



ПОДВОДНОЕ
СЖИЖЕНИЕ
ГАЗА

ДОРОГА
В АРКТИКУ

ОСОБЕННОСТИ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА СПГ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[5] 2018

АРКТИЧЕСКОЕ
ПРИСУТСТВИЕ



Входит в перечень ВАК

КОЛЛЕКЦИЯ
КЛУБНЫХ ДОМОВ
В МОСКВЕ



ЛИДЕР ИНВЕСТ
+7 (495) 477-00-16
l-invest.ru



м. Раменки
ЛОБАЧЕВСКОГО 120



м. Сухаревская
КЛУБНЫЙ ДОМ НА СРЕТЕНКЕ

Даев пер, д. 19

АПАРТАМЕНТЫ: от 18 млн руб.



ПОСМОТРИТЕ НА ЗАПАД
ЭКОЛОГИЯ. Заповедная зона долины реки Раменки, парки и пруды, Воробьевы горы и Ботанический сад МГУ.
ОБРАЗОВАНИЕ. Топовые Вузы: МГУ им. М.В.Ломоносова, МГИМО, РАНХиГС, Академия ФСБ и др.
УДОБНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ. Всего 12 мин. до МКАД и 16 мин. до ТТК. До новой станции метро «Аминьевское шоссе» всего 8 мин.

м. Курская
**РЕЗИДЕНЦИЯ
НА ПОКРОВСКОМ БУЛЬВАРЕ**

Покровский бульвар, вл. 5, стр. 1
АПАРТАМЕНТЫ: от 24,6 млн руб.



БАЛАНС ЖИЗНИ
ВНУТРЕННИЙ ДВОР. Пруд и рекреационный парк на территории комплекса.
УЧЕБНЫЕ ЗАВЕДЕНИЯ. На территории жилого комплекса предусмотрен детский сад и прогрессивная школа.
ИНФРАСТРУКТУРА. На первых этажах будет расположено все необходимое для жизни: от продуктовых магазинов до салонов красоты и даже фитнес-центр с бассейном.



м. Кропоткинская
**РЕЗИДЕНЦИЯ
НА ВСЕВОЛОЖСКОМ**

Всеволожский пер., вл. 5
КВАРТИРЫ: от 115 млн руб.

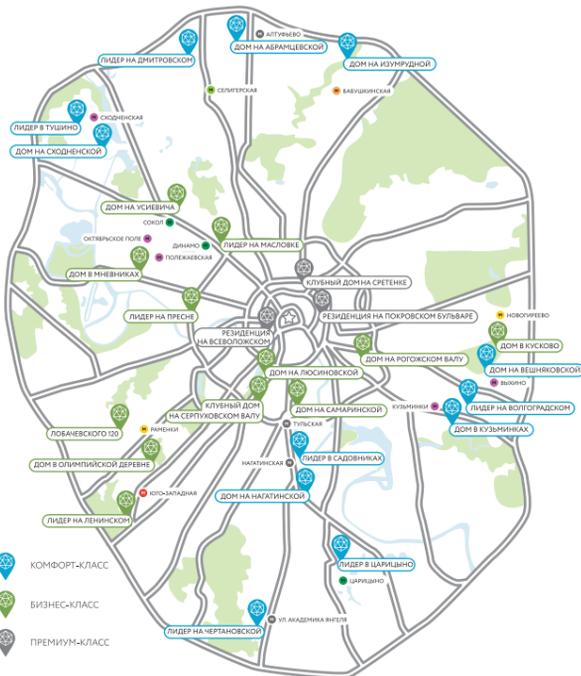


НАЙДИТЕ КВАРТИРУ ПО ДУШЕ
3 КОРПУСА. Квартиры площадью от 45 до 135 м²
ЕВРОФОРМАТ. Квартиры с совмещенными гостиными-кухнями.
ПАНОРАМНОЕ ОСТЕКЛЕНИЕ. Окна с восхитительными видами.

КВАРТИРЫ: от 151 000 руб./м²
WWW.LOBACHEVSKOGO120.RU



КВАРТИРЫ В МОСКВЕ



45
ПРОЕКТОВ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РЕАЛИЗАЦИИ

3
МЛН КВ. М ПРОЕКТНЫЙ ПОРТФЕЛЬ КОМПАНИИ

2
ГОДА СРЕДНИЙ СРОК ПОЛНОЙ ГОТОВНОСТИ ПРОЕКТА

9
ОКРУГОВ МОСКВЫ ВНУТРИ МКАД

ЛИДЕР НА ДМИТРОВСКОМ

м. Селигерская
ул. Софьи Ковалевской, вл. 20

КВАРТИРЫ: от 5 603 001 руб.



ЛИДЕР НА ВОЛГОГРАДСКОМ

м. Рязанский проспект
ул. Федора Полетаева, вл. 15А

КВАРТИРЫ: от 6 139 761 руб.



ДОМ НА АБРАМЦЕВСКОЙ

м. Алтуфьево
ул. Абрамцевская, вл. 10

КВАРТИРЫ: от 6 368 400 руб.



ЛИДЕР В ТУШИНО

м. Сходненская
б-р Яна Райниса, вл. 4, к. 3

КВАРТИРЫ: от 7 095 650 руб.



ДОМ НА ВЕШНЯКОВСКОЙ

м. Выхино
ул. Вешняковская, вл. 18Г

КВАРТИРЫ: от 5 990 600 руб.



ЛИДЕР В ЦАРИЦЫНО

м. Царицыно
Кавказский б-р, вл. 27, к. 2

КВАРТИРЫ: от 6 370 070 руб.



ЛИДЕР НА ЧЕРТАНОВСКОЙ

м. Улица Академика Янгеля
ул. Чертановская, вл. 59

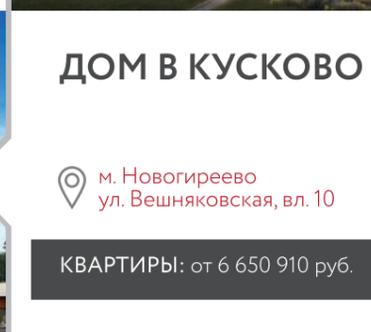
КВАРТИРЫ: от 6 265 031 руб.



ДОМ В МНЕВНИКАХ

м. Полежаевская
ул. Демьяна Бедного, вл. 15

КВАРТИРЫ: от 7 335 900 руб.



ДОМ В КУСКОВО

м. Новогиреево
ул. Вешняковская, вл. 10

КВАРТИРЫ: от 6 650 910 руб.



ДОМ В КУЗЬМИНКАХ

м. Кузьминки
ул. Зеленодольская, вл. 41

КВАРТИРЫ: от 6 924 337 руб.



ДОМ НА СХОДНЕНСКОЙ

м. Сходненская
ул. Фабрициуса, вл. 18, с. 1

КВАРТИРЫ: от 7 462 800 руб.



ДОМ НА НАГАТИНСКОЙ

м. Нагатинская
1-ый Нагатинский пр-д, д. 14

КВАРТИРЫ: от 9 999 200 руб.



ДОМ В ОЛИМПЕЙСКОЙ ДЕРЕВНЕ

м. Юго-Западная,
Мичуринский пр-т,
ул. Олимпийская д., вл. 10 к. 1

КВАРТИРЫ: от 12 922 979 руб.



ДОМ НА УСИЕВИЧА

м. Аэропорт
ул. Усиевича, вл. 10Б

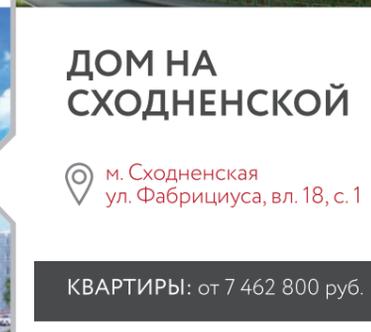
КВАРТИРЫ: от 11 882 517 руб.



ЛИДЕР НА ЛЕНИНСКОМ

м. Юго-Западная,
Ленинский пр-т, вл. 154, к. 2

КВАРТИРЫ: от 11 980 500 руб.



ЛИДЕР НА ПРЕСНЕ

м. Улица 1905 года
Красногвардейский б-р,
вл. 15, с. 2

КВАРТИРЫ: от 12 047 200 руб.



ЛИДЕР В САДОВНИКАХ

м. Нагатинская
ул. Нагатинская, вл. 4, к. 3

КВАРТИРЫ: от 8 761 200 руб.



ЛИДЕР НА МАСЛОВКЕ

м. Динамо
ул. Мишина, вл. 14

КВАРТИРЫ: от 13 338 000 руб.

Арктическое присутствие

12

Особенности проектирования производства СПГ

16

Нефтегазоносность арктических глубин

22

Технологии освоения севера

28

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Куда ведут маршруты импортозамещения 6

СПГ выходит на долгосрочные контракты 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Арктическое присутствие 12

АРКТИКА

Особенности проектирования производства СПГ 16

Нефтегазоносность арктических глубин 22

Технологии освоения севера 28

Потенциал газификации Арктики сжиженным природным газом 36

Подводное сжижение газа 46

Прогноз развития минерально-сырьевых центров нефти и газа арктической зоны с морской схемой транспортировки 50

ТРАНСПОРТИРОВКА

Дорога в Арктику. Стратегия развития и транспортная инфраструктура 58

Подводное сжижение газа

46

Дорога в Арктику

58

Арктические технологии

74

Аврора и Искандер – два проекта для двух морей

84

ТРАНСПОРТИРОВКА

Метод набрызга: защита и надежность 62

Системный подход к защите Арктики от последствий аварий на магистральных трубопроводах 66

ТЕХНОЛОГИИ

Арктические технологии: инновационные решения для освоения нефтяных месторождений в реальном времени 74

СУДОСТРОЕНИЕ

РУСЭЛПРОМ: мы строим историю России 78

Аврора и Искандер – два проекта для двух морей 84

ВЫСТАВКА

Прогулка любопытного корреспондента с фотокамерой по стендам выставки 88

«Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум поддержка инновационному развитию ТЭК России 90

Хронограф 94

Россия в заголовках 96

Календарь событий 97

Нефтегаз Life 98

Цитаты 100

986 лет назад

В 1032 году был осуществлен первый рейс в Арктику новгородским посадником Улебом, в котором он дошел до Карского моря.

370 лет назад

В 1648 году экспедиция С. Дежнева обнаружила Берингов пролив, попутно посетив острова Ратманова и Крузенштерна. С. Дежнев установил в регионе постоянное русское поселение (в настоящее время Анадырь).

285 лет назад

В 1733 году началась Великая Северная экспедиция, ставшая одним из крупнейших геологоразведочных предприятий в истории. Ее результатом стало открытие южной Аляски, Алеутских и Командорских островов и арктического побережья.

98 лет назад

В 1920-х годах СССР, Норвегия, Дания, США и Канада выдвинули концепцию о «полярных секторах», согласно которой все земли и острова, находящиеся в пределах полярного сектора соответствующего государства, входят в состав государственной территории.

50 лет назад

В 1968 году СССР Указом Президиума Верховного Совета установил суверенные права на разведку и эксплуатацию природных богатств на акватории своего континентального шельфа.

31 год назад

В 1987 году генеральный секретарь ЦК КПСС М. Горбачев озвучил 6 целей внешней политики Советского Союза в Арктике, которые, в частности, предполагали создание безъядерной зоны в Северной Европе и сотрудничество в области освоения ресурсов.

17 лет назад

В 2001 году Россия подала в Комиссию ООН первую заявку на расширение арктического шельфа.

11 лет назад

В 2007 году Россия организовала экспедицию «Арктика-2007» для изучения шельфа Северного Ледовитого океана.

4 года назад

В 2014 году нефть впервые была отгружена с Приразломного месторождения. Новый российский сорт получил название Arctic Oil (ARCO).

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатъева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова
Денис Савосин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Сальгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербаклова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

**Отдел по работе
с клиентами**
Юлия Смирнова

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

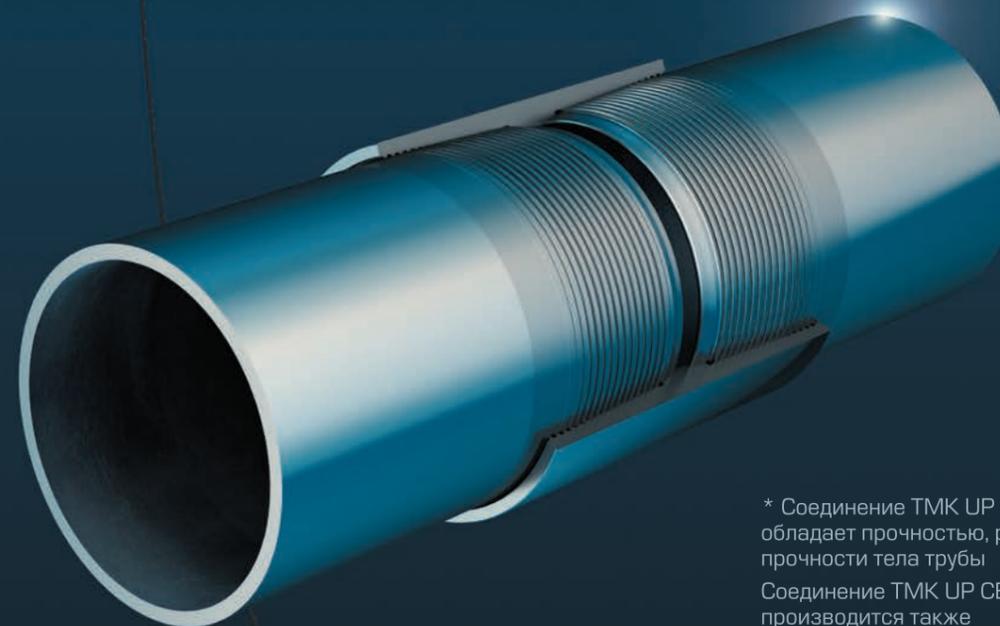


РЕКЛАМА



TMK UP CENTUM

100% эффективность* соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы. Соединение TMK UP CENTUM производится также с бесшляковым покрытием GreenWell.



TMK
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru



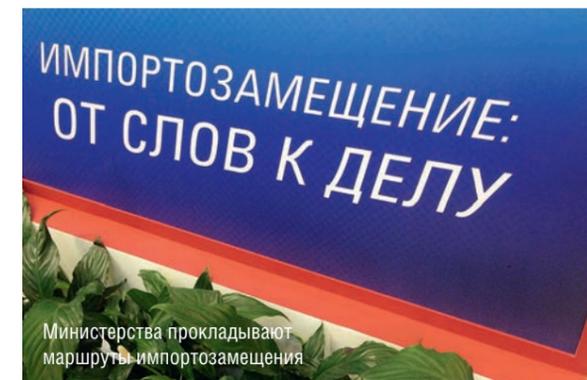
В России нет технологии строительства газовых турбин большой мощности



Иностранные производители теряют миллиарды евро



Меркель предприняла попытку упростить работу немецких компаний в санкционном поле



Министерства прокладывают маршруты импортозамещения

КУДА ВЕДУТ МАРШРУТЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Анна Павлихина

В конце 2000-х годов был закрыт проект создания газотурбинных двигателей ГТД-110М. Спустя несколько лет проект решили реанимировать, но снова неудача – дефект роторной части стал причиной провала испытаний образца первой в РФ газовой турбины большой мощности. Пока решают, что делать дальше – реставрировать поврежденную или испытывать новую турбину, – технологий как не было, так и нет. Это приводит к проблемам не только производственного характера, но и политического, стоит вспомнить скандал с турбинами Siemens.

