC ZONE OF OFFSHORE FIELDS IS NOT CURRENTLY IN DOUBT. OIL AND GAS FACILITIES ARE A MAJOR SOURCE OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS. THE MAIN DISADVANTAGES OF THE CARBON DIOXIDE REMOVAL METHODS AVAILABLE TODAY ARE THE LOW CONVERSION OF THE CLEANED GASES, THE SIGNIFICANT COST OF THE PROCESS, AND THE FEASIBILITY OF THE PROCESS WITH LARGE AMOUNTS OF CLEANED GASES IN THE EXHAUST. THE AIM OF THE STUDY WAS TO DETERMINE THE OPTIMAL PARAMETERS FOR THE CATALYTIC CAPTURE OF CO_2 AND OTHER GREENHOUSE GASES FROM THE EXHAUST GASES OF INDUSTRIAL FACILITIES IN SOLUTIONS OF TRIFLUOROACETIC ACID (TFA)

Ключевые слова: экология, очистка от CO_2 , диоксид углерода, каталитическая очистка, трифторуксусная кислота, промышленные газы, парниковый газ, катализатор, раствор ТФК, ТФК.

Одной из важных экологических проблем нефтегазовой промышленности при освоении шельфовых месторождений Арктики являются выбросы диоксида углерода в окружающую природную среду. Сжигание углеводородных топлив органического происхождения приводит к образованию диоксида углерода – CO_2 , который является парниковым газом, по одной из гипотез приводящим к глобальному антропогенному потеплению.

В начале 2000-х годов ученые полагали, что они нашли способ уберечь человечество от основных угроз, связанных с глобальным потеплением. Предполагалось,

что если удержать его на уровне менее 2°C , это позволит избежать таких катаклизмов, как катастрофическое повышение уровня океана и жестокие засухи. Для этого требовалось ограничить содержание парникового газа CO_2 в атмосфере в пределах в 450 миллионов долей.

Однако сегодня стало ясно, что эти оценки были слишком оптимистичными. Данные, поступающие со всего света, показывают, что планета меняется быстрее, чем многие думали. В Северном Ледовитом океане исчезло больше льда, чем ожидалось. Выделение метана, тоже действенного парникового

РИС. 1. Схема экспериментальной установки



газа, в зонах вечной мерзлоты на Аляске и в Сибири, оказалось масштабнее, чем прогнозировала модель. Шельфовые ледники на западе Антарктиды разрушаются быстрее, чем считалось возможным, а подпираемые ими ледники на суше сползают в море с более высокой скоростью, чем предполагалось [1].

Для очистки газовых выбросов от диоксида углерода в настоящее время существует большое количество технологий, основанных на различных химических и физических принципах [2–7]. Недостатками применяемых реагентных методов являются образование шламов, сложность технологических схем и значительный расход дорогостоящих реагентов, а каталитические связаны с большими капитальными и эксплуатационными расходами.

На сегодняшний день для очистки отходящих газов промышленных предприятий в мире все большее место занимают каталитические технологии. Наибольший интерес представляют способы окисления, основанные на использовании экологически чистого окислителя – молекулярного кислорода.

Основная сложность сводится к его активации, так как O_2 в стандартных условиях мало реакционноспособен. Химическое взаимодействие обычного кислорода, электронное состояние которого является триплетным, с большинством соединений в основном синглетном состоянии протекает крайне медленно. Поэтому окислительные каталитические реакции с кислородом протекают в многофазных системах при довольно жестких условиях по температуре с образованием катион-радикалов (O^+ , HO^+) [8].

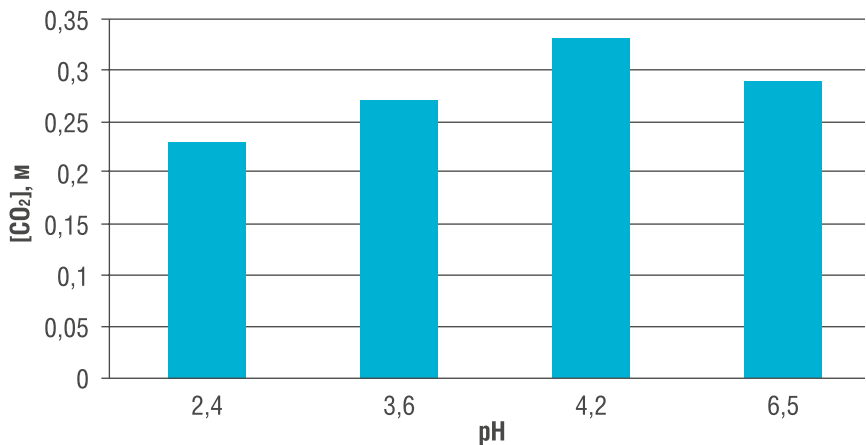
Трифторуксусная кислота (ТФК) широко используется в органическом синтезе как растворитель при осуществлении окислительных реакций [9–21], что связано с ее способностью растворять молекулярный кислород. В работе [22] показано, что фторсодержащие (ФС) соединения образуют весьма прочные комплексы с молекулярным кислородом.

В данной работе предлагается каталитический способ очистки отходящих дымовых газов от парникового газа – CO_2 с применением растворов ТФК. Преимуществом предлагаемого подхода является проведение процесса при стандартных давлении и температуре, а также использование достаточно неагрессивной среды растворов ТФК, не требующее больших эксплуатационных расходов.

УДК 66.074



РИС. 2. Зависимость количества абсорбированного CO₂ от концентрации раствора трифторуксусной кислоты



Экспериментальные исследования

Очистку отходящих газов от диоксида углерода исследовали при стандартных параметрах температуры и давления (20 °С, 101,3 кПа) (Рис.1). Исследуемый газ с постоянной скоростью пропускали через емкость с раствором ТФК. Количество не вступившего в реакцию диоксида углерода определяли путем потенциометрического титрования раствора щелочи, в котором он улавливался. При этом показатель кислотности приемника газа постоянно контролировался. Титрование ловушки проскочившего газа проводили 1 М раствором соляной кислоты. При этом количество абсорбированного улавливаемого газа определяли по разнице между пропущенным количеством и результатом потенциометрического титрования.

Обсуждение результатов

Роль трифторуксусной кислоты заключается в образовании промежуточного карбоксильного радикала, продукт преобразования последнего представляет собой щавелевую кислоту [10].

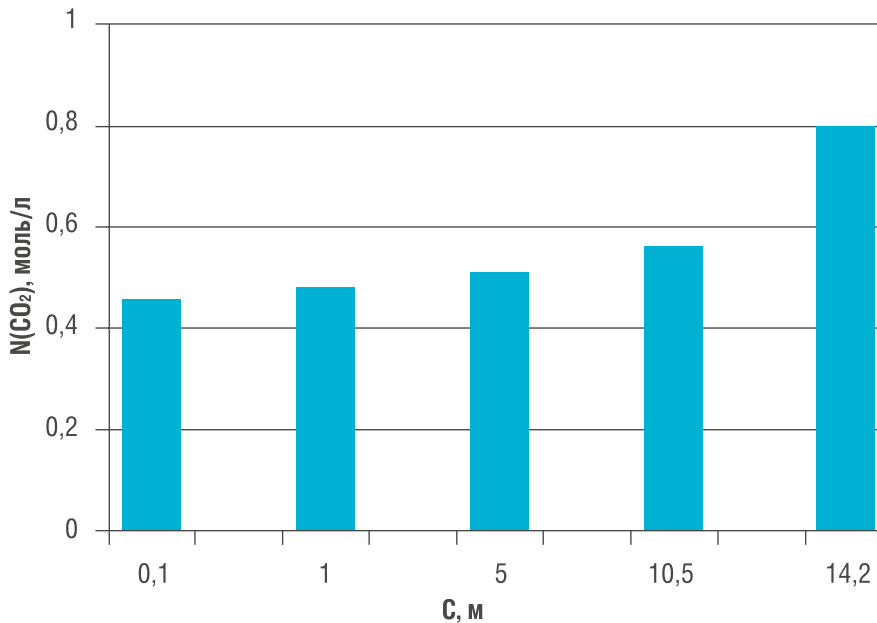
ТФК в данных реакциях может рассматриваться как катализатор в присутствии растворенного O₂, расход которого можно компенсировать путем насыщения реакционной среды кислородом воздуха. Таким образом, трифторуксусная кислота не только растворяет кислород,

но и переводит его в активное состояние. В данной работе было определено влияние на абсорбцию CO₂ концентрации трифторуксусной кислоты и pH среды.

При увеличении концентрации кислоты от 0,1 до 10,5 М количество поглотившегося диоксида углерода меняется незначительно (рис. 2). Заметное изменение абсорбированного диоксида углерода наблюдается при переходе к безводной кислоте.

Влияние кислотности среды на абсорбцию парникового газа представлено на рис. 3. Как видно из представленных данных наибольшая абсорбция наблюдается при значении кислотности равной 4,2.