Санкционный режим создает трудности в работе не только российским компаниям, те же Siemens, Daimler, Volkswagen, по данным The Wall Street Journal, теряют сотни миллионов евро. Это стало одной из главных причин недавней встречи А. Меркель с Д. Трампом. Переговоры успеха не имели, но начало процессу открытого недовольства уже положено.

Интерес европейских компаний к российскому ТЭК очевиден – ежегодно в него вкладывается порядка полтора триллиона рублей. К тому же это не только рынок сбыта, но и рычаг контроля над стратегической отраслью. Чтобы его сохранить, в ход идут самые разные ухищрения: от переклеивания бирок до жонглирования терминами. Российские же компании в большинстве случаев, и особенно когда вопрос касается высокотехнологичного оборудования, предпочитают использовать проверенное импортное. Их можно понять, любые неполадки сопряжены со слишком большими рисками.

Несмотря на все это, ситуация складывается таким образом, что пока европейские компании ищут лазейки, чтобы продать свое оборудование в Россию, а российские ломают голову, как бы его легально установить, министерства прокладывают маршруты импортозамещения. В частности, чтобы инновационные разработки быстрее достигали промплощадок, в Минэкономразвития на базе правительственного Агентства по технологическому развитию создают Центр компетенций по импортозамещению.

Не совсем понятно, зачем в рамках Агентства создавать дублирующий его функции Центр. Остается надеяться, не для того, чтобы всеми правдами и неправдами заставлять российские компании, и без того лишенные современных технологий, покупать что угодно с надписью «Сделано в России».



А между тем именно такую идею на прошедшем в апреле Национальном нефтегазовом форуме пытался продвинуть председатель Союза разработчиков ПО и ИТ ТЭК. В. Гарипов. Недвусмысленно подчеркивая близость к лицам, принимающим решения, г-н Гарипов настаивал на разуме что не насильственным внедрении российского ПО. При этом он отметил, что компании с госучастием, «выбирая маршруты инвестирования, склонны обращаться к мировым лидерам, зарекомендовавшим себя и надежностью, и частотой обновления продуктовой линейки, и инжинирингом». Так зачем же от этого отказываться? Получается, ради поддержки российских производителей ПО, надо усложнить жизнь российским производителям бензина, станков, катализаторов... Не самый справедливый подход, даже учитывая безмерный патриотизм, которым волей не волей придется в скором времени проникнуться всем участникам рынка.

В жестких условиях, созданных санкционным режимом, Россия живет почти четыре года и нельзя сказать, что за это время ничего не изменилось. Как отметил директор департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения министерства М. Иванов, за это время импортозависимость в нефтегазовом машиностроении снизилась на 8%, а к 2020 г. планируется снизить ее до 43%. Созданы производства российских катализаторов, продолжительное время отсутствующие в нашей стране, налажен выпуск отечественных магистральных и подпорных насосов, шибберных задвижек, разрабатываются российские системы контроля качества нефти. Иными словами, есть много сфер, где импортозамещение идет полным и вполне успешным ходом. Но идет оно очень неравномерно. Чем более высокотехнологичен сегмент, тем более значительна в нем доля импорта, такими отраслями, прежде всего, являются технологии производства СПГ, ПО, ГРП, бурения, добычи. Это те ниши, где реконструкция преждевременна, особенно, если это происходит под лозунгом: «Сегодня носишь Адидас, а завтра Родину продашь».

Все чаще со стороны министерств, видимо, не желающих признавать чрезмерную технологическую зависимость от Запада, звучит утверждение, что российские предприятия в два-три года создадут то, что не могли создать за последние 20–30 лет.

Но даже если предположить, что такое возможно (учитывая энтузиазм, с которым финансируются сегодня импортозамещающие производства), но за эти два-три года российские предприятия будут разрабатывать то, что европейские компании сегодня уже продают. За это время наука сделает гигантский шаг, на повторение которого нам снова потребуется два-три года. Таким образом закладывается постоянное отставание от мирового уровня развития технологий, а это значит – более низкое качество выпускаемой продукции и неконкурентоспособность на мировом рынке. ●

СПГ ВЫХОДИТ НА ДОЛГОСРОЧНЫЕ КОНТРАКТЫ

Денис Савосин

С 1 апреля 2018 г. НОВАТЭК начал поставки СПГ с завода «Ямал СПГ» по долгосрочным контрактам. До этого поставки шли на спотовый рынок. Более 95% поставок СПГ с «Ямал СПГ» законтрактованы на ближайшие 20 лет покупателями из Азии. Газовый конденсат с «Ямал СПГ» НОВАТЭК по-прежнему продает на спотовом рынке, долгосрочных контрактов нет.

«Ямал СПГ» строится на базе Южно-Тамбейского месторождения.

Сегодня месторождения Ямала обеспечивают 60% товарооборота российской Арктики.

Объем валового регионального продукта субъекта в расчете на душу населения сопоставим с показателями других полярных регионов стран Арктического совета: Ямал (61,1 тыс. долл США) уступает только Аляске США (63,9 тыс. долл США).

К слову, США тоже начали поставки по долгосрочным контрактам с нового СПГ-терминала Cove Point. СПГ был загружен на танкер-газовоз «Adam LNG» вместимостью 162 тыс. м³, который покинул Cove Point 16 апреля 2018 г. Танкер был заполнен на 91%.

В настоящее время пунктом назначения значится Суэцкий канал, но о реальной конечной точке маршрута пока ничего неизвестно. На подходе к Cove Point находятся еще два танкера-газовоза – «LNG Sakura» (177 тыс. м³) и «Meridian Spirit» (163 тыс. м³).

Cove Point – второй по величине экспортный СПГ-терминал в США. Первый танкер-газовоз на терминале был загружен 8 марта 2018 г., затем последовала отгрузка еще одной партии по контракту на несколько партий с Shell.

Долгосрочные контракты (на 20 лет) у Dominion Energy заключены с дочкой индийской GAIL и ST Cove Point, СП японских Sumitomo Corp и Tokyo Gas Co Ltd.

США активно заявляют о себе как о значимом экспортере СПГ.

До конца 2019 г. в США планируется ввести в эксплуатацию еще четыре СПГ-проекта, нарастив общий объем мощностей для выпуска СПГ с 36 млрд до 98,9 млрд м³/год.

EIA прогнозирует, что США к 2020 г. станут третьим по величине экспортером СПГ в мире вслед за Австралией и Катаром. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Эксперты прогнозируют, что совсем скоро навигация по Северному морскому пути будет практически круглогодичной. На первый взгляд, кратчайший маршрут, соединяющий две части континента, открывает прекрасные перспективы, так ли это на самом деле?

Эффективна ли торговая навигация по Северному морскому пути между Европой и Азией?

15%

Нет, проход по СМП чреват непредсказуемыми обстоятельствами

44%

Да, по СМП расстояние между Мурманском и Иокогамой вдвое короче, чем через Суэцкий канал

3%

Нет, традиционный маршрут проходит вдоль густонаселенных территорий и крупных портов

2%

Да, для прохода через Суэцкий канал надо отстоять очередь и заплатить

6%

Нет, плата за ледокольное обеспечение не покрывает расходов на содержание ледокольного флота

13%

Да, экономия времени 10–15 суток

17%

Северный морской путь – только для России

В декабре 2017 г. на Госсовете В. Путин заявил о необходимости более активно развивать рынок газомоторного топлива в России. Но стоит ли форсировать события?

Надо ли развивать рынок газомоторного топлива в России?

31%

Да, это более экологичное топливо

8%

Нет, в Европе распространение получают электромобили

27%

Да, это отличное применение газу, которого у нас много

6%

Нет, для ГМТмобилей придется строить инфраструктуру, а это дорого и несвоевременно

4%

Да, это транспорт будущего

24%

Нет, сначала надо газифицировать регионы



Концерн "Русэлпром" производит и поставляет гребные электродвигатели и генераторы для единой системы электродвижения и другое электрооборудование для ледоколов типа "Арктика" ЛК-60Я проекта 22220

✉ mail@ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31

🌐 ruselprom.ru

тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

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

Буксиры для Сабетты

На производственной площадке Краншип (г. Темрюк, Краснодарский край) спущен на воду ледокольный буксир «Надым» Росатомфлота, строящийся в рамках проекта «Портофлот».

Судно названо не случайно в честь реки, протекающей на севере Западной Сибири и впадающей в Обскую губу Карского моря.

Буксир Надым предназначен для обеспечения комплекса портовых услуг в порту Сабетта, и после завершения строительства его ждет долгая дорога на Ямал в порт приписки.

После ввода в промышленную эксплуатацию проекта «Ямал СПГ», в порту Сабетта частые гости уникальные танкеры-газовозы, которые могут преодолевать лед толщиной до 2,5 м при температуре воздуха – 45 °С и перевозить около 172 тыс. м³ СПГ.

Ввод в эксплуатацию должен состояться в мае.

По мнению специалистов, качество не вызывает нареканий, а эффективная работа буксиров «Пур», «Тамбей» и «Юрибей» наглядно демонстрирует возможности российских судостроителей.

Многоцелевой морской портовый буксир «Надым» проекта Т3687 имеет ледовый класс Arc 6. Характеристики судна: мощность составляет 6,4 МВт; скорость на открытой воде – 14 узлов; максимальная осадка 6,71 м; длина – 36 м; ширина – 13 м; численность экипажа – 10 человек.

Буксир предназначен для обеспечения комплекса портовых услуг: ледовые работы в порту и подходе судноходном канале, сопровождение танкеров для



перевозки СПГ, буксировка несамоходных судов и плавучих сооружений, проводка судов в акватории портов и постановка к причалу, эскортные операции на скорости до 10 узлов, борьба с пожарами на судах и портовых сооружениях, участие в операциях по ЛАРН, перевозка палубных грузов.

Первый в мире СПГ-сухогруз

Первое в мире сухогрузное судно с двигателем на сжиженном природном газе «Ilshin Green Iris» будет вскоре передано заказчику Ilshin Logistics. Сухогруз построен на судостроительном заводе Hyundai Mipo Dockyard (HMD) в Южной Корее.

О судостроительном проекте по созданию экологически чистых балкеров объявлено в июле 2016 г.

Судно дедвейтом 50 тыс. т оснащено двухтактным двигателем MAN B&W серии 6G50ME-GI, который имеет

сертификат соответствия Международному кодексу по газовому топливу (IGF) от классификационных обществ Lloyds Register и Korean Register.

Двигатель ME-GI изготовлен на заводе HHI-EMD.

Балкер «Ilshin Green Iris» будет передан в тайм-чартер международной сталеплавильной компании POSCO, (головной офис – г. Пхохан, Южная Корея) для каботажной перевозки известняка между портами Южной Кореи.

Балкер имеет топливный танк типа С для СПГ емкостью 500 м³, изготовленный из высокомарганцевой стали (Mn) недавно разработанной POSCO в качестве альтернативы используемого обычно никелевого сплава.

Балкер «Ilshin Green Iris» имеет следующие характеристики: дедвейт – 50000 т, длина – 190 м, ширина – 32 м, расчетная осадка – 12 м.

Его рыночная стоимость составляет 22,25 млн долл США.

Второй волна кризиса
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Богуранская ТЭС запущена
Второй волна кризиса
Северный поток достроили
Цены на газ

Псков или Воронеж?

Правительству Псковской области, похоже, удалось найти инвестора, готового реализовать на базе убыточной Псковской ГРЭС проект по строительству завода по производству и экспорту СПГ.

Инвестиции составят 35 млрд руб., название компании-инвестора не уточняется.

Не исключено, что им станет Криогаз, дочка Газпромбанка.

В мае 2016 г. Криогаз ввел в эксплуатацию малотоннажный завод по производству СПГ мощностью 21 тыс. т СПГ в год, инвестиции в проект составили 670 млн руб. В качестве места строительства тогда называлась д. Тямша Псковского района.

Но на базе Псковской ГРЭС, судя по объему инвестиций, планируется более масштабный проект.

Новость о возможном строительстве СПГ-завода в Псковской области врио губернатора М. Ведерников сообщил на рабочем совещании 6 апреля. А четыре дня ранее, в ходе встречи с врио губернатора Воронежской области А. Гусевым гендиректор Криомашгаз Р. Шультьев анонсировал возможное строительство завода по производству СПГ в Аннинском районе Воронежской области.

Криомашгаз имеет небольшой опыт строительства СПГ-заводов.

На сайте компании анонсируется строительство малотоннажного СПГ-завода на территории Дедовичского района в Псковской области мощностью 12 т/час СПГ, продукция которого будет использована для газификация объектов, удаленных от газовых сетей и в качестве топлива для автомобильного, авиационного, железнодорожного и речного транспорта.

Германия запланировала «Северный поток-2»

Федеральное сетевое агентство ФРГ Bundesnetzagentur начало консультации по плану развития немецкой газотранспортной системы в 2018–2028 гг. с учетом МГП «Северный поток-2». Один из тезисов гласит: из-за роста спроса МГП «Северный поток-2» может стать маршрутом импорта сетевого газа из РФ.

В 2022 г. существенное сокращение поставок низкокалорийного газа с месторождения Гронинген вынудит власти Германии переориентироваться на высококалорийный газ из Норвегии и России. Для экспертов это заявление госрегулятора крайне важно, его можно назвать очередным шагом к реализации проекта МГП «Северный поток-2».

Иных перспектив, кроме американского СПГ, у Европы нет. Германия как донор ЕС заказывает музыку, поэтому такое решение регулятора особенно важно для проекта.

Документы, которые подписываются в рамках Энергосоюза ЕС, предполагают

наличие трех независимых источников снабжения энергоресурсами. Это потребует от Германии создания альтернативных путей газоснабжения. В связи с этим план развития ГТС Германии в 2018–2028 гг. включает строительство 1-го терминала для импорта СПГ.

Для подключения его к ГТС Германии потребуются строительство дополнительной инфраструктуры, в т.ч. газопровода протяженностью 50 км. Инвестиционные затраты на подключение составят около 87 млн евро. И это при том, что СПГ-терминалов в Европе более чем достаточно, а загружены они не более чем на 20%.

На этом фоне решение о строительстве СПГ-терминала в Германии выглядит очевидным реверансом в сторону США с их планами по экспансии на европейский газовый рынок. ●



АРКТИЧЕСКОЕ ПРИСУТСТВИЕ

Мария Кутузова

В КОНЦЕ ПРОШЛОГО ГОДА ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРВАЯ ЛИНИЯ ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА «ЯМАЛ СПГ». УЖЕ К МАРТУ 2018 Г. НА МИРОВЫЕ РЫНКИ БЫЛО ПОСТАВЛЕНО БОЛЕЕ 1 МЛН Т СПГ, А В АПРЕЛЕ ТЕКУЩЕГО ГОДА СТАРТОВАЛИ ОТГРУЗКИ ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ КОНТРАКТАМ. ЭТОТ КРУПНЕЙШИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОЕКТ В АРКТИКЕ НАЦЕЛЕН НА РАСШИРЕНИЕ ПОЗИЦИЙ РОССИИ НА БЫСТРО МЕНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ РЫНКАХ. АКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ ПО ВСЕМУ МИРУ МНОГОЧИСЛЕННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА ТРАНСФОРМИРУЕТ ОТРАСЛЬ И ПРИВОДИТ К ФОРМИРОВАНИЮ ГЛОБАЛЬНОГО ГАЗОВОГО РЫНКА. КРОМЕ ТОГО, «ЯМАЛ СПГ» СПОСОБСТВУЕТ РОСТУ ПРИСУТСТВИЯ РФ В АРКТИЧЕСКИХ ШИРОТАХ: ПРОЕКТ СТАЛ ТРИГГЕРОМ ДЛЯ ЗАПУСКА И ПОДДЕРЖКИ НОВЫХ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ, ХОЗЯЙСТВЕННОГО ОСВОЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Первый миллион «Ямал СПГ»

Завод «НОВАТЭКа» в российской Арктике в начале марта 2018 г. отгрузил с терминала в порту Сабетта 1 млн т сжиженного природного газа с момента запуска в конце прошлого года первой линии мощностью в 5,5 млн т в год. Транспортировка выполняется арктическими газовозами класса Arc7, способными перевозить до 170 тыс. куб. м или 74 тыс. т СПГ на борту. Еще в декабре 2017 г. были отправлены за рубеж и проданы на спотовых рынках три партии СПГ общим объемом 221,3 млн т СПГ, а по итогам первого квартала 2018 г. в рамках проекта экспортировано 1,262 млн т. К 20 апреля 2018 г. завод «Ямал СПГ» отгрузил более 1,5 млн т сжиженного природного газа.