РИС. 3. Абсорбция диоксида углерода в зависимости от кислотности среды



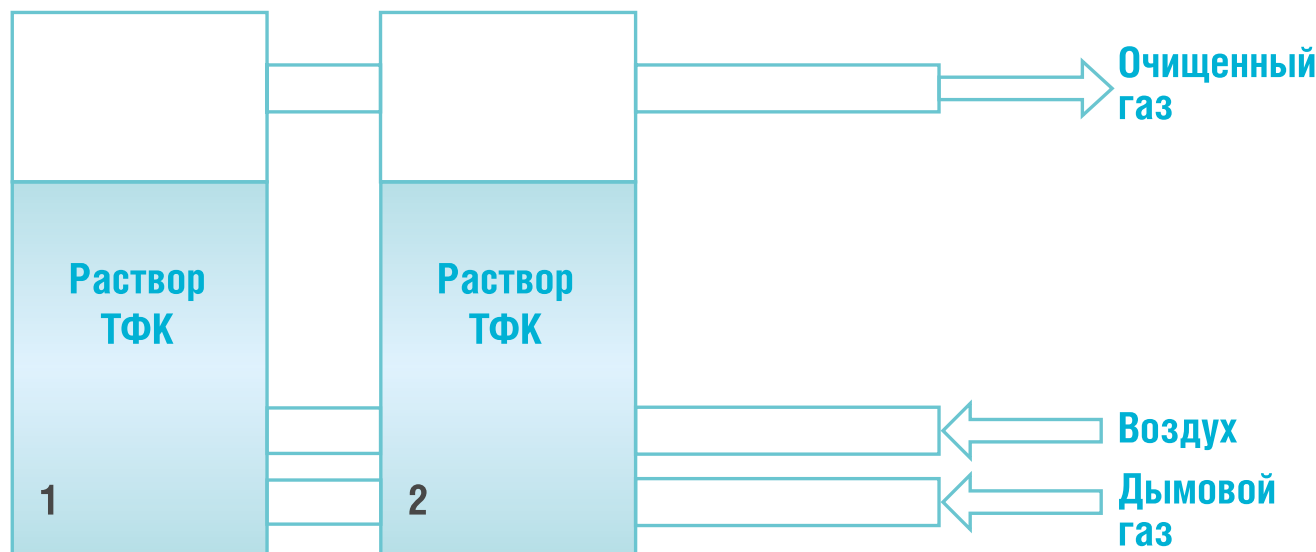
При уменьшении значения pH количество поглотившегося газа уменьшается, что наблюдается и при увеличении значения кислотности среды.

Этот способ включает прокачивание потока очищаемых газов через коллектор, заполненный 5,0–10,0 М водным раствором трифторуксусной кислоты. После насыщения в отработанный раствор подается воздух для регенерации каталитических свойств и отделяются образовавшиеся побочные продукты путем отстаивания, затем производится утилизация последних. В момент регенерации одного коллектора поток газа направляется на второй коллектор (рис. 4).

В результате проведенных исследований была выявлена способность трифторуксусной кислоты проводить превращение CO₂ с образованием щавелевой кислоты, что позволит использовать подобные системы для очистки газовых выбросов даже при комнатной температуре и атмосферном давлении и определены оптимальные параметры кислотности среды и концентрации раствора кислоты.

Таким образом, на основании полученных данных предлагается использование растворов ТФК для очистки основного компонента парниковых газов, получаемых в результате сжигания топлив в промышленных предприятиях.

РИС. 4. Схема процесса снижения выбросов CO₂ применительно к открытым, подземным и скважинным методам добычи полезных ископаемых



Представленный способ позволяет проводить очистку газов диоксида углерода при стандартных условиях. При этом предложенный способ отличается простотой регенерации, нетоксичностью используемого катализатора. Диоксид углерода при данном способе утилизации представляет собой C1-синтон.

Заключение

Проведены экспериментальные исследования по утилизации диоксида углерода – продукта сгорания углеводородных топлив в нефтегазовой промышленности, приводящего к существенному изменению климата Арктических регионов.

Результаты исследований показали, что очистка от диоксида углерода может проводиться без больших затрат энергии при стандартных условиях, при этом процесс может быть реализован вне зависимости от концентрации диоксида углерода в выбросах. Подобная очистка дымовых выбросов отличается простотой регенерации катализатора (насыщение системы кислородом воздуха) и получением ценных продуктов (щавелевой кислоты) и возможных присадок к моторному топливу.

Как показали результаты проведенных исследований, оптимальным значением pH среды для абсорбции диоксида углерода является 4,2, а концентрация раствора кислоты влияет незначительно. ●

Литература

1. Джон К. Глобальное потепление: быстрее, чем ожидалось? – М.: Международное партнерство распространения научных знаний, 2013. – № 1. – С. 40–47.
2. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем. – М.: Химия, 2002. – 608 с.
3. Лаптев А.Г., Фарахов М.И. Гидромеханические процессы в нефтехимии и энергетике: Пособие к расчету аппаратов. Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. – 729 с.
4. Якимова И.Ю., Савицкая Ю.В., Вишнецкая М.В. Каталитическая очистка газовых выбросов от SO₂ // Технологии нефти и газа. – 2008. – № 2. – С. 56–58.
5. Вишнецкая М.В., Иванова М.С., Солкан В.Н., Жидомиров Г.М., Мельников М.Я. Активация молекулярного кислорода в трифторуксусной кислоте // Журнал физической химии. – 2012. – Т. 86. – № 5. – С. 889–891.
6. Clark F. R. S., Norman R. O. C., Thomas C. B., Wilson J. S. Reactions of Palladium (II) with organic compounds. Part II. Oxidation of some Benzenoid compounds in trifluoroacetic acid // J. Chem. Soc. Perkin Trans. I. – 1974. – P. 1289–1294.
7. Luo C, Dong W, GuY. Theory-guided access to efficient photodegradation of the simplest perfluorocarboxylic acid: trifluoroacetic acid // Chemosphere. – 2017. – V. 181. – P. 26–36.
8. Вишнецкая М.В., Иванова М.С., Свичарев О.М., Будынина Е.М., Мельников М.Я. Превращения CO₂ в растворах трифторуксусной кислоты // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87. – № 5. – С. 742–744.
9. Вишнецкая М.В., Мельников М.Я. Особенности превращения органических и неорганических веществ в трифторуксусной кислоте // Журнал физической химии. – 2016. – Т. 90. – № 9. – С. 1434–1436.
10. Мацуо М., Отоси С. Соединения фтора. – М.: Мир, 1990.
11. Асланов Л.А., Захаров М.А., Абрамьева Н.Л. Ионные жидкости в ряду растворителей. – М.: МГУ, 2005. – 272 с.
12. Koshi J. K. Formation and oxidation of alkyl radicals by cobalt (III) complexes // J. Am. Chem. Soc. – 1968. – V. 90. – № 19. – P. 5196–5207.
13. Гехман А.Е., Столяров И.П., Ершова Н.В., Моисеева Н.И., Моисеев И.И. Гидропероксидное окисление трудноокисляемых субстратов: беспрецедентный разрыв связи C-C в алканах, окисление молекулярного азота // Кинетика и катализ. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 45–66.
14. Гехман А. Е., Моисеева Н. И., Моисеев И. И. Разложение пероксида водорода, катализируемое соединениями ванадия (V): пути образования озона // Изв. Акад. наук. Серия химическая. – 1995. – № 4. – С. 605–618.
15. Гехман А. Е., Моисеева Н. И., Моисеев И. И. // Координац. химия. – 1992. – Т. 18. – С. 3. 12.
16. Гехман А.Е., Моисеева Н.И., Блюмберг Э.А., Моисеев И.И. Образование O₃ при каталитическом разложении H₂O₂ // Изв. Акад. наук. Серия химическая. – 1985. – С. 2653.
17. Hart H., Buehler C. A. Peroxytrifluoroacetic acid-boron fluoride as a source of positive hydroxyl // J. Org. Chem. – 1964. – V. 29. – № 8. – P. 2397–2400.
18. Моисеева Н.И., Гехман А.Е., Блюмберг Э.А., Моисеев И.И. Катализируемое ванадием (+5) окисление бензола и его производных гидропероксидами // Кинетика и катализ. – 1988. – Т. 29. – С. 970–974.
19. Бучаченко А. Л. Комплексы молекулярного кислорода с органическими молекулами // Успехи химии. – 1985. – Т. 54. – Вып. 2. – С. 195–212.
20. Сидоренкова И. А., Якимова И. Ю., Вишнецкая М. В., Пономарева О. А. Сверхкислоты как катализаторы окислительных процессов // Журнал физической химии. – 2005. – № 8. – С. 1526–1527.
21. Вишнецкая М. В., Якимова И. Ю., Сидоренкова И. А. Сверхкислоты как катализаторы окисления неорганических субстратов // Журнал физической химии. – 2006. – № 2. – С. 236–238.

KEYWORDS: ecology, CO₂ purification, carbon dioxide, catalytic purification, trifluoroacetic acid, industrial gases, greenhouse gas, catalyst, TFA solution, TFA.

ТРАДИЦИОННАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА в рамках устойчивого развития

АВТОРЫ СТАТЬИ ДАЮТ ПРОГНОЗ ПО ТЕКУЩЕЙ СТРУКТУРЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ, РАССМАТРИВАЮТ ПЕРСПЕКТИВЫ, НОВЫЕ РЕШЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ, ХРАНЕНИЯ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROJECT THE CURRENT STRUCTURE OF CONSUMPTION, CONSIDER PROSPECTS, NEW SOLUTIONS AND TECHNOLOGIES IN THE FIELD OF OUTPUT, STORAGE, TRANSPORTATION AND PROCESSING OF HYDROCARBONS

Ключевые слова: углеводородная энергетика, международная конкуренция, энергетические тренды, прирост запасов, торговля углеводородами.

Команда
«Science Vision»*

Несмотря на стремительную диверсификацию экономик ведущих нефтеэкспортеров: в Саудовской Аравии это курс на развитие возобновляемые источники энергии (ВИЭ), технологий гидролиза, сельскохозяйственной инфраструктуры с прицелом

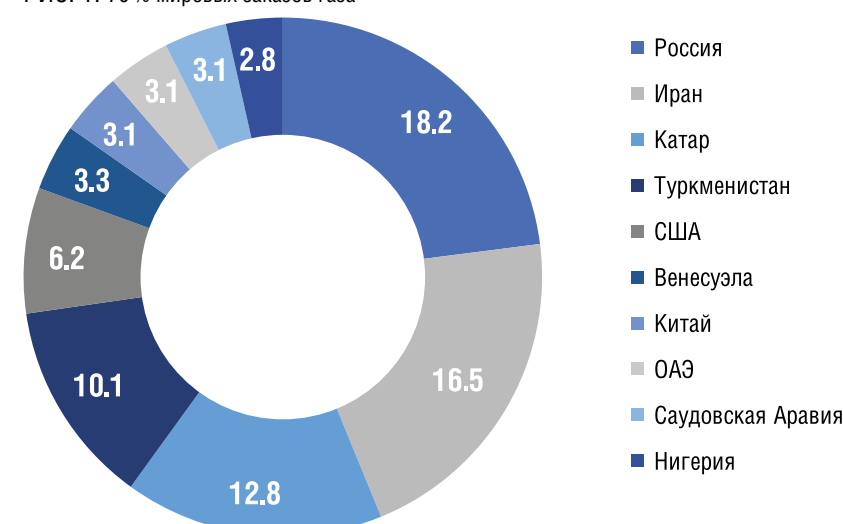
на долгосрочную ресурсную самодостаточность; в США – выработка «идеальной» пропорции между ресурсным экспортом и инновационно-технологическим лидерством; в России – стимулирование национальных инновационных систем (НИС) и развитие сектора услуг, – нефтегазовый сектор остается наиболее важной составляющей

в структуре бюджета этих стран, в том числе обеспечивающей финансовую подушку безопасности в ситуации кризиса.

На сегодняшний день события на энергетическом рынке разворачиваются крайне «трагично». Встреча государств ОПЕК+ в марте не смогла поспособствовать выработке компромиссного решения, чем открыла возможность спекулятивно «играть на нефтяном рынке».

УДК 332.025

РИС. 1. 79 % мировых заказов газа



Источник: BP Energy Outlook, 2019 edition

Изначально идея заключалась в том, чтобы низкомаржинальные производители покинули рынок, иными словами, устранение избыточного предложения за счёт сокращения добычи американской нефти. Первыми претендентами «на выбывание» были сланцевые проекты США. По оценкам Международного энергетического агентства, при стоимости 30 долл./барр. нефти марки Brent мировая добыча 3,8 млн барр. нефти в день является избыточной, при этом практически 60% «невыгодной» нефти приходится на Северную Америку. При уменьшении стоимости барреля Brent вплоть до 15 долл./барр. возникнет переизбыток 15,5 млн барр. в сутки международной нефтедобычи, из которых 8 млн барр. в сутки приходится на североамериканскую нефть.

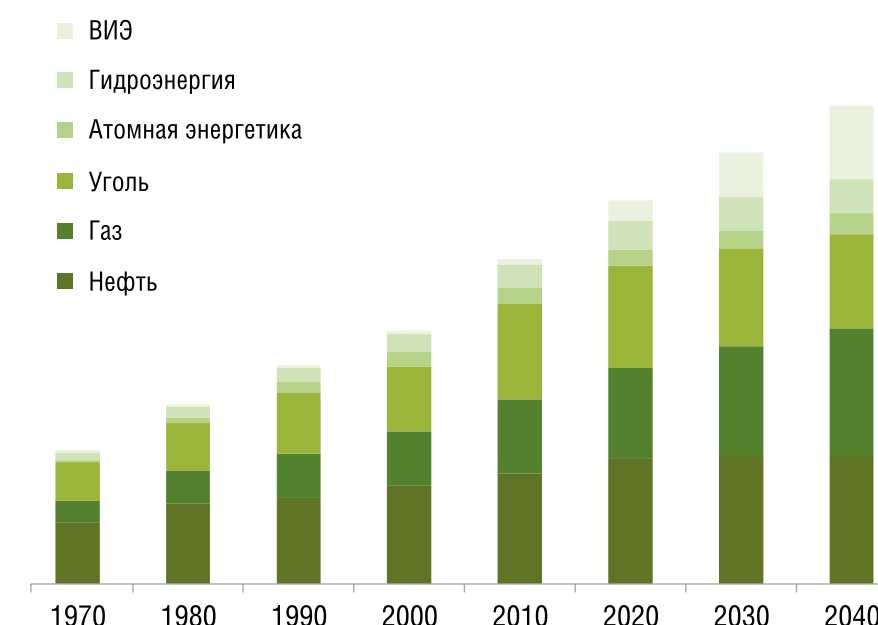
Шок спроса в результате пандемии COVID-19 оказался настолько мощным, что стал угрожать перепроизводством и высокомаржинальным производителям из России и Саудовской Аравии. В начале марта еще не было очевидно, что карантинными мерами окажутся затронуты страны, производящие 50% мирового ВВП. Кризис нефтяной индустрии имеет все шансы развиваться, как только будут заполнены под завязку свободные мощности по хранению нефти¹.

¹ По оценкам IHS Markit, на 2 апреля у Нигерии, Норвегии, провинции Альберта (Канада) оставалось менее 5 дней до заполнения нефтехранилищ, у России – 8 дней, у КСА – 18 дней.

Рыночная кооперация России, США и Саудовской Аравии позволила прийти к двухлетнему соглашению о регулировании глобального нефтяного рынка. Участие в нем 23 стран и поддержка со стороны G20 говорят о глобальной ответственности и лидерстве трех крупнейших нефтедобывающих стран.

Министерство энергетики США ожидает, что средняя цена на нефть в 2020 г. будет 33 долл./барр. В теории, если новый ценовой коридор действительно будет на уровне 30–35 долл./барр., то восстановление спроса будет медленным, в том числе из-за переполненных нефтехранилищ.

РИС. 2. Изменение потребления энергоресурсов по годам



Источник: BP Energy Outlook, 2019 edition

Какие изменения окажет более дешевая нефть на структуры энергобалансов, а также на «топливную конкуренцию», еще предстоит проанализировать. Но можно сказать точно, что в случае продолжительности данного тренда возникнут следующие последствия:

- Пик спроса на нефть отодвинется во времени;
- Инвесторы могут снизить интерес к ВИЭ;
- Конкурентоспособность электромобилей замедлит свой рост.

В условиях нарастающей неопределенности между использованием нефти и зеленой энергетики наиболее долгосрочно устойчивым энергетическим источником остается природный газ. Данный тезис подтверждается в том числе количественными оценками компании BP, где наблюдается устойчивый вектор роста вплоть до 2035 г.

Международная интеграция рынков газа, отражением которой является схождение региональных цен, все отчетливее свидетельствует об ужесточении конкуренции. В особенности это касается российского присутствия на азиатских рынках, где формируется эпицентр энергетического спроса.

Важным аспектом конкуренции является не только качественное и ценовое преимущество в торговле газом, но и создание

ТАБЛИЦА 1. Крупнейшие месторождения газа в России

Название месторождения	Примерные запасы газа, трлн м³	Примерные запасы конденсата, млн тонн
Уренгойское	16	-
Ямбургское	8,2	-
Бованенковское	4,9	-
Штокмановское	3,94	56,0
Ленинградское	3	3,0
Русановское	3	7,8
Заполярье	2,6	-
Медвежье	4,7	-
Астраханское	2,5	400,0
Сахалин-3	0,162	-

Источник: Министерство Энергетики РФ за 2019 год

газохимических продуктов с совершенно иной величиной добавленной стоимости. В структуре ведущих нефтегазовых компаний сегодня очевидно двух-трехкратное превышение рентабельности сегмента «даунстрим» над сектором «апстрима». Поэтому, учитывая нарастающую роль природного газа как «золотого балансира» на энергетических рынках (см. рис. 1), а также более высокую маржинальность продуктов переработки, газохимический комплекс представляется наиболее актуальным направлением развития энергетики РФ.