Что касается первых 14 партий, первого миллиона «Ямал СПГ», известно, что лидером по количеству принятых партий российского сжиженного природного газа стал терминал Gate в Роттердаме. На этот голландский порт пришлось пять из четырнадцати первых поставок проекта «Ямал СПГ». Еще четыре партии ушли на французский терминал Montoir de Bretagne. Две партии были официально отправлены в Соединенные Штаты. Первая партия была поставлена через Isle of Grain в Великобритании, а вторая – пошла через французский Дюнкерк в Зебрюгге в Бельгии и далее переправлена в США. Отметим, что «Ямал СПГ» подписал с компанией Fluxus контракт на 20 лет на перевалку сжиженного природного газа в порту Зебрюгге в объеме 8 млн т в год.

По словам Вячеслава Володина, спикера Госдумы РФ, проект формирует новую архитектуру внешнеторговых отношений России на новом рынке сжиженного природного газа, и позволит нашей стране претендовать на место среди лидеров поставок СПГ.

Председатель правления «НОВАТЭК» Леонид Михельсон рассчитывает в течении 4-5 лет увеличить ресурсную базу на Ямале за счет нераспределенных участков недр и газовых ресурсов других недропользователей в регионе, и обеспечить возможность производства сжиженного природного газа до 70 млн т в год. Сейчас компания располагает ресурсным потенциалом для выпуска 57 млн т сжиженного природного газа в год.

Акционерами «Ямал СПГ» являются «НОВАТЭК» (50,1 %), Total (20 %), CNPC (20 %), а также Фонд Шелкового Пути (9,9 %). Это один из крупнейших российских проектов в Арктике, в котором

ФАКТЫ

1
МЛН Т

СПГ отгрузил завод «НОВАТЭКа» с терминала в порту Сабетта с момента запуска первой линии

принимает участие Китай. По мнению руководства CNPC, он имеет огромное значение для международного энергетического сотрудничества и «права голоса КНР на мировом рынке энергоресурсов». 85 % подрядов на строительство модулей, из которых собран завод по сжижению природного газа «Ямал СПГ», были выполнены китайскими компаниями. После запуска в строй второй и третьей линий, когда мощность завода СПГ достигнет 16,5 млн т СПГ в год, как минимум 4 млн т пойдут на китайский рынок. В конце марта текущего года первая партия российского СПГ проекта была поставлена дочерней Novatek Gas & Power Asia Pte. Ltd. в Индию.

Поставки на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона рассматриваются в качестве главного приоритета «НОВАТЭКа». В стратегии развития компании до 2030 г. заложены принципы расширения географии поставок и рост присутствия на ключевых рынках Азии. Руководство компании не стремится переходить дорогу «Газпрому» и конкурировать с трубопроводными поставками газа в европейские страны из России. 96 % из запланированного объема производства «Ямал СПГ» уже законтрактованы. С апреля 2018 г. в рамках проекта стартовали поставки по долгосрочным контрактам.

Западный партнер «НОВАТЭКа» – французская Total – продолжает работу с российской компанией, несмотря на секторальные санкции, введенные США и ограничившие привлечение финансирования и доступ к технологиям для компаний из РФ. По словам старшего вице-президента Total по разведке Кевина Маклалана, Россия является приоритетным направлением для деятельности французской компании, поэтому она продолжит сотрудничество с «НОВАТЭКом» в рамках проекта «Ямал СПГ».



Ресурсный потенциал

Российский арктический проект производства сжиженного природного газа на Ямале предполагает освоение ресурсов Южно-Тамбейского месторождения, с запасами порядка 926 млрд куб. м газа. По словам Сергея Колбикова, начальника управления прогнозирования и мониторинга разработки месторождений «НОВАТЭКа», на Ямале компания столкнулась с тяжелыми геологическими и географическими проблемами, среди которых можно отметить: суровые климатические условия на Севере ЯНАО; удаленность от районов с развитой инфраструктурой и транспортных сетей, магистральных нефтегазопроводов; снижением качества коллекторов на разрабатываемых и новых месторождениях; увеличением глубины залегания запасов, аномально высокое давление на разрабатываемых активах.

Однако суровые условия Крайнего Севера не только стали вызовами для недропользователя, но и помогли «НОВАТЭКу». Компания сообщила о росте производительности завода в зимних условиях, превысившей проектную на 9 %, что связано с высокой эффективностью технологии сжижения природного газа в арктических условиях и приведет к большим объемам выпуска СПГ на первой линии, чем запланировано проектом. Первоначально предполагалось, что строительство завода по сжижению природного газа будет вестись тремя очередями с запуском в 2017, 2018 и 2019 годах соответственно. Проект предусматривал ежегодное производство около 16,5 млн т сжиженного природного газа и до 1,2 млн тонн газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы. Вторая линия «Ямал СПГ» может быть запущена в сентябре-октябре 2018 г. Ввод третьей планируется осуществить в 2019 г., на 6-9 месяцев раньше срока. Недавно «НОВАТЭК» определился со сроками реализации и четвертой линии мощностью 0,9 млн т в год, что позволит увеличить общую производительность завода до 17,4 млн т. Она может быть введена в строй уже в конце следующего года – начале 2020 г. Как заверяет руководство российской компании, почти все оборудование для этой линии будет выпущено на отечественных предприятиях. В марте текущего года «НОВАТЭК» запатентовал собственную технологию производства СПГ «Арктический каскад»: процесс сжижения состоит из двух этапов, которые обеспечивают высокую энергоэффективность технологии за счет максимального использования арктического климата. Технология рассчитана на использование оборудования российских предприятий, что позволит снизить затраты и повысить экономическую эффективность проекта.

«НОВАТЭК» активно продвигается и со своим вторым проектом «Арктик СПГ-2» на базе Утреннего месторождения. Компания определилась с мощностью трех линий проекта – 6,6 млн т в год каждая или 19,8 млн т в год в целом. Планируемый срок запуска

ФАКТЫ

8 МЛН Т В ГОД

На такой объем перевалки СПГ в порту Зебригге заключен 20-летний контракт «Ямал СПГ» с компанией Fluxus

4 МЛН Т

СПГ пойдут на китайский рынок после запуска 2-й и 3-й линий завода, когда его мощность достигнет 16,5 млн т в год

проекта – 2022–2025 гг. В Мурманской области ведется строительство мощностей Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений, который получит поддержку со стороны государства. Планируется, что «НОВАТЭК» в ходе первого этапа развития мощностей Центра построит три плавучих завода по сжижению природного газа. Кроме того, принято решение о строительстве перевалочного СПГ-терминала на Камчатке, которое будет синхронизировано с запуском первой линии «Арктик СПГ-2» в 2022–2023 гг. Мощность перевалки этого терминала может составить от 20 до 40 млн т в год.

«НОВАТЭК» собирается построить на Камчатке морской терминал по перегрузке сжиженного природного газа. Газовозы высокого ледового класса будут доходить до Камчатки, где СПГ перегрузят на обычные танкеры. Это позволит экономически эффективно использовать мощности проекта и повысить конкурентоспособность арктических проектов России. Предполагается построить терминал мощностью до 20 млн т СПГ в год к 2022–2023 гг.

Проекты российских нефтегазовых компаний способствуют развитию судоходства на трассе Северного морского пути. Продукция «Ямал СПГ», «Арктик СПГ-2», рост грузопотока из порта Сабетта, благодаря интеграции Единой транспортной системы России с СМП за счет строительства железнодорожного коридора Бованенково-Сабетта, а также рост поставок нефти из Нового Порты станут главными источниками роста объемов перевозок в Арктике. Руководство «НОВАТЭКа» выступает против запрета использования в акваториях арктических морей нероссийских судов с 2019 г., поскольку это серьезно затормозит развитие проектов в регионе и подорвет торговлю с основными потребителями ресурсов Крайнего Севера. Российское гражданское судостроение нуждается в поддержке государства. Развитие Северного морского пути и поставок сжиженного природного газа связано с высокоэффективными и доступными транспортными услугами. ●



• Баржи • Транспортно-буксирные суда • Буксировки всех видов, перевозка спецобъектов • Перевозка негабаритных и тяжеловесных грузов • Технический менеджмент •

ООО «Судоходная компания Морвенна»

ОГРН 1147746714444 • ИНН 7718986015

Россия, 125212, Москва, Головинское шоссе 5, БЦ «Водный», оф. №20018

Тел.: +7 (495) 151-85-20 • Факс: +7 (499) 551-54-26 • E-mail: chartering@mwship.com

WWW.MWSHIP.COM



Судоходная компания «Морвенна» является собственником технического, барже-буксирного флота, транспортно-буксирных судов, а также осуществляет технический менеджмент флота для сторонних судовладельцев.

Компания обеспечивает транспортировку негабаритных объектов и крупнотоннажных грузов водными путями и предоставляет весь комплекс услуг, связанных с выполнением данных работ.



СК «Морвенна» оперирует как собственным, так и привлеченным барже-буксирным флотом и осуществляет грузовые перевозки на ВВП РФ, в Балтийском, Средиземном, Черном, Азовском морях и на Каспии.

Для осуществления технического менеджмента используется система «АМОС», разработки SpecTec. СК «Морвенна» осуществляет технический менеджмент для судов «Буми Урай», «Буми Покачи», «Буми Нарьян-Мар» и других.

На сегодняшний день судами компании выполнено большое количество речных и морских буксировок, включая транспортировку по ВВП РФ объектов различного назначения (суда-новострой, плавучие гостиницы, части буровых платформ, суда специального назначения). Перспективы развития компании тесно связаны с транспортировкой нефтедобывающего, нефтеразведывающего оборудования, нефтяных вышек, самоподъемных буровых платформ между Черным, Балтийским и Каспийским морем, работами по обеспечению разведки и добычи нефти на прикаспийском шельфе, в сфере которых имеется богатый опыт.

УСЛУГИ

- 🚢 Перевозка крупногабаритных и тяжеловесных грузов
- 🚢 Буксиры, баржи и вспомогательные суда
- 🚢 Полное агентское, техническое обслуживание
- 🚢 Технический менеджмент/фрагтование судов
- 🚢 Подготовка проектной документации
- 🚢 Буксировка спецобъектов любой сложности
- 🚢 Страхование объектов буксировки
- 🚢 Организация транзита грузов и объектов через ВВП России
- 🚢 Согласование документации с контролирующими органами
- 🚢 Технический контроль

РАЙОНЫ РАБОТЫ

🚢 Балтийское море

📍 Главный офис СК «Морвенна», г. Москва

🚢 Азовское море

🚢 Черное море

🚢 Каспийское море и прикаспийский шельф



РЕКЛАМА

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

В СВЕТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ ПО СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ РАЗВИТИЮ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ, КОТОРАЯ ПОТРЕБУЕТ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ТОПЛИВА, АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ РАССМОТРЕТЬ В КАЧЕСТВЕ ЭКОЛОГИЧНОГО И ДОСТУПНОГО ЭНЕРГОРЕСУРСА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ЗАПАСЫ КОТОРОГО В АРКТИКЕ ИСЧИСЛЯЮТСЯ ТРИЛЛИОНАМИ КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ. ОДНАКО БОЛЬШАЯ ПРОТЯЖЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ И НИЗКАЯ ПЛОТНОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ ПРЕДПОЛАГАЮТ ТРАНСПОРТИРОВКУ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРЕИМУЩЕСТВЕННО В ВИДЕ СПГ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ НАИБОЛЕЕ ОБЩИЕ АСПЕКТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА СПГ С УЧЕТОМ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА. ПОКАЗАНО, ЧТО НИЗКИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА, ПОМИМО ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБОРУДОВАНИЕ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРСОНАЛА, ИМЕЮТ НЕОСПОРИМЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ, ПОВЫШАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ХОЛОДИЛЬНЫХ ЦИКЛОВ

IN THE LIGHT OF THE IMPLEMENTATION OF THE NATIONAL PROGRAM OF SOCIAL AND ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION'S ARCTIC AREA THAT WILL REQUIRE A LARGE AMOUNT OF ENERGY RESOURCES AND FUEL, THE AUTHORS SUGGEST THAT NATURAL GAS BE CONSIDERED AS AN ENVIRONMENTALLY-FRIENDLY AND AVAILABLE ENERGY RESOURCE AS ITS DEPOSITS IN THE ARCTIC ZONE ARE ESTIMATED AT BILLIONS OF CUBIC METERS. HOWEVER, DUE TO THE FACT THAT THE TERRITORY IS EXTENDED GREATLY AND THAT THE DENSITY OF POPULATION IS QUITE LOW, IT IS ASSUMED THAT NATURAL GAS WILL BE TRANSPORTED AND USED MAINLY AS LNG. THE ARTICLE OUTLINES THE MOST GENERAL ASPECTS OF LNG PRODUCTION DESIGN WITH DUE REGARD TO THE ARCTIC CLIMATE. IT HAS BEEN DEMONSTRATED THAT, IN SPITE OF SOME NEGATIVE EFFECTS ON THE EQUIPMENT AND PERSONNEL PERFORMANCE, LOW TEMPERATURES OF THE AMBIENT AIR HAVE INDISPUTABLE ADVANTAGES DURING THE LNG PRODUCTION BY ENHANCING THE EFFICIENCY OF COOLING CYCLES

Ключевые слова: Арктика, арктическая зона, энергоресурсы, энергообеспечение, сжиженный природный газ.

Федорова Елена Борисовна,
доцент, к.т.н.

Федорова Виктория Андреевна,
ассистент

Макуха Андрей Станиславович,

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

Арктический регион Российской Федерации характеризуется большой протяженностью с запада на восток, суровыми природными условиями, удаленностью от крупных населенных пунктов и транспортно-логистической инфраструктуры, чрезвычайно низкой плотностью населения, а также огромными запасами углеводородов. Только в Ямало-Гыданском регионе доказанные запасы природного газа составляют 15–20 трлн м³ [1].

Реализация Государственной программы по социально-экономическому развитию Арктической зоны РФ потребует большого объема энергоресурсов и топлива. Предыдущие этапы освоения Арктики были основаны преимущественно на использовании угля и нефтепродуктов. Замещение угля и нефтепродуктов на более экологичный и доступный в регионе энергоресурс – природный газ – позволит снизить транспортные расходы на энергоснабжение и экологические риски, связанные с разливами нефти и нефтепродуктов, а также с загрязнением воздуха продуктами горения угля, дизельного топлива или мазута.

Большая протяженность территории и низкая плотность населения в Арктике делает нерентабельным трубопроводный вариант газификации. Следовательно, энергообеспечение потребителей должно строиться на автономном газоснабжении за счет разработки локальных месторождений природного газа и создания на их основе крупно- и малотоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ). Часть СПГ можно использовать в виде моторного топлива, а другую часть – для локального производства необходимой электроэнергии [2].

Размещение производства СПГ в Арктическом регионе требует нестандартного подхода

ФАКТЫ

20 трлн м³

составляют доказанные запасы природного газа в Ямало-Гыданском регионе

к проектированию всех технологических процессов. При проектировании заводов СПГ необходимо учитывать суровые климатические условия, географическую удаленность и изолированность производственных объектов.

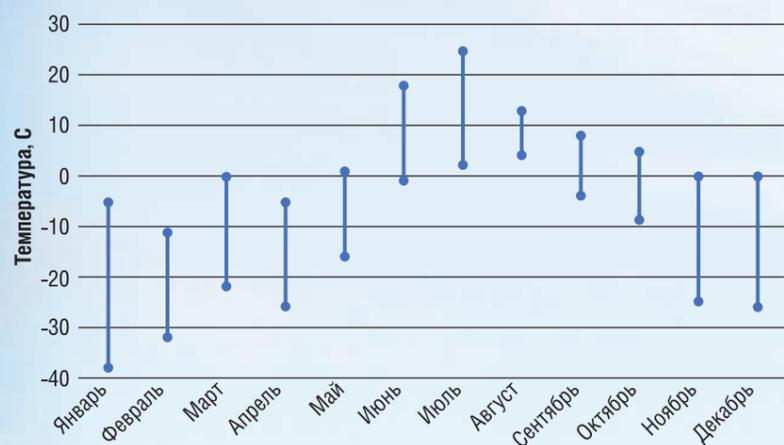
Особенности арктического климата заключаются в больших сезонных колебаниях температуры окружающей среды и отрицательных среднегодовых температурах. Так, например, на полуострове Ямал среднегодовая температура составляет минус 5 – минус 10 °С. Минимальная температура на полуострове, по данным правительства ЯНАО, опускалась до минус 59 °С.¹

На рис. 1 представлен график изменения температуры по месяцам 2017 года в пос. Сабетта.² Для каждого месяца приведены максимальные и минимальные значения температуры. Восемь месяцев из двенадцати в регионе преобладали отрицательные температуры. В совокупности с сильными ветрами, метелями низкие температуры воздуха

¹ Источник: <http://www.yamal-spb.ru/26>

² Источник: <https://www.gismeteo.ru/diary/236824/2017/12/>

РИС. 1. График изменения температуры в пос. Сабетта по месяцам в 2017 г.



усложняют транспортировку персонала на объект и непосредственно работу персонала на объекте. С другой стороны, арктический климат имеет неоспоримые преимущества по сравнению с тропическим и субтропическим климатом, где расположена большая часть мирового производства СПГ. Понижение температуры окружающего воздуха снижает затраты энергии на сжижение природного газа, независимо от выбранной технологии, и повышает эффективность использования газовых турбин за счет увеличения плотности воздуха.

Упрощенно технологическую схему завода СПГ можно представить несколькими модулями:

ФАКТЫ

-59 °C

минимальная температура на полуострове Ямал

- подготовка газа: очистка от механических примесей, кислых газов, меркаптанов и ртути, осушка газа;
- сжижение газа: предварительное охлаждение, конденсация и переохлаждение;
- хранение СПГ;
- отгрузка СПГ в танкеры.

Наиболее значительное влияние арктический климат оказывает на первые два модуля.

Выбор технологий подготовки природного газа

Подготовка природного газа к сжижению имеет свои особенности, о чем подробно говорится в работе [3]. Сырьевой газ, поступающий на комплекс сжижения с месторождения или из магистрального газопровода, содержит в своем составе легкие углеводороды, влагу, кислые газы и другие компоненты. Для предотвращения эксплуатационных проблем в блоке сжижения (образование льда и газогидратов, коррозия оборудования) природный газ подвергается очистке и осушке. Концентрация нежелательных примесей на входе в блок сжижения должна быть снижена до значений, представленных в таблице 1. Разница в значениях для резервуаров комплекса сжижения и резервуаров потребителя объясняется выветриванием наиболее летучих компонентов СПГ во время хранения, транспортировки и операций загрузки-разгрузки транспортных емкостей.

Абсорбционные процессы очистки природного газа от кислых компонентов остаются экономически наиболее эффективными для крупнотоннажного производства СПГ. При выборе технологий подготовки газа в арктических условиях следует учитывать устойчивость аминовых растворителей к низким температурам. Так, например, первичные амины, такие как дигликоламин (ДГА) и моноэтаноламин (МЭА), адаптированы к применению в холодном климате. Однако абсорбент ДГА, в силу низкой

РИС. 2. Зависимость удельных энергетических затрат процессов сжижения природного газа от изменения температуры окружающей среды



РИС. 3. Зависимость производительности технологических линий сжижения природного газа от изменения температуры окружающей среды



газов и установкой осушки дополнительно встроить установку низкотемпературной конденсации с использованием холода окружающего воздуха, то это позволит сконденсировать излишнюю влагу и углеводороды C4+, что приведет к снижению капитальных и эксплуатационных затрат на установке осушки.

Выбор технологий и оборудования для сжижения природного газа

Наиболее эффективными крупнотоннажными процессами сжижения в настоящее время являются процессы с предварительным охлаждением пропаном или смесевым хладагентом (СХА). Это технологический процесс Air Products AP-C3MR™ с предварительным охлаждением пропаном и конденсацией в цикле со смесевым хладагентом и процессы Shell DMR™ и Air Products AP-DMR™ с использованием смесевых хладагентов как в цикле основного, так и в цикле предварительного охлаждения. Подробное сравнение эффективности технологий AP-C3MR™ и Shell DMR™ в арктических условиях было проведено в работе [5]. Проведенные оптимизационные расчеты процессов сжижения показали, что реализация преимуществ холодного климата возможна либо через общее снижение энергозатрат (рис. 2), либо через увеличение производительности технологических линий СПГ (рис. 3).

Вариант 1. Так как на арктических заводах СПГ отвод тепла в холодильных циклах возможен при очень низких температурах окружающей среды, независимо от выбранной технологии, снижается общее количество циркулирующего хладагента в цикле предварительного охлаждения, что ведет к снижению потребления энергии в компрессорах.

Однако снижение затрат энергии в цикле с пропаном происходит не линейно (см. рис. 2). Примерно

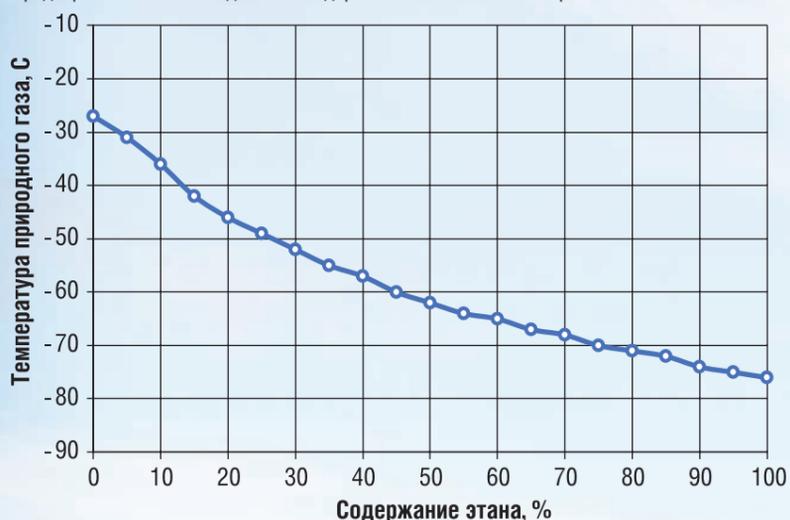
ТАБЛИЦА 1. Спецификации товарного СПГ

	В резервуарах комплекса сжижения	В резервуарах потребителя
Свойства, МДж/нм³ при 15 °C		
Высшая теплотворная способность	42–44	42–45
Число Воббе	51–53	51–54
Состав, мольн. %		
CH4	84–99	84–99
C2H6	<	<
C3H8	<	<
C4+	< 2,4	< 2,5
C5+	< 0,1	< 0,1
N2	1,4	1,0
Содержание неорганических примесей и меркаптанов, м³/нм³ природного газа		
H2O	< (0,5... 1) · 10 ⁻⁶	
CO 2	< 50 · 10 ⁻⁶	
H2S	< (3,5... 4) · 10 ⁻⁶	
RSH	< (2... 3) · 10 ⁻⁶	
Hg	10 нг/нм³ природного газа	

точки замерзания раствора – минус 40 °C (при концентрации в растворе 65 %), особенно хорошо приспособлен к зимним условиям Арктики. Широко используемый в теплом климате монодиэтиламин (МДЭА) имеет более высокую точку замерзания, следовательно его использование в холодном климате затруднено [4].

Традиционно после очистки от кислых примесей газ поступает на установки осушки, где на молекулярных ситах происходит извлечение воды и большинства меркаптанов. Если в технологическую линию между установкой извлечения кислых

РИС. 4. Зависимость температуры природного газа на выходе из цикла предварительного охлаждения от содержания этана в смеси с пропаном



до температуры минус 10 °C снижение удельных энергозатрат в обоих технологических процессах происходит с одинаковой скоростью. Далее снижение энергозатрат в процессе СЗМР идет более низкими темпами, чем в процессе DMR. Это связано с тем, что температура предварительного охлаждения чистым пропаном при атмосферном давлении ограничена температурами минус 30 °C – минус 35 °C. С понижением внешней температуры снижение энергозатрат в цикле предварительного охлаждения происходит за счет снижения расхода пропана. Но расход пропана через компрессор имеет минимальное значение, за которым наступает помпаж. Чтобы сохранять компрессор в пределах рабочих параметров (избежать помпажа), расход пропана в цикле сохраняют постоянным, даже при дальнейшем снижении температуры воздуха. Дальнейшее снижение удельных энергозатрат происходит за счет повышения эффективности газовых турбин. При этом объем производства СПГ можно сохранять практически постоянным в течение года [6].

Вариант 2. Использование в цикле предварительного охлаждения смеси пропана с этаном или этиленом вместо чистого пропана снижает температуру природного газа на выходе из данного цикла, но требует постоянного регулирования состава смеси. По мере снижения температуры окружающей среды соотношение пропана и этана в смеси меняется в пользу этана, что вызывает понижение температуры газа на выходе. Так, например, на рис. 4 приведена зависимость температуры охлаждения природного газа от содержания этана в смеси с пропаном, полученная расчетным путем.

Снижение температуры предварительного охлаждения позволяет перераспределить нагрузки между предварительным охлаждением и сжижением, тем самым можно снизить нагрузку на основной криогенный теплообменник и

ФАКТЫ

Air Products

наиболее эффективный технологический процесс сжижения с предварительным охлаждением пропаном или смеси с этаном

повысить производительность технологической линии. В качестве примера можно привести завод по производству СПГ на острове Сахалин, который хоть и не находится в Арктической зоне, но тем не менее имеет зимние среднемесячные температуры в районе минус 20 °C. Реализованная на заводе технология сжижения Shell DMR™ при проектной мощности завода в 9,6 млн тонн в год (две производственные линии по 4,8 млн тонн в год каждая) позволяет выходить на уровень производства более 10 млн тонн ежегодно.

Однако увеличение объема производимого СПГ требует как дополнительных объемов сырьевого газа, так и дополнительных усилий по реализации излишков продукта. Это не всегда возможно, если, к примеру, производительность установок подготовки газа ограничена или из-за отсутствия коммерческого спроса на дополнительные партии СПГ.

Несмотря на то, что система СХА является более сложной, чем однокомпонентная система охлаждения, она обеспечивает дополнительную гибкость, поскольку состав СХА может быть скорректирован в соответствии с сезонными изменениями температуры окружающей среды для минимизации энергопотребления [4, 5].

Выбор внешнего источника охлаждения холодильных циклов ограничен воздухом и водой. Вода, как пресная, так и морская, имеет температуру замерзания выше, чем среднегодовая температура воздуха в Арктике. Система использования морской воды требует больших капитальных вложений в системы очистки и в оборудование в коррозионностойком исполнении. Воздушное охлаждение, хотя и требует большой территории для размещения аппаратов воздушного охлаждения (АВО) и постоянного регулирования технологических параметров холодильных циклов, является более вероятным выбором в арктических условиях.

Как отмечается в работе [4], при выборе драйверов компрессоров (газовая турбина, паровая турбина

или электродвигатель) следует руководствоваться размером оборудования, требуемой мощностью и удаленностью места расположения производства СПГ. Паровым турбинам, требующим отдельную пароводяную систему, в арктическом климате присущи проблемы, связанные с температурой замерзания воды. Капитальные вложения в электродвигатели, как правило, выше, чем в газовые турбины. Из-за низких температур окружающего воздуха и необходимости обеспечения высокой надежности и простоты эксплуатации, использование газовых турбин в Арктике наиболее предпочтительно. Кроме того, отработанное тепло от выхлопных газов турбины может быть использовано при производстве пара, для защиты воды от замерзания или для обеспечения тепла регенерации на установках аминовой очистки и осушки газа.

Выбор материалов для технологических трубопроводов и оборудования должен учитывать воздействие не только непосредственно технологического процесса, но и внешних условий: отрицательных температур, сильного ветра и дополнительную нагрузку от снега. Кроме того, должна быть предусмотрена дополнительная защита от замерзания всех линий, содержащих воду или жидкости с относительно высокими температурами застывания.

Низкие температуры воздуха, снегопады и сильные ветры усложняют транспортировку персонала и оборудования, увеличивают сроки строительства и ввода объектов в эксплуатацию. Экстремальные погодные условия и длительные периоды полярной ночи и полярного дня снижают индивидуальную производительность персонала.

В связи с географической удаленностью, строительство завода СПГ предпочтительно осуществлять по модульному принципу. Так, модули могут собираться на хорошо

ФАКТЫ

-35 °C

температура предварительного охлаждения чистым пропаном при атмосферном давлении

оборудованных производственных площадках, где качество сборки легче контролировать и откуда в готовом виде они могут быть транспортированы на заводскую площадку для установки. Динамическое оборудование, такое как насосы, компрессоры и генераторы, должно размещаться в теплых крытых помещениях.

Выводы

Арктический климат создает серьезные проблемы при строительстве и эксплуатации производства СПГ в соответствующем регионе, которые связаны с удаленностью географического расположения, низкими температурами воздуха, сильными ветрами и снегопадами. Однако низкие температуры окружающего воздуха снижают расход хладагента в цикле предварительного охлаждения и уменьшают энергозатраты в компрессорах. Кроме того, снижение температуры воздуха повышает эффективность использования газовых турбин. Все эти обстоятельства приводят к повышению энергоэффективности производства СПГ в арктическом регионе. ●

Литература

1. Гаврилов В.П., Лобусев А.В., Мартынов В.Г., Мурадов А.В., Рыжков В.И. Стратегия освоения углеводородного потенциала Арктической зоны РФ до 2050 г. и далее. Территория нефтегаз. 2015 г., № 3, с. 39–49.
2. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации. Газовая промышленность. 2015 г., № 8, с. 90–94.
3. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Особенности подготовки природного газа при производстве СПГ. Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015 г., № 4, с. 100–114.
4. S. Mokhatab, D. Messersmith. LNG plant design in cold climates. Gas Processing. – Режим доступа: <http://gasprocessingnews.com/features/201712/lng-plant-design-in-cold-climates.aspx> [дата обращения: 14/02/2018].
5. Макуха А.С., Федорова Е.Б. Оптимальная технология сжижения природного газа для арктических природных условий. Газовая промышленность. 2013 г., № 11, стр. 62–64.
6. W. P. Schmidt, C.M. Ott, Y.N. Liu, J.G. Wehrman. Arctic LNG plant design: taking advantage of the cold climate. Air Products. – Режим доступа: <http://www.airproducts.com/-/media/files/pdf/industries/lng/arctic-lng-plant-design.pdf> [дата обращения: 16/04/2018].