Сырьем для газопереработки являются природный газ, и ситуация с его запасами, добычей, экспортом и потреблением оказывает сильнейшее влияние на производственную деятельность и развитие предприятий. Объем доказанных общемировых запасов природного газа составляет 193,0 трлн м³, из которых 79% приходится на 10 стран мира.

Уровень обеспеченности запасами газа относительно текущей годовой добычи в целом по миру оценивается в 49 лет.

Природный газ в долгосрочной перспективе 2040г остается уверенно растущим и наиболее приоритетным энергетическим ресурсом в глобальном масштабе.

На сегодняшний день по данным Минприроды РФ запасы газа в России составляют 73 трлн м³. В таблице 1 приведены крупнейшие газовые месторождения, которые составляют 2/3 всех запасов.

Немаловажным фактором является ежегодный прирост запасов газа для «восполнения» сырьевой базы, обеспечивающей требуемый объем добычи. Необходимо вовлекать в поисковый процесс все большее количество перспективных структур, а в разведку – все большее количество открываемых месторождений, а также переводить отдельные категории запасов в более высокие. В условиях неопределенности и

чрезвычайно низких цен на нефть, инвестирование в поисковые и ГРП является крайне рискованным, особенно на новых направлениях и в районах с неразвитой инфраструктурой. Поэтому, значительно большего успеха в воспроизводстве запасов можно добиться при непосредственном участии государства в поисково-разведочных работах и контроле над действиями компаний в этом направлении.

Так по данным Минприроды, которые приведены в таблице 2, прирост запасов с 2013 года составил более 5,9 трлн м³ газа, при этом было добыто 4,7 трлн м³. Таким образом, в период с 2013 по 2019 год прирост добычи газа составил 125%.

Крупнейшим узлом газонакопления является северная часть Западно-Сибирской плиты, здесь находится более 20 уникальных месторождений (с запасами газа более 40 трлн м³). Поэтому основные поисково-разведочные работы связаны именно с этим регионом. Однако в Арктике и на Дальнем Востоке проблема обеспечения природы и освоения запасов остается актуальной для экономического развития РФ.

Основываясь на оценке ресурсной базы углеводородов, которая проводится с периодичностью 5–10 лет, были определены наиболее перспективные районы для постановки региональных работ²:

- Гыдано-Хатангский (Анабаро-Хатангский);
- Аргишско-Чунский;
- Кочечумско-Мархинский (зона развития кембрийских рифов);
- Предверхоxянский (Предверхоxянско-Майский);

² Состояние минерально-сырьевой базы углеводородов России. Журнал Neftegaz.ru.

ТАБЛИЦА 2. Динамика прироста запасов газа и добычи газа

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Добыча газа	667,8 млрд м³	642 млрд м³	635,5 млрд м³	640,2 млрд м³	691,1 млрд м³	733 млрд м³	738 млрд м³
Прирост запасов	1,093 трлн м³	900 млрд м³	1,095 трлн м³	702 млрд м³	890 млрд м³	673 млрд м³	560 млрд м³

Источник: Министерство Энергетики РФ

ТАБЛИЦА 3. Состояние ресурсной базы по свободному газу и газовым шапкам РФ (суша и акватории морей) на 01.01.2018 г.

Потенциальные ресурсы	Подготовленные (D ₀)	Перспективные + прогнозируемые (D ₁ + D ₂)
Объем, трлн м³	34,1	157,2
Изменение по отношению к ресурсам на 01.01.2009, млрд т	1,2	-12,0
Доля распределенного фонда, %	66,5	11,4
Запасы	AB ₁ C ₁	B ₂ C ₂
Объем, трлн м³	49,5	23,8
Изменение по отношению к ресурсам на 01.01.2009, млрд т	1,3	3,9
Доля распределенного фонда, %	97,4	93,7

Источник: Министерство Энергетики РФ

- Предуральский (Южно-Предуральский, Средне-Предуральский).

Следует подчеркнуть, что расходы на проведение геологоразведочных работ (ГРП) за последние годы увеличились, тем не менее, физические объемы работ практически не изменились. Это связано с быстрым ростом цен на материалы и оборудование, используемые в геологоразведочном процессе. По мнению экспертов³, необходимо увеличить государственное финансирование ГРП минимум в два раза для оптимального увеличения объемов запасов углеводородов.

В 2019 году финансирование ГРП составило 21,4 млрд рублей, однако в 2020–2023 гг. ожидается дальнейший рост объема работ в России, который будет стимулироваться в основном за счет интереса нефтегазовых компаний к поиску и освоению новых месторождений. Состояние ресурсной базы РФ по газу представлено в таблице 3.

В 2019 году объемы добычи газа увеличились, несмотря на снижение внутреннего потребления «голубого» топлива. Большая часть добытого газа приходится на две компании. Добыча газа в «Газпром» на 31.12.2019 г. составила 500,3 млрд м³, а «Новатэк» – 74,7 млрд м³. В связи с увеличением роли данного ресурса в мировом энергетическом секторе по прогнозам компании ВР, ожидается закономерное увеличение уровня его добычи.

Таким образом, на сегодняшний день компании обладают достаточными ресурсами для стабильной добычи, которая удовлетворяет спрос на внутреннем и внешнем рынках. Тем не менее, через 5–7 лет добывающие компании могут столкнуться с дефицитом возможностей проведения ГРП и, как следствие, риском необратимого снижения объемов добычи полезных ископаемых.

В связи с этим следует существенно нарастить объемы геологоразведки во избежание будущих проблем, а также предусмотреть проведение научно-исследовательских работ в соответствии с целевой программой освоения ресурсов низконапорного газа, привлечь в поисковый процесс большее количество перспективных структур, осваивать наиболее перспективные районы для региональных работ (указаны выше), а также шельфы Каспийского и Баренцева морей в европейской части РФ.

Исходя из этого логистический сектор нефтегазового комплекса, также требует совершенствования, так как бесперебойная работа разных видов транспорта не только способствует развитию глобальной системы энергообеспечения, но и является основой экспортной торговли.

Каждый из видов транспортировки имеет свои технологические и экономические особенности, преимущества и недостатки. В настоящее время на территории РФ наиболее распространенными

являются два способа доставки газа:

- трубопроводный;
- танкерный.

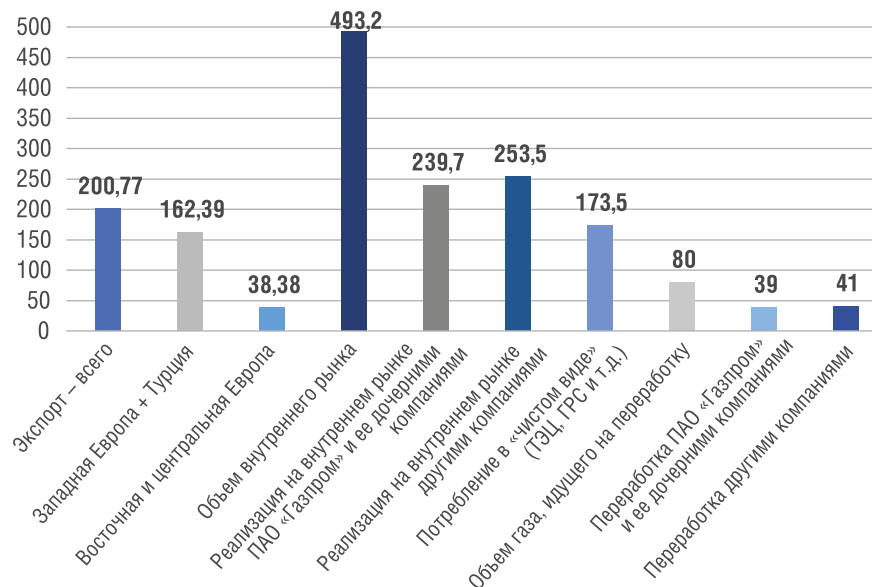
Стоит отметить, что большая часть объема газа доставляется единой газотранспортной системой России, состоящей из магистральных и распределительных газопроводов, а также компрессорных, распределительных станций и газорегуляторных пунктов. На сегодняшний день лидером в области транспортировки газа по магистральным трубопроводам является компания ПАО «Газпром», также являющаяся владельцем ЕСГ (единая система газоснабжения). Помимо этого на Российском рынке представлены компании занимающиеся эксплуатацией и транспортировкой газа по газораспределительным сетям, например, ОАО «МОСГАЗ», АО «Мособлгаз», АО «Сахатранснефтегаз», дочерние компании ПАО «Газпром» (ООО «Газпром газораспределение», ООО «Газпром межрегионгаз») и так далее. Главным преимуществом данных компаний является обладание естественными монополиями на продажу газа как для импорта, так и для экспорта. Например, ПАО «Газпром», является монополистом по экспортной продаже газа в Европу.

Группа компаний «Газпром» продолжает выделяет большие средства на финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Одной из основных целей финансирования является налаживание производства отечественного оборудования для транспорта и хранения газа, в рамках государственных программ по импортозамещению. На сегодняшний день уже были разработаны и внедрены:

- Отечественные быстродействующие высоконадежные осевые антипомпажные и регулирующие клапаны;
- Автоматизированный мобильный комплекс для радиоскопического контроля сварных соединений с разрешением по первому классу на трубы диаметром 1020–1420 мм;

³ Глава Росгеологии Сергей Горьков.