KEYWORDS: Arctic, Arctic zone, energy resources, energy supply, liquefied natural gas.



НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ГЛУБИН

ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ИЗУЧЕНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ГЛУБИННОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОКЕАНИЧЕСКОЙ КОРЫ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ ВЫПОЛНИТЬ АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЭТОЙ ТЕРРИТОРИИ

THE PURPOSE OF THIS PAPER IS TO STUDY THE REGIONAL DEEP TECTONIC STRUCTURE OF THE OCEANIC CRUST IN THE DEEP-SEA PART OF THE ARCTIC REGION, ALLOWING TO ANALYZE OF OIL AND GAS BEARING PROSPECTS OF THIS TERRITORY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: глубоководная часть, Восточная Арктика, тектоника плит, мировая рифтовая система, глубинное строение, океанической кора, перспективы нефтегазоносности.

Харитонов А.Л.,
ФГБУН Институт
земного магнетизма,
ионосферы и
распространения
радиоволн
им. Н.В. Пушкова
Российской академии
наук

В работе представлены некоторые результаты интерпретации комплекса различных геолого-геофизических данных, полученных для глубоководной части Северного Ледовитого океана, которые могут позволить проводить более качественное изучение глубинного строения Арктического нефтегазоносного бассейна. Для изучения глубинного строения недр и нефтегазовых перспектив в глубоководной части Северного Ледовитого океана были использованы данные аномального магнитного [15, 16, 9–11], гравитационного [4, 10] и волнового полей [10]. Проведено сопоставление полученных автором результатов с некоторыми другими опубликованными геолого-геофизическими данными. Выполнено сравнение полученных автором данных о нефтегазовой перспективности некоторых глубоководных регионов Восточной Арктики с результатами прогнозов других исследователей.

Некоторые данные об истории изучения Арктического региона

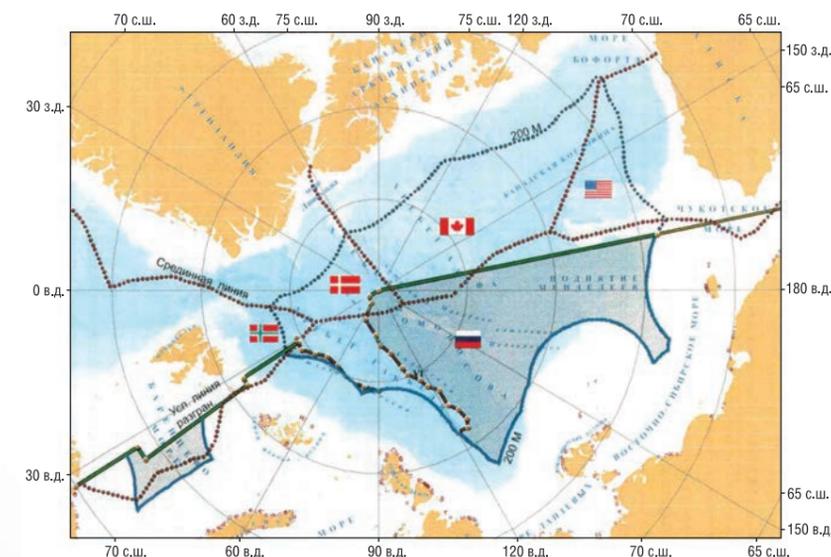
Регион глубоководной части Восточной Арктики, по мнению таких исследователей как Гаврилов В.П. [1], Каминский В.Д. [4], Ким Б.И. [5], Клещев К.А. [6], Погребницкий Ю.Е. [7], Шеин В.А. [12], Шеин В.С. [12] и многих других, является очень перспективным для поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Российская глубоководная часть Северного Ледовитого океана, по мнению некоторых специалистов [1–7, 12], должна быть богата запасами нефти и газа. Однако, как видно, из приведенной на рисунке 1 схемы условного раздела акватории Северного Ледовитого океана, территория Российской Федерации, на которой могут проводиться в настоящее время буровые и эксплуатационные работы по добыче нефти и газа, в соответствии с международными законами, пока ограничена двухсотмильной зоной, примыкающей к береговой линии России.

Насколько может быть богата месторождениями углеводородов глубоководная часть акватории Северного Ледовитого океана, на которую Российская Федерация подала заявку в международные организации на присоединение к своим владениям? Попытаемся с помощью имеющихся в распоряжении автора некоторых геолого-геофизических данных ответить на поставленный вопрос

УДК 553.981

РИС. 1. Схема условного раздела недр под акваторией Северного Ледовитого океана. Территория расширенного континентального шельфа Российской Федерации в пределах 200-мильной зоны (200 М – синяя линия). Коричневой точечной линией обозначена условная линия разграничения между странами (РФ, США, Канада, Дания, Норвегия) глубоководной части акватории Северного Ледовитого океана. Серым цветом выделена глубоководная область Восточной Арктики, на которую РФ подала заявку в международные организации на присоединение к владениям Российской Федерации с (учетом данных [4])



о возможной перспективности на нефть и газ глубоководной части Северного Ледовитого океана.

Методы исследований

По результатам статистического анализа расположения месторождений нефти и газа [8]

известно, что значительная их часть (особенно газовых месторождений) находится в окрестностях рифтовых или палеорифтовых зон. Поэтому так важно было проанализировать с этой точки зрения исследуемую территорию Арктического региона. В пределах глубоководной части Северного

Ледовитого океана, по результатам анализа расположения спутниковых интенсивных электромагнитных аномалий (магнитных линияментов), автор выделил глубинное положение современной рифтовой ветви Арктического срединно-океанического хребта, называемой хребтом Гаккеля (II) и двух палеорифтовых ветвей Арктического срединно-океанического хребта, называемых хребтом Ломоносова (IV) и поднятием Менделеева (V) (рис. 2, 3). Опираясь на статистические данные, автор считает, что недра этих палеорифтовых зон Северного Ледовитого океана – хребта Ломоносова (IV), поднятия Менделеева (V) – должны быть богаты значительными запасами углеводородов.

Для подтверждения выводов о перспективности глубоководной части Северного Ледовитого океана и для постановки детальных геологоразведочных работ на поиск месторождений нефти и газа, сделанных на основании анализа спутниковых электромагнитных данных, также автором были проанализированы данные глубинного сейсмического зондирования вдоль регионального профиля, в пределах акватории Северного Ледовитого океана, протянувшегося от острова Врангеля до шельфа островов Шпицберген (рис. 4).

РИС. 2. Аномалии электромагнитного поля (аномалии вектора индукции так называемого «постоянного» электромагнитного поля Земли) Арктического нефтегазового бассейна, по данным космического аппарата «MAGSAT». Жирная линия показывает положение береговой линии. Изолинии электромагнитного поля проведены через 2 нТл. Аномалии постоянного электромагнитного поля, осредненные по сетке 5 x 5 градусов, заштрихованные темным цветом, соответствуют положительным значениям аномального электромагнитного поля, а светлыми тонами отмечены отрицательные аномалии электромагнитного поля (с учетом данных [11, 16]). I – расположение Атлантической ветви мировой океанической рифтовой системы срединно-океанических хребтов, II а – расположение Чукотско-Беринговоморской Арктической асейсмической ветви мировой океанической палеорифтовой системы срединно-океанических хребта СЛО, II б – расположение зарождающейся Арктической сейсмически активной ветви континентальной Верхояно-Байкальской рифтовой системы, II с – расположение зарождающейся Арктической сейсмически активной ветви континентальной Верхояно-Колымской рифтовой системы, III – расположение Тихоокеанской сейсмически активной ветви мировой океанической рифтовой системы срединно-океанических хребтов. Синим цветом выделены зоны глубинных трансформных разломов Арктической рифтовой системы

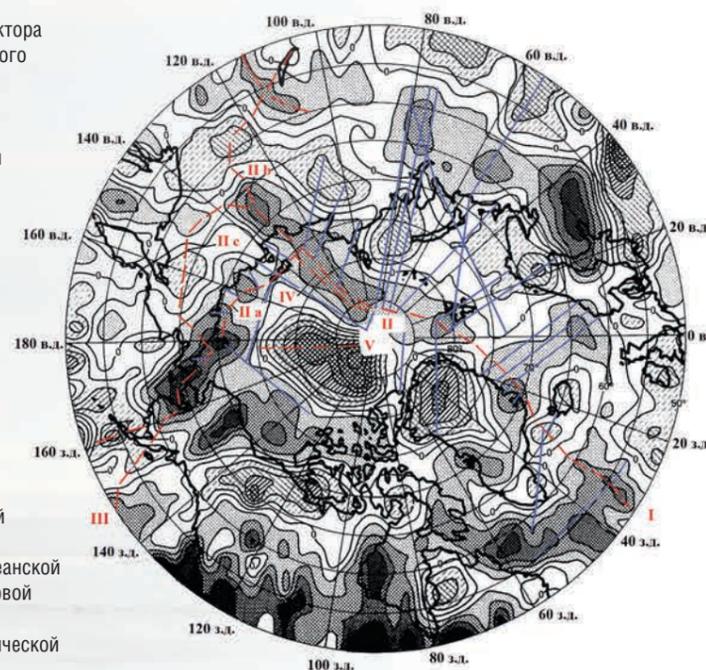
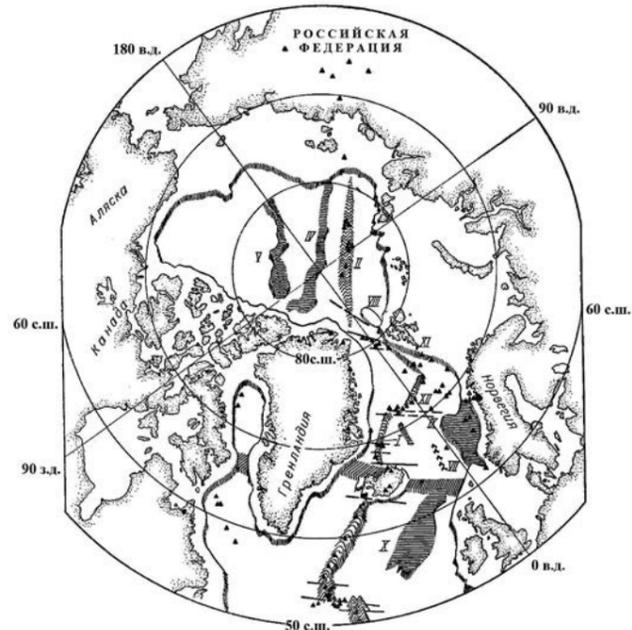


РИС. 3. Геоморфологическая схема глубоководного ложа Северного Ледовитого океана и географического расположения Арктического (II) и Атлантического (I) срединно-океанических хребтов (СОХ) (с учетом данных [14]). II – сейсмически активный рифтовый хребт Гаккеля; IV – палеорифтовый асейсмический хребт Ломоносова; V – палеорифтовое асейсмическое поднятие Менделеева; VIII – асейсмическое поднятие Ермак; IX – асейсмическое поднятие Воринг; Пунктиром выделены: XI – Шпицбергенская сейсмически активная зона трансформных разломов Арктического рифта (II) и XII – Ян-Маенская сейсмически активная зона трансформных разломов Атлантического рифта; (VI – X) – другие тектонические структуры срединно-океанического хребта Атлантики; Треугольниками обозначены эпицентры произошедших землетрясений



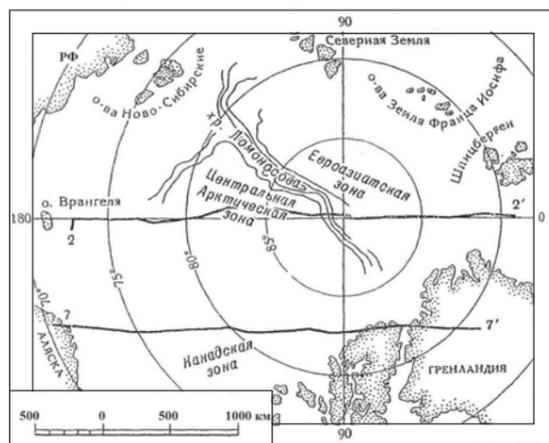
Значительная часть этого регионального сейсмического профиля (2 – 2*) длиной около 2 500 километров проходит в пределах как шельфовой, так и глубоководной части акватории Северного Ледовитого океана,

входящей в зону владений Российской Федерации. Однако глубоководная часть этого профиля (2 – 2*), показывает зону глубинного строения в пределах акватории Северного Ледовитого океана, на которую только подана заявка в

международные организации на присоединение к владениям России. Поскольку на эту глубоководную территорию Северного Ледовитого океана претендуют также и другие государства (Норвегия, Дания, Канада, США). Поэтому так важно понять, могут ли содержать недра этой глубоководной части Северного Ледовитого океана значительные запасы углеводородов или нет? Для этого проанализируем глубинное строение океанической коры вдоль этого профиля (рис. 5).

Из сейсмического разреза на рис. 5 видно, что в сейсмических границах, в зоне хребта Гаккеля (II) и бортовых частях котловины Подводников (обозначенных на этом разрезе значками ??? или пунктиром), в так называемых

РИС. 4. Схема прохождения региональных профилей (2 – 2*) и (7 – 7*) глубинного сейсмического зондирования по маршрутам о. Врангеля – о-ва Шпицберген и Аляска – Гренландия

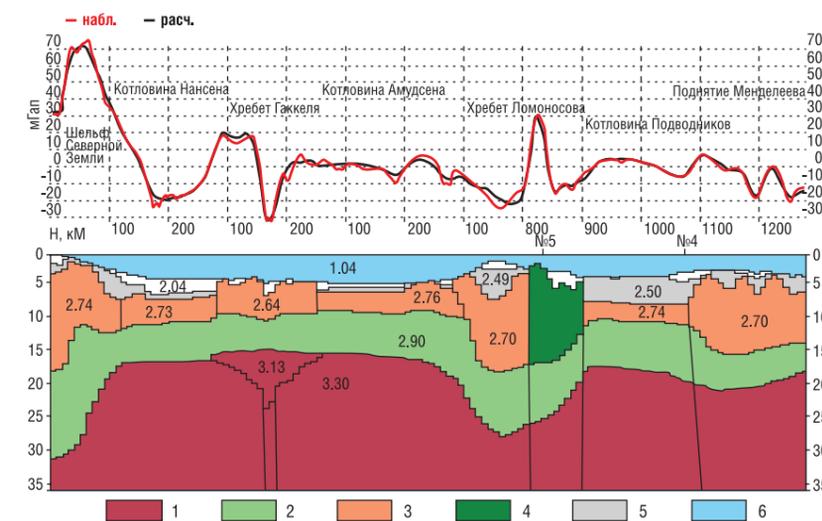


зонах неуверенного сейсмического приема, нами предполагается наличие современной рифтовой зоны (II) срединно-океанического хребта Северного Ледовитого океана и крупных тектонических разломов №4, №5, которые нами также выделены по спутниковым электромагнитным данным и которые, по нашему мнению, являются вертикальными каналами теплопереноса углеводородов из нижележащих слоев газоперспективного складчатого фундамента к поверхностным зонам накопления УВ в осадочном слое океанической коры.

Из результатов анализа регионального разреза глубинного сейсмического зондирования на рис. 5 видно, что вертикальная мощность осадочного слоя (1-го слоя) океанической коры составляет в пределах разломных зон по краям котловины Подводников около 1–3 километров, что значительно превышает среднюю величину мощности этого слоя в Мировом океане, которая составляет 0,4 километра, по данным работы [13]. В работе [3] нами проанализированы основные геолого-геофизические параметры среды в пределах исследуемого разреза земной коры, необходимые для образования месторождений углеводородов. Одним из основных геолого-геофизических параметров, способствующих образованию месторождений углеводородов, является повышенная по сравнению со среднестатистической, для определенного вида морфоструктур, вертикальная мощность пород различных слоев земной коры, где могут возникать структурные «ловушки» для накопления углеводородов.

Поэтому этот факт о большой вертикальной мощности осадочного слоя океанической коры (3–4 километра) свидетельствует в пользу перспективности данной территории Восточной Арктики на наличие месторождений углеводородов в пределах тектонического разлома № 5 в бортовой зоне хребта Ломоносова (IV), на границе с котловиной Подводников и разлома № 4, в бортовой зоне поднятия Менделеева (V), так как большая вертикальная мощность осадочного слоя позволяет создать многослойную систему залежей углеводородов. Вертикальная мощность 2-го грубообломочного

РИС. 6. Гравиметрический разрез океанической коры Северного Ледовитого океана вдоль регионального профиля, по маршруту шельф о-ва Северная Земля – поднятие Менделеева (с учетом данных [4]). 1 – слой верхней мантии; 2 – «базитовый» слой (3-й слой) океанической коры; 3 – «гранодиоритовый» слой (2-й слой) океанической коры; 4 – переработанный мантийными газогидратными флюидами слой (2-й переработанный «гранодиоритовый» слой) океанической коры; 5 – осадочный слой (1-й слой) океанической коры; 6 – слой морской воды; № 1 – вертикальная ослабленная зона интенсивного теплопереноса, подпитывающая разогретую мантийную линзу пониженной плотности – 3,13 г/куб. см, связанную с современной Арктической рифтовой зоной срединно-океанического хребта Гаккеля; № 5 – зона глубинных тектонических разломов на борту хребта Ломоносова, по которым происходит интенсивный теплоперенос мантийного вещества к поверхности Земли, обеспечивший переработку части гранодиоритового слоя; № 4 – тектонические разломы на борту поднятия Менделеева



слоя (базитового с прослоями терригенно-карбонатных пород) океанической коры также достаточно большая в палеорифтовых зонах хребта Ломоносова и поднятия Менделеева (в среднем 2,5 километра) по сравнению со среднестатистической (1,5 километра) по Мировому океану в целом, что также позволяет надеяться на возможность образования в пределах этого слоя месторождений углеводородов в этой зоне Северного Ледовитого океана. Да и общая вертикальная мощность океанической коры в этом районе Северного Ледовитого океана, составляющая по данным этого сейсмического разреза около 12–15 километров, также намного превышает среднестатистическую мощность коры в Мировом океане (7 километров), по данным работы [13].

Был проанализирован также региональный гравиметрический разрез, проходящий от шельфа островов Северная Земля до поднятия Менделеева (рис. 6), также подтверждает наши данные о перспективности глубоководной части Северного Ледовитого океана. В районе хребта Гаккеля (II),

ниже поверхности Мохоровичича, видна типичная для океанических рифтовых зон срединно-океанических хребтов мантийная линза разуплотненного состава, образованная, по нашему мнению, в результате подпитывающей ее разогретой нижележащей мантией, поступающей по нашему мнению, по мантийному разлому или по зоне повышенной проницаемости верхней мантии (№ 1), а судя по ступенчатому характеру слоев океанической коры, предполагается наличие выделенных нами по спутниковым и сейсмическим данным разломов № 5 на борту хребта Ломоносова и борту котловины Подводников – № 4, также как и на вышеприведенном сейсмическом разрезе (2 – 2*) по маршруту о. Врангеля – о-ва Шпицберген.

Из гравиметрического разреза (рис. 6) видно, что под хребтом Гаккеля расположена мантийная линза пониженной плотности (3,13 г/куб. см) относительно среднего значения плотности мантии на этой глубине, составляющего 3,30 г/куб. см. Такие мантийные линзы являются типичными для большей части активных участков рифтовых

РИС. 5. Региональный глубинный разрез океанической коры Северного Ледовитого океана вдоль профиля глубинного сейсмического зондирования, по маршруту о. Врангеля – о-ва Шпицберген (с учетом данных [10]). 1 – глубина уровня поверхности морского дна Северного Ледовитого океана; 2 – сейсмическая граница по кровле «гранодиоритового» слоя; 3 – сейсмическая граница по кровле «базитового» слоя; 4 – сейсмическая граница по «подошве» базитового слоя (границы Мохоровичича); 5, 6 – глубинное положение других сейсмических границ в верхней мантии; 7 – глубинное положение границы астеносферы; 1-2 – осадочный слой (1-й слой океанической коры); 2-3 – «гранодиоритовый» слой (2-й слой океанической коры); 3-4 – «базитовый» слой (3-й слой океанической коры). Прямыми линиями показаны зоны глубинных литосферных трансформных разломов в бортовых зонах хребтов Гаккеля, Ломоносова, Менделеева

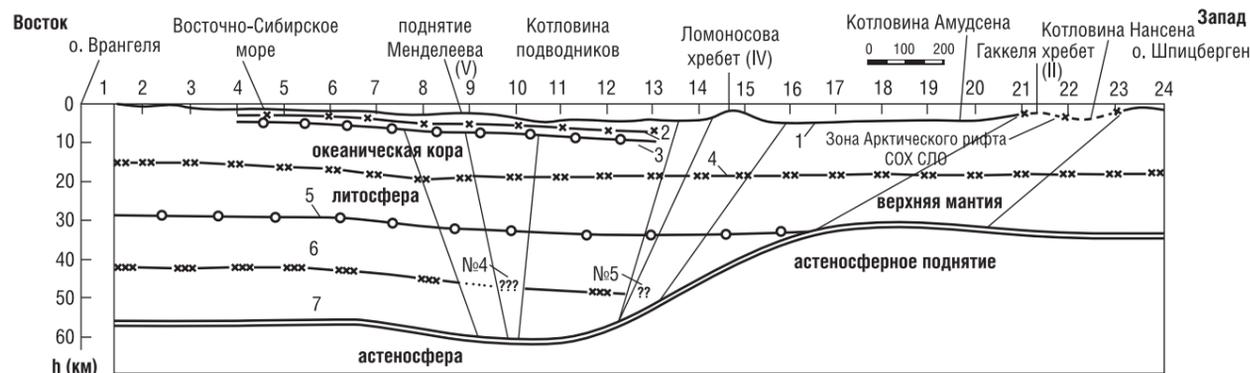
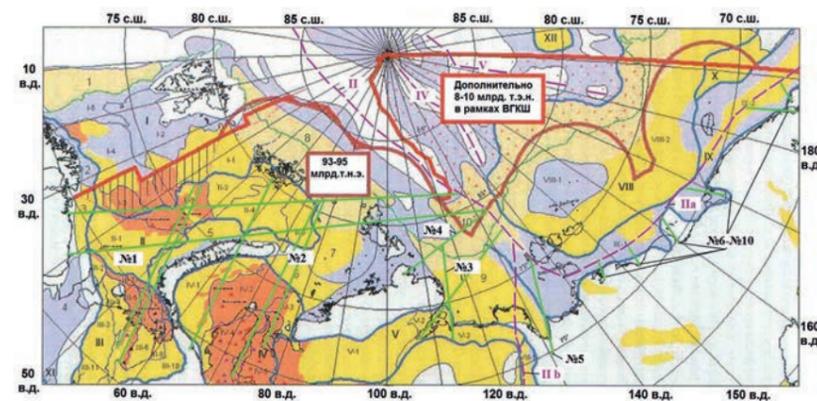


РИС. 7. Карта перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Северного Ледовитого океана (с учетом данных [4]). Оранжевым цветом выделены высокоперспективные нефтегазовые зоны; желтым цветом выделены умеренно перспективные нефтегазовые зоны; сиреневым цветом выделены зоны с недостаточным количеством геологоразведочных работ для надежной оценки нефтегазовой перспективности. Лиловыми пунктирными линиями обозначено расположение сейсмически активной в настоящее время Арктической рифтовой системы хребта Гаккеля – II, Чукотско-Беринговоморской асейсмичной ветви Арктической океанической палеорифтовой системы – II а, погруженной под осадочный слой, сейсмически активной Верхоянской континентальной ветви Арктической рифтовой системы – II б и палеорифтовых систем (асейсмических зон хребта Ломоносова – IV, поднятия Менделеева – V). Зелеными прямыми линиями обозначены зоны различных трансформных разломов рифтовых систем № 1 – № 10: № 2 Обско-Ямальские, № 3 – Таймырский; № 4 – Енисей-Хатангские, № 5 – Ленский



зон срединно-океанических хребтов Мирового океана. Поэтому нет сомнения, что в настоящее время именно хребет Гаккеля (III), а не хребет Ломоносова (II) является современной Арктической рифтовой зоной срединно-океанического хребта Северного Ледовитого океана. Можно предположить, что в более ранний геохронологический период развития рифтовых систем Арктики, за счет постепенного изменения в пространстве процессов мантийного теплопереноса, хребет Ломоносова (II) и поднятие Менделеева (I) являлись древними Арктическими рифтовыми структурами, потерявшими свою активность в настоящее время. Большая вертикальная мощность (2–3 км) первого (осадочного) слоя океанической коры стандартной плотности (2,04–2,50 г/куб. см) в районе центральной части хребта Гаккеля (III) и его бортовых частей (котловина Нансена и Амундсена), полученная по данным этого гравиметрического разреза, позволяет обоснованно предположить, что в пределах этого слоя может располагаться разноглубинная система месторождений углеводородов. Аналогичная ситуация с вертикальной мощностью этого слоя и на бортах хребта

Ломоносова (3 км) и поднятия Менделеева (4 км). То есть вертикальная мощность первого (осадочного) слоя океанической коры в Арктике в 5–10 раз больше среднестатистической по Мировому океану в целом. Вертикальная мощность второго (гранодиоритового) слоя океанической коры (с прослоями карбонатов) (плотность 2,64–2,76 г/куб. см) в пределах хребтов Гаккеля (II), Ломоносова (IV), поднятия Менделеева (V) колеблется от 6 до 15 километров, что также больше среднестатистической в 4–10 раз. Этот факт открывает огромные возможности для размещения месторождений углеводородов в этих слоях океанической коры. Независимые оценки перспективности различных районов Северного Ледовитого океана, в том числе и глубоководных, сделанные по комплексу различных геолого-геофизических ведомственных данных, совпадают с перспективными зонами накопления углеводородов, выделенными нами по спутниковым электромагнитным и некоторым другим геофизическим данным. Последние геолого-геофизические исследования [2, 12], проведенные в глубоководной части акватории

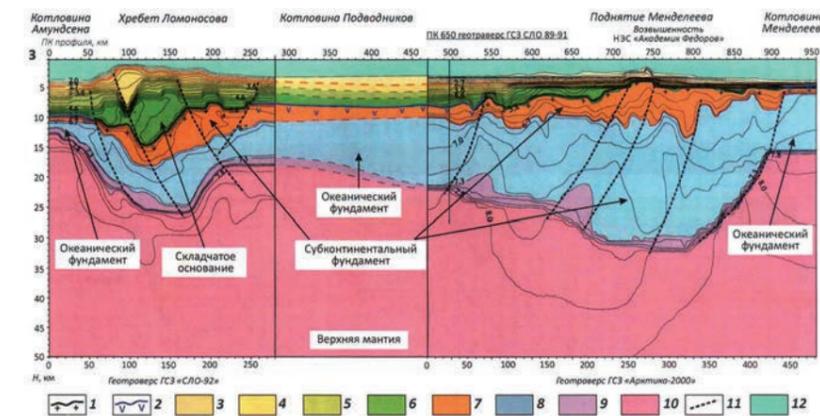
Северного Ледовитого океана, показывают, что хребет Ломоносова действительно является высокоперспективной нефтегазовой зоной, так как верхний этаж осадочного слоя (3) на хребте Ломоносова имеет относительно среднемировой большую вертикальную мощность (более 2 километров) и состоит из рыхлых нелигифицированных пологозалегающих пелагических отложений неоген-четвертичного возраста (N-Q), терригенно-угленосных отложений пермо-неогенового возраста (P_2-N_2), терригенно-карбонатных отложений кайнозой-пермского возраста (K_2-P_1) и средними сейсмическими скоростями в верхнем этаже осадочного слоя $V = 1,7 - 2,4$ км/с (рис. 8).

Нижний этаж осадочного слоя (4–5), вертикальной мощностью более 5 км в районе хребта Ломоносова (рис. 8), также является достаточно перспективным и состоит из литифицированных слабдеформированных терригенно-вулканогенных осадочных пород (4) кайнозойского возраста (K_1) ($V = 2,8 - 3,5$ км/с) и терригенно-угленосных пород (5) палеозойского возраста (P_3) ($V = 3,9 - 4,3$ км/с).

Есть мнение [10, 12], что метаморфизованные терригенно-карбонатные породы складчатого основания (переработанного «гранодиоритового» слоя) под хребтом Ломоносова, вертикальной мощностью до 9 километров, расположенные под осадочным чехлом на глубине 7–15 километров ($V = 5,0 - 5,5$ км/с) также являются перспективными на поиски средних по запасам месторождений углеводородов. И даже метаморфизованные породы переработанного «гранодиоритового» слоя кристаллического фундамента верхней коры, архей-протерозойского возраста (AR-PR₁) могут быть перспективными на относительно небольшие залежи нефти и газа в выступах фундамента или горстах, обрамленных зонами дробления пород ($V = 6,0 - 6,4$ км/с).

Анализ карт, приведенных на рис. 3 и 7, и геолого-геофизических разрезов, приведенных на рис. 5, 6, и 8, показывает, что достаточно большие месторождения нефти и газа (обозначены оранжевым

РИС. 8. Тектонические комплексы Северного Ледовитого океана вдоль регионального профиля ГСЗ «Хребет Ломоносова – поднятие Менделеева» (с учетом данных [12]), (сейсмическая основа по данным [2]). Поверхность кристаллического фундамента земной коры (1, 2): 1 – субконтинентального, 2 – океанического. Осадочный слой океанической коры (3–5): 3 – (верхний этаж 1-го слоя океанической коры) – нелигифицированные осадки ($V = 1,7 - 2,4$ км/с); 4–5 – (нижний этаж 1-го слоя океанической коры) – литифицированные осадки различной степени консолидации: 4 – литифицированные слабдеформированные терригенно-вулканогенные осадочные породы кайнозойского возраста (K_1) ($V = 2,8 - 3,5$ км/с); 5 – литифицированные терригенно-угленосные породы палеозойского возраста (P_3) ($V = 3,9 - 4,3$ км/с); 6 – складчатое основание (переработанный «гранодиоритовый» слой кристаллического фундамента (26-слой) океанической коры ($V = 6,0 - 6,4$ км/с); 8 – нижний «базитовый» слой кристаллического фундамента (3-й слой) океанической коры ($V = 6,8 - 7,2$ км/с); 9 – коромантийный слой ($V = 7,3 - 7,5$ км/с); 10 – верхняя мантия ($V = 7,9 - 8,2$ км/с); 11 – предполагаемые тектонические нарушения; 12 – слой морской воды



цветом на рис. 7) найдены в пределах асейсмического поднятия Воринг, примыкающего к побережью Норвегии, которое выделено жирной штриховкой и обозначено римской цифрой IX на рис. 3. Аналогичными асейсмическими поднятиями (рис. 3) являются, по-видимому, хребет Ломоносова – IV и поднятие Менделеева – V, которые могут иметь в своих недрах достаточно значительные месторождения нефти и газа, так как по сейсмическим (рис. 5, 8) и гравиметрическим данным (рис. 6) в пределах их палеорифтовых долин и бортовых зон имеется высокая вертикальная мощность осадочных пород, относительно средней мощности осадочных пород по Мировому океану, с достаточно неплохими коллекторскими свойствами. Это является одним из основных, но, разумеется, не единственным фактором, характеризующим нефтегазовую перспективность асейсмических поднятий Ломоносова и Менделеева. Поэтому, конечно, требуется проведение дополнительных детальных геологоразведочных работ в этих, на наш взгляд, достаточно перспективных нефтегазовых зонах.