РИС. 3. Газовый рынок РФ



Источник: составлено командой на основе данных Министерства Энергетики и годового отчета ПАО «Газпром»

- Цифровые радиорелейные станции для эксплуатации в суровых климатических условиях;
- Интеллектуальная система мониторинга катодной защиты газопровода, позволяющая оптимально управлять защитным потенциалом, а также снизить потребление электроэнергии;
- Унифицированный газоперекачивающий агрегат (ГПА) мощностью 16 МВ;
- Новый способ транспортировки газа в адсорбированном состоянии;
- Технология селективной эксплуатации объекта хранения необходимая для повышения эффективности использования подземных хранилищ газа (ПХГ).

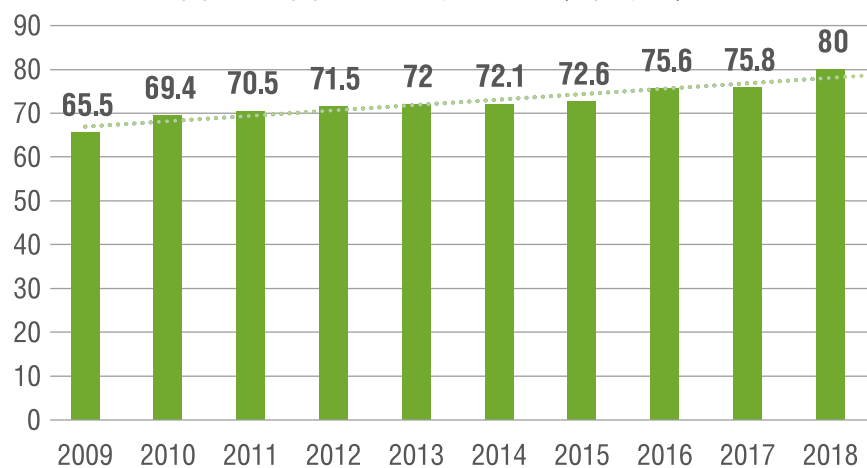
Тенденции к развитию трубопроводного транспорта и финансированию НИОКР сопровождаются не только выявлением новых технологических методов реализации транспортировки, но и ростом мирового потребления газа. По данным Министерства Энергетики и ПАО «Газпром» за 2018 год (рис. 3), рынок газа является перспективным для экономики РФ.

Также в РФ наблюдается рост объемов переработки природного и попутного газов (рис. 4), что в целом благоприятно сказывается на Российской экономике, так как спрос на продукты

газопереработки растет, а удельная стоимость конечного продукта в целом увеличивается.

Переработка попутных нефтяных и природных газов осуществляется на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), где они подвергаются первичным процессам переработки углеводородных газов. К таким процессам относятся глубокая осушка от влаги, глубокая очистка от серосодержащих соединений, фракционирование газа на индивидуальные фракции и т.п. Далее переработанный газ может идти на дальнейшее сжижение до состояния СПГ, закачиваться в магистральный трубопровод в качестве энергетического топлива или направиться на вторичную (глубокую) переработку

РИС. 4. Объем переработки природного и попутного газов (млрд куб. м) 2018 г.



Источник: Статистические данные Министерства Энергетики

на газохимический или нефтехимический комбинаты (ГХК и НХК).

В наши дни всего лишь 5% добытого в РФ природного газа идет на переработку с получением продуктов газохимии, 15% перерабатывается на ГПЗ с получением продуктов малых переделов и моторных топлив, а оставшееся количество газа экспортируется странам импортерам.

На территории РФ функционируют 30 ГПЗ, один гелиевый завод и множество ГХК. Продукцией вышеупомянутых предприятий являются такие вещества, как аммиак, карбамид, карбамидоформальдегидный концентрат (КФК), формалин, метанол, сера, гелий, полимеры, пропан-бутан автомобильный и технический, стабильный газовый бензин, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и др.

Сперва добытый природный газ подвергается промысловой подготовке непосредственно на месторождении перед его дальнейшей подачей в газопровод. Далее подготовленный газ направляется на ГПЗ, где он подвергается глубокой первичной переработке и далее поступает в топливную сеть или на последующую глубокую переработку в конечный продукт на ГХК.

Рассмотрим 9 наиболее крупных функционирующих ГПЗ Российской Федерации:

- Оренбургский ГПЗ – мощность 37,5 млрд м³/год. ООО «Газпром переработка». Продукция: сухой

РИС. 5. Принципиальная схема получения продуктов из н-бутана



Источник: составлено командой

газ, элементарная газовая сера, стабильный конденсат, одорант (смесь природных меркаптанов), широкая фракция легких углеводородов, сжиженный газ. Сырьем является газ и газовый конденсат Оренбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ), также ведется переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) с различными компаниями по договоренностям;

- Оренбургский гелиевый завод – мощность 15 млрд м³/год. ООО «Газпром переработка». Продукция: ШФЛУ (СЗ+), этановая фракция, гелий; на данный момент является единственным гелиевым заводом на территории РФ;
- Астраханский ГПЗ – мощность 12 млрд м³/год. ООО «Газпром переработка». Продукция: товарный газ, пропан-бутановая фракция, сера жидкая, сера комовая, сера гранулированная, бензины (АИ-76, АИ-92, АИ-95), дизельные топлива, мазуты. Сырьем является газ Астраханского ГКМ и также попутные нефтяные газы;
- Кандымский ГПК – мощность 8 млрд м³/год. ПАО «Лукойл». Продукция: товарный газ, стабильный газовый конденсат, сера;
- Сургутский ГПЗ – мощность 7,5 млрд м³/год. ПАО «Сибур Холдинг» с 2019 года. Ранее ПАО «Сургутнефтегаз». Продукция: сухой отбензиненный газ, ШФЛУ, прямогонный бензин, пропан, азот, кислород, полипропилен, геотекстиль, агрополотно. Продукция преимущественно реализуется на внутреннем рынке. Сырьем являются попутные нефтяные газы (ПНГ) различных месторождений ввиду нецелесообразности сжигания ценного сырья для газоперерабатывающей отрасли коим является ПНГ;
- Нижневартовский ГПЗ – мощность 6,2 млрд м³/год. ПАО «Сибур Холдинг». Продукция: сухой отбензиненный газ, ШФЛУ, пропан-бутан технический, газовый бензин стабильный. Данная продукция подвергается вторичной переработке в конечные продукты на ГХК и НХК, принадлежащих Сибуру;
- Белозерный ГПК – мощность 4,6 млрд м³/год. ПАО «Сибур Холдинг». Продукция: сухой отбензиненный газ, ШФЛУ, бензин газовый стабильный;
- Вынгапуровский ГПЗ – мощность 4,2 млрд м³/год. ПАО «Сибур Холдинг». Продукция: сухой отбензиненный газ, ШФЛУ. Сырьем является

ПНГ месторождений ЯНАО. Отбензиненный газ направляется в транспортную систему Газпрома. Остальная продукция реализуется на ГХК и НХК Сибура;