Выводы

1). По электромагнитным аномалиям, определенным с помощью космического аппарата «MAGSAT», были выделены две ветви Арктической палеорифтовой системы срединно-океанического хребта, расположенного в пределах Северного Ледовитого океана (СЛО): хребет Ломоносова и поднятие Менделеева.

2). Анализ сейсмических и гравиметрических разрезов океанической коры, построенных по региональным профилям, пересекающим глубоководную часть Северного Ледовитого океана, показывает, что палеорифтовые долины и бортовые зоны хребта Ломоносова и поднятия Менделеева имеют большую вертикальную мощность осадочных пород с хорошими коллекторскими свойствами, в которых могут размещаться значительные залежи углеводородов.

3). Особенно перспективными районами на поиски месторождений нефти и газа в глубоководной части Восточной Арктики являются зоны, связанные с расположением асейсмических поднятий Северного Ледовитого океана: поднятия Менделеева и хребта Ломоносова. ●

Литература

- Гаврилов В.П., Федоровский В.П., Тонов Ю.А. и др. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. Под ред. В.П. Гаврилова. М.: Недра, 1993. 323 с.
- Исследование литосферы в работах петербургских геофизиков (Развитие идей академика Г.А. Гамбурцева). СПб.: ВИГ-Рудгеофизика-ВНИИОкеанология, 2003. 224 с.
- Закиров А.Ш., Харитонов А.Л. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Северного Устьорта // Глубинная нефть. Т. 2. № 11. 2014. С. 1059–1071.
- Каминский В.Д. Глубинное строение Центрального Арктического бассейна // Автореферат на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. С-Петербург. 2009. 47 с.
- Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонов Л.Я. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегазогеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. № 1. 2016. С. 2–16.
- Клещев К.А., Шейн В.С. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2008. 108 с.
- Погребийский Ю.Е. Геодинамическая система Северного Ледовитого океана и ее структурная эволюция // Советская геология. № 12. 1976. С. 3–22.
- Порфирьев В.В. Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. К.: Наук. Думка, 1982. 328 с.
- Ротанова Н.М., Харитонов А.Л., Ан Ченчанг. Спектральный анализ магнитного поля, измеренного на спутнике MAGSAT // Геомагнетизм и астрономия. Т. 39. № 3. 1999. С. 101–107.
- Харитонов А.Л., Харитонova Г.П. Изучение потенциальной глубинной нефтегазоносности и тектонического строения Арктического региона по спутниковым геомагнитным и наземным геофизическим данным // Глубинная нефть. Т. 2. № 1. 2014. С. 46–60.
- Харитонов А.Л. Возможности методов аэрокосмического мониторинга для дистанционного зондирования глубинных морфологических особенностей активных тектонических разломов и прогноз аварий на технических объектах // В книге: Сборник тезисов докладов 14-й Всероссийской открытой конференции «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса». Электронный сборник тезисов докладов. Москва. ИКИ РАН. 2016. С. 322–323.
- Шейн В.С., Альференко А.В., Каламжаров С.П., Книппер А.А., Шейн В.А. Тектоническое строение и нефтегазоносность фундамента Западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа. № 6. 2017. С. 5–29.
- Ботт М. Внутреннее строение Земли. М.: Мир, 1974. 375 с.
- Вахье В. Геомагнетизм в морской геологии. Л.: Недра, 1976. 192 с.
- Kharitonov A.L., Fonarev G.A., Serkerov S.A., Kharitonova G.P. The calculation of the topology of deep magnetic inhomogeneous of the Earth's mantle from geomagnetic satellite deep-sounding methods // Proceedings of the first international science meeting «SWARM». 3–5 May 2006. Nantes. France. WPP-261.
- Langel R.A., Berber J., Jennings T., Horner R. MAGSAT data processing: a report for investigators // Technical Memorandum 82160. NASA. 1981. 328 p.

KEYWORDS: deep-sea part, Eastern Arctic, plate tectonics, world rift system, deep structure, oceanic crust, oil and gas bearing prospects.

ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СЕВЕРА

Митько Арсений Валерьевич,
председатель Совета молодых учёных Севера,
член Президиума,
Арктическая общественная академия наук,
член-корреспондент РАЕН,
к.т.н., доцент ГУАП



ОТСУТСТВИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ САМОПОДЪЕМНЫХ И ПОЛУПОГРУЖНЫХ БУРОВЫХ И ДОБЫЧНЫХ ПЛАТФОРМ, ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D, СУДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИВЕЛИ К ТОМУ, ЧТО «ГАЗПРОМ» И «РОСНЕФТЬ» ПРИОСТАНОВИЛИ ПРОВЕДЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА СВОИХ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. «РОСНЕФТЬ», «ГАЗПРОМ», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК» ИСПОЛЬЗОВАЛИ В ОСНОВНОМ ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. КАК РЕЗУЛЬТАТ, ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ НАХОДЯТСЯ В ТОТАЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИМПОРТА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. КАК ПРЕДЛАГАЮТ РЕШАТЬ ЭТУ ПРОБЛЕМУ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

AS THERE WERE NO DOMESTIC CAPACITIES TO CONSTRUCT SELF-ELEVATING AND SEMISUBMERSIBLE DRILLING AND PRODUCTION RIGS, SUBMARINE PRODUCTION UNITS, EQUIPMENT FOR 3D SEISMIC SURVEYS, OR SHIPS, GAZPROM AND ROSNEFT STOPPED EXPLORATORY BORING ON THEIR LICENSED SECTIONS OF THE ARCTIC SHELF. ROSNEFT, GAZPROM, LUKOIL, AND NOVATEK USED MAINLY FOREIGN TECHNOLOGIES. AS A RESULT, DOMESTIC OIL-AND-GAS COMPANIES DEPEND TOTALLY ON THE IMPORTATION OF OIL-AND-GAS EQUIPMENT. WHAT OPTIONS WILL RUSSIAN SCIENTISTS OFFER TO SOLVE THIS PROBLEM?

Ключевые слова: буровая платформа, добыча в Арктике, сейсморазведка на шельфе, оборудование, технологии.

Сегодня необходимо направить силы и средства, которых, впрочем, не хватает, на возрождение отечественной промышленности, которая будет способна обеспечить российский нефтегазовый комплекс необходимым оборудованием. А у нас имеются такие предприятия. СПБУ «Арктическая» и МЛСП «Приразломная» строились в Северодвинске. Буровые платформы НК «ЛУКОЙЛ» создавались для Каспия на Астраханском заводе, а для Балтики – в Калининграде на собственном заводе. Здесь же был построен и морской ледостойкий нефтеналивной терминал для Варандея в Печорском море. Как говорится, можем, если захотим.

Комплексная реализация всех этих мер могла бы способствовать достижению целевого показателя: снижения к 2020 году доли импорта с 60% до 43%. Важным звеном в этой работе является Научно-технический совет по развитию нефтегазового оборудования – своего рода коммуникационная площадка для синхронизации инвестиционных проектов российских нефтегазовых компаний-заказчиков и возможностей отечественных машиностроителей.

К сожалению, разработка прорывных отечественных шельфовых технологий пока не началась, хотя и предусмотрена в федеральной целевой программе «Развитие гражданской морской техники» на базе предприятий ОСК.

Сегодня шельфовые проекты на 90% зависят от западного оборудования и технологий. В России имеется более 200 предприятий, выпускающих нефтегазовое оборудование, но предоставить нефтегазодобывающим компаниям необходимые образцы техники они смогут не ранее 2018–2020 годов. Если начнут заниматься вплотную этим сейчас.

Ещё в ноябре 2014 года на заседании комиссии по ТЭК президент России Владимир Путин поставил задачу до начала ноября разработать программу импортозамещения. Минпромторг внёс в правительство России соответствующую программу по 45 позициям импортозамещения. Нашей стране

ФАКТЫ

На **90%**

шельфовые проекты зависят от западного оборудования и технологий

предстоит развивать свои базовые технологии, создавать собственную технику для освоения шельфа. Одним из заводов, который призван стать флагманом морского судостроения, должен стать судостроительный завод «Звезда», который посетил премьер-министр РФ Дмитрий Медведев. Он заявил, что необходимо строить все три очереди судостроительного завода «Звезда». «Я исхожу из того, что все три очереди строительства должны быть исполнены, потому что в противном случае этот проект вообще не выстрелит», – сказал он во Владивостоке.

«Газпром» и «Роснефть» потенциально могут разместить на «Звезде» заказы на строительство и буровых платформ, и судов снабжения, и танкеров на общую сумму около 4 трлн рублей до 2030 года. Среди потенциальных заказчиков может быть «ЛУКОЙЛ», а также другие компании сектора.

Россия следует использовать международный опыт, например Норвегии, которая создала свою промышленность по производству оборудования для шельфовых проектов. Норвегия, привлекая иностранные компании к сотрудничеству, исходила из требования: иностранные партнеры не только обучают норвежский персонал, но и занимаются локализацией производства, которая с 10% выросла до 95%. И сегодня 1/3 экспорта Норвегии составляют технологии и оборудование для нефтегазовых шельфовых проектов.

Всего за без малого полвека на шельфе Норвегии было пробурено более трёх тысяч скважин, открыто около семи десятков месторождений. Позаимствовав опыт у американских компаний, грамотно используя нефтедоллары, в стране в кратчайшие сроки была создана эффективная нефтегазовая промышленность и построены уникальные добычные комплексы, в том числе с подводным заканчиванием.

Норвежские компании стали лидерами на мировом рынке подводного и бурового оборудования, плавучих систем нефтедобычи, хранения, отгрузки и обслуживания. Норвегия смогла создать уникальную модель сотрудничества нефтегазовых компаний, поставщиков оборудования и услуг, объединённых в организацию «INTSOK», и научно-исследовательских учреждений.

В течение последних двух десятилетий Норвегия направляла средства не только на открытие новых месторождений, но и на совершенствование технологий, которые дали возможность увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, доведя объём добываемой из них нефти до 65%, что является лучшим показателем в мировой практике.

Следует отметить, что в Норвегии поддержку компаниям, которые осуществляют инвестиции в инновационные программы и НИОКР, оказывает Научно-исследовательский совет. Проекты в промышленности финансируются по схеме «SkatteFUNN», предусматривающей льготное налогообложение.

В 2001 году в Норвегии была принята национальная стратегия «Нефть и газ в 21 веке», которая определила восемь целевых направлений для проведения исследований. Они включают экологические технологии будущего, комплексное изучение залежей и разведку месторождений, совершенствование нефтеизвлечения, экономически эффективное бурение, интегрированное производство и разработку пласта в реальном времени, подводную обработку и транспортировку, глубоководную и подводную технологии добычи, газовые технологии. Стоит ли удивляться успехам Норвегии в создании современных образцов добычной техники, в обеспечении конкурентоспособности нефтегазовой промышленности страны при таком подходе.

Хочется надеяться, что этот опыт найдёт применение в России и наша страна навсегда избавится от импортозависимости в вопросах обеспечения нефтегазового комплекса современным оборудованием для обеспечения работ на арктическом шельфе.

Мурманск может и должен стать столицей освоения арктического шельфа, центром строительства морской добычной техники. В Мурманске ещё в советские годы были созданы компании, работающие на арктическом шельфе. Это «Арктикморнефтегазразведка», «Севморнефтегеофизика», «Морские арктические геологические экспедиции», «Арктические морские инженерные геологические экспедиции».

ФАКТЫ

К **2020** г.

доля импорта может снизиться с 60% до 43%

Более

200

предприятий в России выпускает нефтегазовое оборудование

Их усилиями были открыты почти два десятка месторождений нефти и газа, в том числе относящиеся к уникальным. К примеру, Штокмановское месторождение с запасами газа в 3,7 триллиона куб. метров превышает все имеющиеся запасы газа Норвегии.

Уже в постсоветский период в Мурманске обосновались структурные подразделения «Газпрома» – ООО «Газпром добыча шельф», «Газпром добыча нефть», ООО «Газфлот», в управлении которого находятся ПГБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», СПБУ «Арктическая» и «Амазон» и буровой комплекс для работ на мелководье «Обский». Здесь создана береговая база снабжения ООО «Газфлот», планируется создание на базе 82 СРЗ береговой базы обеспечения шельфовых работ НК «Роснефть». К сожалению, средства на эти цели «Роснефть» практически не выделяет, сдвинув сроки начала работ.

В посёлке Белокаменка «НОВАТЭК» планирует создать «Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений» (ЦСКМС). Чтобы облегчить компании эту задачу, 17 июня 2015 года принято распоряжение правительства РФ, утверждающее план первоочередных мероприятий по созданию ЦСКМС. Стоимость реализации проекта в настоящее время оценивается в 25 миллиардов рублей. При максимальной проектной загрузке ЦСКМС будет задействовано свыше 3000 рабочих. «НОВАТЭК» зарегистрировал 100-процентную «дочку» ООО «Кольская верфь» (ЗАО Александровск, Мурманская область).

Ранее глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон сообщал, что «НОВАТЭК» совместно с норвежской «Kvaerner» рассматривает концепцию по созданию производственных мощностей в Мурманской области для будущих проектов по производству сжиженного природного газа (СПГ).

ООО «Кольская верфь» ведёт изыскательские работы на будущей площадке строительства верфи. Проект находится в



прединвестиционной фазе: обоснование инвестиций по проекту планируют подготовить к концу текущего года. При благоприятном сценарии развития событий строительство верфи может начаться уже в следующем году.

В 2014 году в морском порту Мурманск «Газпромнефть-Сахалин» создала базу снабжения для обеспечения разведочного бурения в Печерском море. Компания рассматривает порт Мурманск как перспективную базу для ведения деятельности на арктическом шельфе.

Пример российским компаниям опять же можно брать с норвежской компании «Рейнертсен», которая в посёлке Абрам-Мыс в кратчайшие сроки создала предприятие по сборке металлоконструкций для подводной разработки месторождений углеводородного сырья на арктическом шельфе и уже несколько лет выпускает руками российских специалистов продукцию.

Морские буровые платформы для шельфовых проектов в России могли бы строить Выборгский судостроительный завод, калининградский «Янтарь» или петербургская «Северная верфь», «Севмашпредприятие» и «Звёздочка» в Северодвинске, Астраханский завод, имеющие такой опыт.

Необходимо современное техническое оснащение, новаторские инженерные и конструкторские разработки, финансирование со стороны государства и нефтегазовых компаний, а также налоговые льготы.