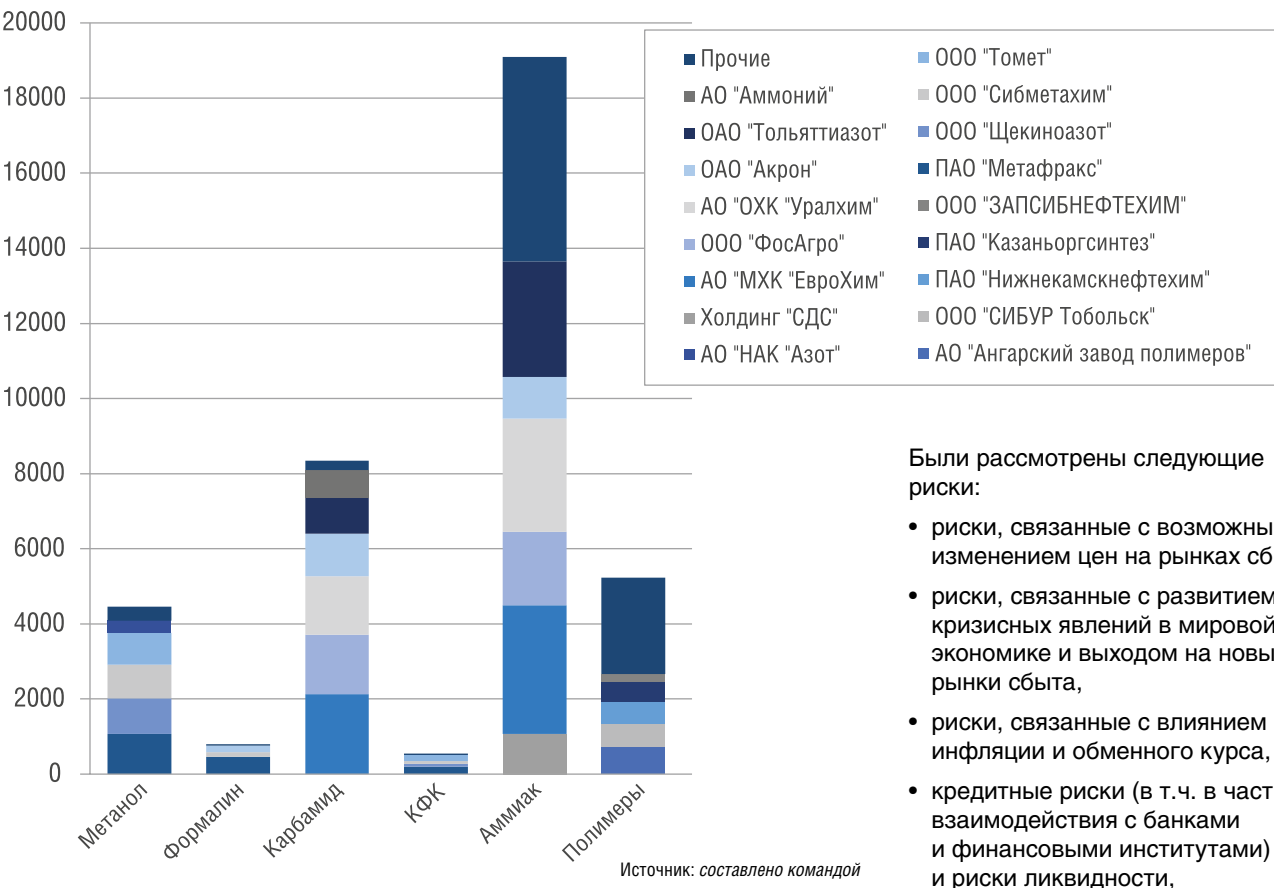
- Миннибаевский ГПЗ – мощность 3,6 млрд м³/год. ПАО «Татнефть». Продукция: прямогонный бензин, керосин технический, топливо печное бытовое, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), топливо маловязкое судовое, вакуумный газойль, нефть висбрекинга, остаток висбрекинга, мазут, гранулированная сера, керосино-газойлевая фракция прямой перегонки, дизельное топливо ЕВРО-5. Продукция преимущественно реализуется на внутреннем рынке. Сырьем является ШФЛУ и ПНГ с различных месторождений. На ГПЗ осуществляется первичная и вторичная переработка сырья одновременно.

Большое преимущество процессов газохимии заключается в том, что в процессах глубокой переработки газа образуются конечные продукты самых высоких переделов. Принципиальная схема получения химических продуктов из н-бутана, извлекаемого из природного газа, и рыночные цены продуктов в \$/т представлена на рисунке 5.

На ГХК осуществляется вторичная переработка газа при помощи процессов газохимии. К процессам газохимии относятся: паровая конверсия метана с получением синтез-газа, каталитическое дегидрирование с целью получения олефинов, термический пиролиз в трубчатых печах, полимеризация мономеров и многое другое. Результатом данной переработки является конечный продукт с высокой добавочной стоимостью, который был получен из газового сырья. На данном этапе основными продуктами глубокой переработки газа являются (рис. 6):

- аммиак – всего в России производится 19100 тыс. тонн в год;
- метанол – 4460 тыс. тонн в год;
- формалин – 800 тыс. тонн в год;
- карбамид – 8340 тыс. тонн в год;
- карбамидоформальдегидный концентрат (КФК) – 550 тыс. тонн в год;

РИС. 6. Доля ГХК в производстве продукта



Источник: составлено командой

- полимеры (полипропилен, полиэтилен высокого давления (ПВД), полиэтилен низкого давления (ПНД)) и др.

Аммиак находит применение в получении минеральных удобрений, азотной кислоты, полимерных материалов и взрывчатых веществ.

Метанол является одновременно и конечным продуктом, готовым для использования в качестве моторного топлива или ингибитора образования гидратов в трубопроводах на крайнем севере, но и одновременно является промежуточным продуктом дальнейшего синтеза таких веществ, как: метилтретбутиловый эфир (МТБЭ) – высокооктановая добавка к бензину, сырье для получения низших олефинов – сырья для установок полимеризации, для получения формальдегида, метиламинов, уксусной кислоты и т.п.

Формалин находит широкое применение в следующих отраслях промышленности: химической при производстве синтетических смол и каучука, целлюлозно-бумажной для улучшения прочностных свойств бумаги, кожевенной в процессе

дубления кожи, а также в текстильной, сельскохозяйственной отраслях промышленности.

Карбамид широко востребован в сельскохозяйственной отрасли отечественной промышленности в качестве удобрения и является практически незаменимым продуктом.

КФК применяется в качестве сырья при изготовлении промышленных смол для производства мебели, деревообработки и в качестве антислеживающей добавки при производстве обработки карбамида.

Полимеры находят широкое применение в таких областях, как машиностроение, медицина, электроника, строительство.

Надежное обеспечение промышленных объектов и частных лиц газом и продуктами от его использования (тепло, электроэнергия) является ключевой целью предприятий газовой промышленности. В то же время на деятельность предприятий оказывает действие ряд факторов внешней и внутренней организационной среды, которые принято называть рисками.

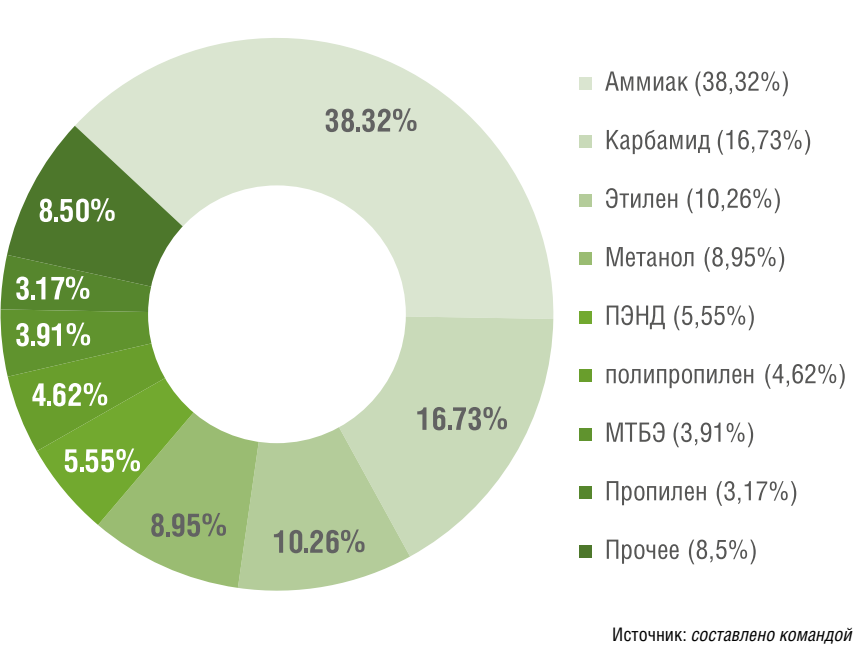
Были рассмотрены следующие риски:

- риски, связанные с возможным изменением цен на рынках сбыта,
- риски, связанные с развитием кризисных явлений в мировой экономике и выходом на новые рынки сбыта,
- риски, связанные с влиянием инфляции и обменного курса,
- кредитные риски (в т.ч. в части взаимодействия с банками и финансовыми институтами) и риски ликвидности,
- риски, связанные с директивным установлением цен на газ на внутреннем рынке,
- риски, связанные с транзитом природного газа и др.

Наиболее серьезными по своим последствиям являются технологические риски и риски непредвиденного ухудшения качества продукции. При транспортировке газа по магистральным трубопроводам и его переработке на ГПЗ неминуем рост затрат, вызванный присутствием нежелательных составляющих. Коррозионные процессы привели к тому, что около 20 % трубного фонда имеет критический уровень износа, а темп обновления в 3–5 % в год не обеспечивает сокращение потерь при транспортировке и предотвращение производственных аварий.

Не менее важным является риск, связанный с действиями конкурентов. При сбыте газа и продуктов его переработки (полипропилена, ПЭВД, ПЭНД, окиси этилена, аммиака) отечественные компании конкурируют с европейскими (Equinor, Sonatrach, GasTerra) и китайскими (более 17 тысяч

РИС. 7. Доля ГХК в производстве продукта



Источник: составлено командой

производителей, крупнейшие из которых Национальная химико-инженерная строительная корпорация CNCEC и Sinopec⁴) и в перспективе индийскими производителями. Однако влияние конкурентов ограничено по ряду факторов. Во-первых, благодаря заключению долгосрочных контрактов на поставку, во-вторых, используются механизмы хеджирования срочного рынка, наконец, в-третьих, высокий уровень капитальных затрат при добыче, переработке и реализации исчерпаемых и не возобновляемых ресурсов.

Также нельзя забывать об ужесточении экологических требований в условиях сознательного сдерживания роста тарифов на газ уровнем инфляции. Компании испытывают недостаток ресурсов для ввода новых мощностей и замены оборудования на более эффективное.

В заключение отметим положительную роль государства по поддержке газовой отрасли. Продление Стратегии развития газовой отрасли до 2035 года, включение мер по либерализации цен внутреннего рынка и принятие Плана мероприятий («Дорожная карта») по развитию производства минеральных удобрений на период до 2025 года характеризует отрасль как приоритетную. Субсидирование

затрат на развитие технологий и меры поддержки отечественного производителя на зарубежных рынках позволят отечественным компаниям выпускать конкурентоспособную продукцию с высокой добавленной стоимостью. ●

Литература

- Электронный научный журнал BP Energy Outlook, 2019 edition.
- Открытые данные Министерства Энергетики РФ: сайт. – URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 18.04.2020).
- Электронный журнал Neftegaz.ru: сайт. – URL: <https://neftgaz.ru/> (дата обращения: 19.04.2020).
- <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2018/> (дата обращения: 17.04.2020).
- Отчет Vygon Consulting. Газохимия России Март 2019: сайт. – URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/f22/vygon_consulting_russian_methanol_industry_development.pdf.
- Газпромбанк: Центр экономического прогнозирования, Институт энергетики и финансов. Материалы к долгосрочному прогнозу показателей нефтегазового комплекса России на 2019-2024 гг. от 16.04.2019. Добыча и экспорт газа из России основные выводы: сайт. – URL: <https://investvitrina.ru/articles/materialy-k-dolgosrochnomu-prognozu-pokazatelei-neftegazovogo-kompleksa-rossii-na-2019-2024-gg-dobycha-i-eksport-gaza-iz-rossii/>.

KEYWORDS: hydrocarbon energy, international competition, energy trends, reserves growth, hydrocarbon trade.

⁴ Отчет Vygon Consalting. Газохимия России. https://vygon.consulting/upload/iblock/f22/vygon_consulting_russian_methanol_industry_development.pdf.

Работа выполнена в рамках Проекта «Молодёжный глобальный прогноз развития энергетики», организаторами которого выступили Благотворительный фонд «Надежная смена», Аналитический центр Молодежного энергетического агентства БРИКС при поддержке Экономического факультета ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»

* Авторский коллектив:
Дауди Дауддин Ильясевич (Должность в университете: Председатель научного комитета Студенческого Научного Общества. Должность в рамках проекта: Капитан команды и руководитель проекта от университета) (Факультет Химической Технологии и Экологии); **Рожнятовский Григорий Игоревич** (должность в рамках проекта : первый заместитель капитана команды) (Факультет Международного Энергетического бизнеса); **Нуржиц Серафим Игоревич** (должность в рамках проекта: второй заместитель капитана команды) (Факультет Химической Технологии и Экологии); **Чапайкин Даниил Алексеевич** (должность в рамках проекта: работа в департаменте экономики) (Факультет Международного энергетического бизнеса); **Андреев Богдан Евгеньевич** (должность в рамках проекта: работа в департаменте добычи) (Факультет геологии и геофизики нефти и газа); **Бараков Владислав Витальевич** (Должность в рамках проекта: работа в департаменте транспортировки) (Факультет Проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта); **Ванчугов Иван Михайлович** (Должность в рамках проекта : работа в департаменте транспортировки) (Факультет Проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта); **Хакимов Айрат Радикович** (Должность в рамках проекта: работа в департаменте переработки) (Факультет Химической Технологии и Экологии); **Ишмурузин Адель Айратович** (должность в рамках проекта: работа в департаменте переработки) (Факультет Химической Технологии и Экологии); **Багдасарян Сиракан Андраникович** (должность в рамках проекта: работа в департаменте добычи) (Факультет разработки нефтяных и газовых месторождений); **Ледяев Максим Андреевич** (должность в рамках проекта: работа в департаменте переработки) (Факультет инженерной механики); **Гуменный Александр Сергеевич** (должность в рамках проекта: работа в департаменте экономики) (Факультет Международного энергетического бизнеса); **Прокофьев Виктор Анатольевич** (должность в рамках проекта: работа в департаменте рисков) (Факультет экономики и управления) РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

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

А. Лукашенко получил от Уго Чавеса не ту нефть?

Первая партия венесуэльской нефти, которую так радостно встречал А. Лукашенко, может оказаться совсем другого качества, чем обещал У. Чавес. Все это может привести к тому, что новые поставки нефти из Латинской Америки могут быть заморожены. По словам источников в белорусской нефтяной отрасли, содержание серы, ванадия и кокса в разы превышают заявленные в спецификации параметры. Правительство уже в курсе о «проблеме» объемом в 80 тыс. тонн.



• Комментарий Neftegaz.RU

В середине мая 2020 г. Белоруссия снова решила попробовать сменить основного поставщика нефти, договорившись с США. Однако параметры соглашения стороны не раскрывают. По словам министра иностранных дел Белоруссии В. Макея, республика рассматривает сотрудничество с США в нефтяной сфере как существенный элемент энергетической безопасности государства. Будет ли А. Лукашенко доволен качеством американской нефти, станет известно в начале июня 2020 г., когда прибудет первый танкер с 80 тыс. т нефти.



Иран не бросит разработку Южного Парса

Первый вице-президент М. Р. Рахими подчеркнул, что иранское правительство в соответствии с распоряжением президента Ахмадинежада полно решимости без промедления завершить освоение всех фаз «Южного Парса» и готово направить на это все свои силы. С началом добычи газа на каждой из фаз «Южного Парса» правительство и народ Ирана будут ежедневно получать дополнительные доходы в размере 10 млн долл. США.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. разработкой Южного Парса занимается иранская компания Petropars. Со слов исполнительного директора Х. Масуди, компания уже начала разрабатывать 11-ю фазу, а в конце июня начнет бурить пять новых скважин. Добычу из первой скважины 11-й фазы начнут в следующем году. По проекту разработки, ежедневная добыча на 11-й фазе составит 56,6 млн м³ газа. На проекты, связанные с месторождением Южный Парс Иран на сегодняшний день потратил 33 млрд долл./США.

BP будет изучать разлив нефти в Мексиканском заливе 10 лет

BP намерена потратить на изучение последствий аварии в Мексиканском заливе 500 млн долл. США. Программа исследований займет 10 лет. Управляемая BP платформа

Deepwater Horizon затонула у побережья штата Луизиана 22 апреля после 36-часового пожара. British Petroleum ведет несколько морских исследовательских программ в Мексиканском заливе. Именно на их базе будет создана независимая экспертная панель, которая и займется разработкой новой долгосрочной программы.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя десять лет после разлива нефти в Мексиканском заливе жители прибрежных районов ощущают экономические и экологические последствия этой катастрофы. По мнению экологов, чтобы окончательно убрать последствия разлива, потребуются еще как минимум 200 лет. Тем не менее, на фоне других событий



катастрофа понемногу начинает забываться, что совершенно недопустимо. Из-за падения спроса на нефть нефтедобывающим компаниям приходится хранить нефть на море, в танкерах, что приводит к огромным убыткам и риску новых разливов. Растет интенсивность освоения Арктики, которая несоизмерима развитию технологий защиты от возможных разливов нефти во льдах. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 июня

Специализированная выставка в рамках Саратовского индустриального форума

Нефть. Газ. Химия 2020

Россия, Саратов

9–10 июня

Научно-техническая конференция

Энергоэффективная добыча и переработка нефти-2020

Москва

9–11 июня

Международная выставка нефтяной промышленности

Global Petroleum Show 2020

Канада, Калгари

26 июня

8-й Форум RDCR

Скважинный Инжиниринг, RDCR-2020

Москва

ИЮНЬ

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

24–25 июня

Международная выставка и конференция

SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition 2020

Абердин, Великобритания

28 июня

XIII Межрегиональный Воронежский Промышленный форум-выставка

Воронеж



М. Роговский, В. Калужный, Г. Петров



Л. Федун



Р. Богданов и М. Тайссен



К. Молодцов, Ю. Шафраник



А. Шурупов



И. Кудинов,
П. Кобылянский,
С. Каморников



Г. Шмаль



Н. Бурлина, А. Мамушкин



И. Татаринов,
А. Сахаров



А. Миронов, Е. Миронов



А.Gorshteyn, J. Rault



А. Годовиков, А. Давыдов



А. Браилко, А. Корень, Р. Westphal, П. Михеичев



П. Горячев



П. Ляскович



И. Михайличенко, С. Николаев



С. Колобанов, А. Кули-Заде



Ю. Кириченко и А. Кирсанов



С. Кукжа, В. Туранов



А. Боровков, Д. Песков



В. Иванов



С. Гончаренко, Ф. Хатиби



Н. Маганов



Д. Бедарев



У. Ребал,
Д. Жвакин



Е. Тебенькова,
М. Филимонов

ШАРОШЕЧНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ДОЛОТА

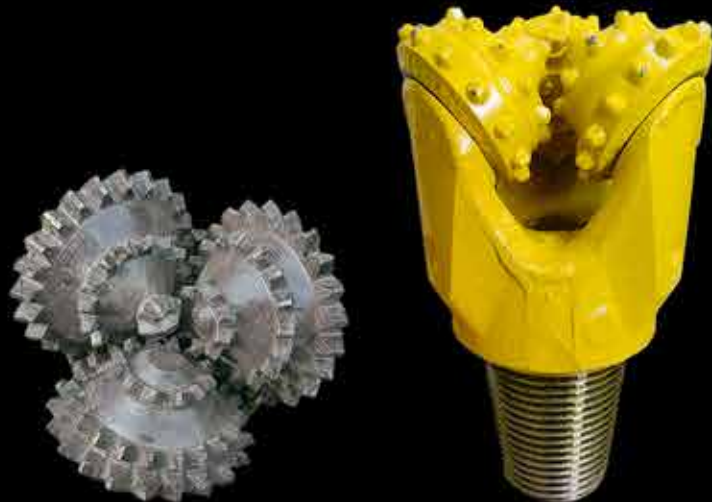
1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.12 Породоразрушающий инструмент

1.1.1.12.1 Долота

Шарошечное твердосплавное долото – дробящий, дробяще-скользящий инструмент, предназначенный для разрушения пород. Главный рабочий орган – шарошка, представляющая собой элемент в форме конуса, изготовленного из стали. Вооружение шарошки – зубья разной длины или штыри, произведенные из карбида вольфрама. Этот твердый сплав используется для разрушения всевозможных горных пород, начиная от мягкой, заканчивая достаточно прочной.

Долото шарошечное – система, вращение шарошек вокруг своей оси возможно благодаря вращению корпуса. В результате работы механизма, производится разрушение горных пород на забое посредством зубцов, вступающих с ними в контакт. Шарошки имеют особую конструкцию – наличие большого количества зубцов, размещенных особым образом. Они расположены таким образом, что горная порода разрушается по всему периметру забоя.



Шарошечные твердосплавные долота также имеют несколько важных систем: смазка и промывка. Оборудование может изготавливаться с боковой или центральной системой промывки. В первом варианте жидкость из отверстий направлена под шарошку. При наличии на отверстиях специальных накладок, система именуется гидромониторной.

Сфера использования шарошечных твердосплавных долот

Для бурения газовых/нефтяных скважин применяются твердосплавные долота, оснащенные шарошками конической формы.

Инструмент широко используется для бурения геологоразведочных, газовых, нефтяных скважин. Также применяется в горнодобывающем производстве, строительстве. Долота имеют ряд преимуществ, к которым относятся:

- Достаточная площадь контакта с забоем;
- Большая длина рабочих кромок, что повышает эффективность при работе с инструментом;
- Низкий уровень износа зубьев;
- Небольшой крутящий момент, благодаря чему опасность заклинивания долота минимальна. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1 Добыча нефти и газа

2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на стройматериалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108 – 146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на стройматериалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М:	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ:	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

КОСЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ СТАНЦИЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Линейные сейсмические косы обеспечивают соединение установленных в сейсмической расстановке сейсμοприемников с сейсмостанцией. Стандартные сейсмические косы имеют 12 или 24 разъема для подключения сейсμοприемников и 1 или 2 концевых разъема для подключения к сейсмостанции. Стандартно изготавливаются косы с шагом между сейсμοприемниками в 1/2/5/10/12.5 метров. На сейсмических косах могут быть установлены "болотные" разъемы для подключения

сейсμοприемников (РКП-2М) или стандартные "открытые" разъемы (РКВ-21). При использовании "длинной" расстановки, состоящей (для примера) из 96 каналов, могут быть изготовлены специальные версии 24-х сейсмических кос, состоящих из 4-х секций, 2 из которых будут иметь стандартное исполнение, а 2 с удвоенным внутренним количеством токопроводящих жил и с 2-мя концевыми разъемами с обеих сторон косы. Схема подключения описываемого комплекта представлена ниже. ●

ПОЛЕВОЙ ТЕСТЕР ГЕОФОНОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Проверяемые параметры геофонов:

Наименование характеристики	Параметр	Значение
Полярность геофона		+/-
Сопротивление утечек геофона	Диапазон измерения, МОм	1...100
	Относительная погрешность, %	±5
	Разрешение, МОм	0,1
Электрическое сопротивление катушки геофона по постоянному току	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1
Собственная частота геофона	Диапазон измерения, МОм	1,5...100
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	0,1
Коэффициент затухания колебаний геофона	Диапазон измерения, МОм	0,1...0,85
	Относительная погрешность, %	±1,5
	Разрешение, МОм	0,001
Коэффициент преобразования (чувствительность) геофона	Диапазон измерения, МОм	0...6553,5
	Относительная погрешность, %	±2
	Разрешение, МОм	0,1
Коэффициент нелинейных искажений геофона	Диапазон измерения, МОм	0...30
	Относительная погрешность, %	0,01
	Разрешение, МОм	0,01
Импеданс электрической цепи геофона	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1

Тестер геофонов предназначен для проверки параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации в лабораторных и полевых условиях. ●

МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80. ●

Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:		Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3	Максимальное количество каналов регистрации	24
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B	Максимальное количество подключаемых зондов	8
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при Ku=64, T= 2 мс	< 0,08 мкВ	Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, Ku	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64	Операционная система	LINUX
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ	Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	4048 МБайт
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ	Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц	Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800х600
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0.5 и 0.25 мс	Интерфейс USB 2.0	1
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %	Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит	Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox
Интерфейс передачи данных	специальный	Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Максимальная длина кабеля	100 м	Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Напряжение питания	30 ... 100 В	Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт	Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Диаметр скважины	< 150 мм	Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Время прижима зонда	< 60 с	Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Усилие прижима	кг	Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68	Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С	Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Габаритные размеры	57х630 мм	Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Масса	5,5 кг	Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °С
		Габаритные размеры	270х246х124 мм
		Масса	7 кг

ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети - 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м. и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Поканальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокося	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30° ... +50 °С

МОЕЧНО-СУШИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Комплекс предназначен для отмывки и сушки полимерного сырья со средними типами загрязнений: земля, грязь, песок, и т.д. Дополнительно можно добавлять, в бак оборотной воды, реагенты и моющие средства для очистки сырья от жира, масла, удаления запаха и т.п. Так же в комплекс встроен агрегат мини-флотации, для удаления металлических и т.п. инородных предметов.

Состав:

- Агрегат сухой очистки;
- Агрегат основной отмывки с баком оборотной воды;
- Агрегат сушки;
- Выгрузной циклон;
- Пульт управления.

Принцип действия

Исходный дробленый материал принудительно всасывается из измельчителя агрегатом сухой очистки через трубу подачи, где проходя по перфорированному сепаратору агрегата, осуществляется предварительная сухая очистка материала от загрязнений, при этом загрязнения отводятся в фильтр (биг-бэг). Затем материал принудительно подается в агрегат отмывки, где происходит его интенсивная отмывка, Далее активатором, через трубопровод, материал с водой подается в перфорированное колесо, где происходит обезвоживание материала,

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Перерабатываемый материал	Полипропилен (ПП), полиэтилен ВД, НД, полистирол, ПЭТФ, АБС, ПВХ и другие
Размер материала, мм	10...40
Производительность (в зависимости от материала) кг/час: ПП, биг-бэги Пленочные отходы ПЭНД, ПЭВД (не пленочные отходы), ПЭТФ, АБС, ПВХ и т.д.	до 1000 до 300 до 500 до 1000
Общая мощность электрооборудования: номинальная, кВт фактическая, кВт	61 31
Электроснабжение сеть 3-х фаз. эл. тока напряжение	380/220
Частота, Гц	50
Потребление воды, л/сутки	от 2000
Габаритные размеры: длина, мм ширина, мм высота, мм	6300 1700 2900
Масса не более, кг	2000
Количество обслуживающего персонала	1

после чего, принудительно через выходную трубу, отмытый материал поступает в агрегат сушки. Проходя по турбулентно-гравитационным сепараторам, происходит его интенсивное

высушивание, после чего чистый сухой материал подается через выгрузной циклон в биг-бэг или в бункер – накопитель гранулятора, агломератор. ●



М. Помпео

«США настоятельно призывают Беларусь пустить компании США на свой рынок»



Н. Савирис

«Я верю, что через 18 месяцев нефть достигнет 100 долл. за баррель»



А. Силуанов

«Мы создали необходимые финансовые буферы и даже при цене 10 долл. США за барр. проживем»



С. Лавров

«Россия не будет оказывать давление на Германию в вопросе строительства Северного потока-2, как это делают США»



Я. Сасин

«Власти Польши решительно выступают против всех монополистических практик иностранных компаний и попыток разделить европейских клиентов на лучших и худших»



А. Чубайс

«Чем раньше мы начнем сворачивать с пути нефтезависимости, тем в большей степени мы снимем со страны стратегические риски государственного масштаба»



Е. Квечинский

«Для нас важно, чтобы отношения с Газпромом были деловыми, как можно менее политическими, хотя в истории с этим бывало по-разному»



Х. Арреса

«Благодаря средствам от продажи нефти приобретаются лекарства, продукты питания для нашего народа. Препятствовать этому – это преступление»



Д. Браун

«Многие нефтяные месторождения перестали окупаться. Возможно, прибыльнее будет инвестировать в ветряные и солнечные электростанции»



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

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)

ЗАО «ИСТЮНИОН»



АРЕНДА
БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ
В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