Стройка в порту Сабетта – это не просто строительство порта. Она даёт заказы и развитие другим предприятиям. «Уралмаш» делает для проекта уникальные буровые установки «Арктика», Уральский трубный завод поставляет трубы, авиационные перевозки осуществляют авиакомпания «Ямал» и «ЮТэйр». Курган и Тюмень, Челябинск и Югра поставляют продукцию и услуги, научные разработки, трудовые ресурсы.

В последние годы был принят целый ряд важнейших государственных документов, определяющих

ФАКТЫ

3,7

трлн м³ – запасы Штокмановского месторождения

направления и перспективы сбалансированного развития Арктической зоны России (АЗРФ). В частности, Стратегия социально-экономического развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности до 2020 г.

Ожидаемое развитие АЗРФ имеет 3 глобальных взаимосвязанных направления. Первое – реализация межрегиональных и трансконтинентальных инфраструктурных проектов, создающих для экономики российских макрорегионов принципиально новые преимущества и возможности. К ним относятся, например, опорная зона в районе порта Сабетта, опорные зоны «Порт Индиго» и «Мурманский транспортный узел».

Второе – вовлечение в эксплуатацию месторождений, соответствующих по объёмам и качеству международному уровню, ввод в эксплуатацию производств с использованием новейших мировых технологий и высокой степенью передела (Анадырская, Чаун-Билибинская, Норильская, Ванкорская и Воркутинская опорные зоны, а также опорные зоны «Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение», «Ямало-Гыданские месторождения» и «Нефтяные месторождения Ненецкого АО»).

И третье – развитие традиционных видов деятельности, ориентированных на восполнение выбывающей ресурсной базы.

Сегодня можно признать, что, если в России и началось интенсивное импортозамещение, так это в нефтегазовом секторе, на который санкции оказали наиболее негативное влияние. Оно и понятно: благодаря добыче нефти и газа Россия получает две трети экспорта и половину бюджета страны. Всего в программе импортозамещения планируется участие около 300 российских компаний.

Примером может быть НК «ЛУКОЙЛ», которая ежегодно проводит до 700–800 операций по внедрению нового российского оборудования. «Газпром нефть» стала также активнее внедрять отечественные технологии.

ОАО «Объединенные машиностроительные заводы» впервые в России приступило к выпуску заводов сжижения природного газа (СПГ) «под ключ» с последующим обслуживанием. В этом году ОАО «УВЗ-Нефтегазсервис» впервые приступает к производству буровых комплексов грузоподъемностью 120 тонн (в основном у нас используются китайские).

К сожалению, главным препятствием для импортозамещения является коррумпированность или предубежденность менеджеров нефтегазовых компаний по отношению к российским производителям. Мешает и непредсказуемое налогообложение.

Санкции коснулись и возможности получения кредитов западных банков. Притом что у отечественных нефтегазовых компаний велики объемы долговой нагрузки, это может повлиять на инвестпрограммы.

На шельфе Сахалина продолжались буровые работы компанией ООО «Газфлот» по заказу ООО «Газпром добыча шельф». В этих целях использовались ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние».

При освоении Кириного месторождения впервые на российском шельфе применена технология подводной добычи газа, обеспечивающая его передачу от скважин непосредственно на берег без каких-либо надводных конструкций. Такая технология позволит добывать углеводороды даже подо льдом и обеспечит минимальное воздействие на окружающую среду.

Для строительства объектов берегового технологического комплекса использовались в основном российские технологии. Российскими компаниями спроектировано и произведено сложное технологическое оборудование для обеспечения бесперебойной работы подводного добычного комплекса. Установка по подготовке газа и газового конденсата также укомплектована оборудованием отечественных производителей. На шельфе Сахалина велись буровые работы и компанией «Роснефть». Здесь она использует как береговые, так и морские буровые. Наземная буровая установка «Ястреб» является одной из самых мощных в нефтегазовом комплексе и позволяет бурить скважины с отходом забоя по вертикали. Морская платформа «Орлан» включает сталебетонную конструкцию с буровым и жилым модулями. Она способна выдержать атаку льда и огромных торосов.

У нашей страны были и есть технологии для шельфовой добычи, но их надо возродить. Конечно же, для этого потребуется время и производственные мощности. Сейчас вопрос состоит в том, как быстро отечественная промышленность сможет разработать технологии и подготовить оборудование, чтобы начать реализацию новых проектов в Арктике без участия наших «друзей» из США и Европы, в сотрудничестве с Китаем, Индией, Кореей.

Наша промышленность уже нарабатала определенный опыт строительства сложной



ФАКТЫ

В
2014 г.

в морском порту Мурманск создана база снабжения для обеспечения разведочного бурения в Печерском море

морской техники для разведки и добычи углеводородного сырья на шельфе.

ОАО «Объединенная судостроительная корпорация» ОСК занимается достройкой ледостойкой стационарной платформы 1 для месторождения им. Филановского по заказу НК «ЛУКОЙЛ». ЛСП 1 построена на Астраханском судостроительном производственном объединении (АСПО, входит в группу «Каспийская энергия», «CNRG Group»).

Российские нефтегазовые компании до 2020 года в рамках лицензионных обязательств должны будут пробурить 36 поисковых и 15 разведочных скважин, отработать 193 тысячи погонных километров 2D-сейсмике и 39 тысяч кв. км – 3D. Вот для решения этих задач и необходимо создавать собственную морскую технику, не надеясь на аренду западных СПБУ и ППБУ, которые обходятся в 600 тысяч долларов в сутки.

Реальным выпуском продукции для нефтегазовой промышленности отечественные предприятия в рамках импортозамещения уже занимаются.

«Уралмаш НГО Холдинг» весной 2015 года подписал контракт с «Роснефтью» на поставку 13 буровых установок типа БУ 5000/320 ЭК-БМЧ для кустового бурения скважин условной глубиной 5 тысяч метров. Это буровые современные, полностью удовлетворяют всем требованиям

заказчиков. Технологическая база холдинга позволяет нам создавать оборудование самого высокого качества.

Первыми судами, которые будут построены на возводимой в Приморском крае верфи «Звезда», станут суда-снабженцы для шельфовых месторождений «Роснефти» в Арктике. «Роснефть» может заказать предприятию четыре таких судна обеспечения работы буровых установок. До настоящего времени суда с такой спецификацией строились только в Финляндии, Норвегии и других странах. Подготовка к строительству первого судна на новой верфи началась осенью 2015 года.

Актуальные проблемы устойчивого развития Арктической зоны России и возможности ОПК по их решению на основе технологий конверсии и диверсификации, в первую очередь по обеспечению жизнедеятельности коренного и некоренного населения в их взаимосвязи со всеми видами хозяйственной деятельности. Последовательно рассматриваются вопросы актуальности направления, современное состояние, опыт других стран, проекты, программы, инструменты реализации обоснованных предложений.

Выдвинутый руководством Китая глобальный проект сообщества единой судьбы, поддержанный рядом стран, географически сгруппированных вокруг исторически сложившихся транспортно-логистических формирований Великого шёлкового пути, не является фантастическим, а вполне реальным. Фактически это глобальный проект XXI века, охватывающий огромные территории и народы – экономический каркас значительной части Евразийского населения. Формирование экономического каркаса предполагает инфокоммуникационное обеспечение, т.е. создание соответствующего информационного каркаса, что сопряжено с рядом проблем технического и организационного плана. Всё это требует не только внутригосударственной координации, но и тесного международного сотрудничества. Одним из фундаментальных направлений решения проблемы является эффективная конверсия и диверсификация оборонно-промышленного комплекса.

Актуальность этого направления определяется:

- необходимостью развития инновационной составляющей в производстве ВВТ для повышения его конкурентоспособности на внутреннем (если появилась конкуренция) и на международном рынке, особенно в эффективно развивающейся Азии;
- необходимостью учёта особенностей арктического региона (перепад температур до 100 градусов, плотность населения менее 1 чел. на кв. км. Большое количество рек, водоёмов.

Главное – изменить тенденцию «опустынивания северных территорий», резко подрывающую национальную безопасность страны. Современное состояние проблемы: низкая технологичность обеспечения хозяйственной деятельности, качества

ФАКТЫ

700-

800 операций по внедрению нового российского оборудования ежегодно проводит НК «ЛУКОЙЛ»

жизни населения. Объективно сформировалась необходимость рассмотрения двух принципов развития конверсионных и диверсификационных технологий: объектно-ориентированного и проблемно-ориентированного. При объектно-ориентированном формируется база данных возможных технологий и услуг, которые могут быть выполнены существующими предприятиями ОПК. При проблемно-ориентированном – формируется перечень первоочередных проблем, решение которых может быть достигнуто предприятиями ОПК.

Примером первого направления является формирование Минпромторгом России каталога высокотехнологичной продукции для нужд Арктики.

Иллюстрированные каталоги высокотехнологичной промышленной продукции и услуг для нужд Арктической зоны Российской Федерации охватывают свыше 650 предприятий из 77 регионов всех федеральных округов страны и содержат 8 разделов по видам деятельности. В сборниках представлен обзор высокотехнологичной промышленной продукции и услуг для нужд Арктической зоны с учетом различных климатических зон и предъявляемых условий эксплуатации. Каталоги охватывают такие разделы, как транспортные средства, строительная, дорожная и спецтехника, энергетическое и электротехническое оборудование, средства связи. Кроме того, здесь представлены проекты в области систем и аппаратуры контроля, управления, испытаний и диагностики, оборудование для добывающей промышленности, специальные конструкции и материалы, иная сопутствующая продукция и услуги (спецодежда, вспомогательные сооружения и пр.).

Второе направление в предлагаемой Арктической общественной академии наук реализации представляет собой формирование базы данных по проблемам обеспечения жизнедеятельности в Арктике, требующим первоочередного решения, доведение их до предприятий ОПК с целью достижения результата. Опыт

других стран необходимо использовать не для внедрения, а для выбора своего пути, который, как известно, привёл к крайне нежелательным последствиям для нашего ОПК и областей обеспечения жизнедеятельности в Арктике. Имеется ввиду опыт США в виде двух волн конверсии, Китая – с распространением «городов-призраков», подготовкой судоводителей для арктического судоходства и, конечно, четырёх волн конверсии в СССР, о которых упоминалось выше.

Современная тенденция вовлечения аборигенного и неаборигенного населения в хозяйственную и политическую деятельность, развитие публичной дипломатии и формирование «мягкой силы». Дни Республики Саха (Якутия) в Москве и Санкт-Петербурге – демонстрация общественной активности социума по всем направлениям. На примере Республики можно выделить основные факторы, определяющие содержание технологий конверсии и диверсификации и условия их реализации.

В Санкт-Петербурге создан совет, содействующий реализации конверсионных и диверсификационных технологий ОПК под руководством вице-губернатора Сергея Мовчана. Открывая первое заседание совета, вице-губернатор Санкт-Петербурга подчеркнул особую значимость оборонно-промышленного комплекса города. «В Петербурге работает более 150 крупных и средних организаций ОПК, на которых занято более 100 тыс. человек. Это около 25% трудовых ресурсов петербургской промышленности, – отметил Сергей Мовчан. – По итогам прошлого года сумма по заключенным контрактам государственного оборонного заказа по сравнению с тем же периодом 2015 года выросла на 25%. Однако принимая во внимание, что начиная с 2018 года возможно сокращение закупки вооружений в рамках государственного оборонного заказа, нам уже сейчас необходимо думать о возможных способах конверсии петербургских производств. В этих целях и создан Совет по конверсии организаций оборонной промышленности Санкт-Петербурга».

У Совета две основные задачи: оказание содействия на уровне правительства Санкт-Петербурга, в том числе решение имущественно-правовых вопросов, связанных с модернизацией предприятий, а также содействие в установлении кооперационных связей между предприятиями с целью освоения новых видов продукции и выпуска гражданской продукции.

Стратегические основы формирования механизмов реализации разработанных предложений по развитию технологий конверсии и диверсификации предполагают формирование рабочих групп и работу по направлениям двух ранее обоснованных принципов (проблемно-ориентированного и объектно-ориентированного); формирование соответствующих кластеров для выполнения научных и маркетинговых исследований, создания испытательного полигона на базе возможностей Республики Саха

ФАКТЫ

До
2020 г.

российские компании должны пробурить 36 поисковых и 15 разведочных скважин

(Якутия), постоянно действующей выставки в Екатеринбурге и передвижных выставок, а также ежегодную выставку в Санкт-Петербурге с одновременным проведением научно-практической конференции для разработки по развитию инновационных технологий, межрегиональному и международному сотрудничеству (взаимодействию) и учреждению фонда для финансовой поддержки мероприятий.

К перспективным проектам следует отнести: «Методы моделирования ситуаций в Арктической зоне Российской Федерации», «Разработка предложений по комплексированию систем управления движением судов (СУДС) и автоматизированных систем контроля обстановки (АСКО) в Арктике», «Создание единой системы информационного обеспечения безопасности хозяйственной деятельности на арктическом шельфе» («ЕСИО-шельф»), «Разработка коллективного спасательного средства для оставления персоналом морских объектов в ледовых условиях», «Разработка предложений по проектированию и строительству средств измерений и контроля для аппаратурно-кабельного комплекса на Арктическом шельфе», «Создание авиационной системы обеспечения безопасности Северного морского пути и прибрежных территорий» и ряд других.

Исследования, выполненные Арктической академией наук и Центром Арктических инфокоммуникационных технологий ЛО ЦНИИС, выявили рост скорости эволюции геополитических факторов, определяющих устойчивое развитие Арктической зоны РФ и практически безальтернативным обоснованием является формирование системы управления с соответствующим центром, единой инфокоммуникационной системой, обеспечивающей эффективное функционирование распределённых и интегрального ситуационного центров. ●

KEYWORDS: *drilling platform, Arctic mining, offshore seismic exploration, equipment, technologies.*

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO



КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ

быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

РЕКЛАМА

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК ТЕКНОС
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@tekgnos.com
www.massco.ru



ПОТЕНЦИАЛ ГАЗИФИКАЦИИ АРКТИКИ СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

А.Ю. Книжников,
Всемирный фонд дикой природы (WWF) России,
руководитель программы
по экологической
политике ТЭК

А.Ю. Климентьев,
ООО «Промышленные
инновации»,
научный руководитель



ДО ПОСЛЕДНЕГО ВРЕМЕНИ БОЛЬШИНСТВО ПРОЕКТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ БАЗИРОВАЛИСЬ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ И УГЛЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТНОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ В ЧАСТИ СНИЖЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И РИСКОВ ЗАСТАВЛЯЮТ ИСКАТЬ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ. В ПРЕДДВЕРИИ ГОДА ЭКОЛОГИИ В РОССИИ В 2017 ГОДУ WWF РОССИИ ВЫСТУПИЛ С ИНИЦИАТИВОЙ ЗАМЕЩЕНИЯ ФЛОТСКОГО МАЗУТА НА АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВИД ТОПЛИВА ДЛЯ БУНКЕРОВКИ – СПГ. НАСТОЯЩАЯ СТАТЬЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ «ПОТЕНЦИАЛ ГАЗИФИКАЦИИ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ (СПГ)» ПОСВЯЩЕНА ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ НА ПОБЕРЕЖЬЕ И ОСТРОВАХ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. АВТОРЫ ПОДЧЕРКИВАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ СИНЕРГИЮ РАЗВИТИЯ БУНКЕРОВКИ СПГ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ И СПГ ГАЗИФИКАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ

UNTIL RECENTLY, MOST ECONOMIC DEVELOPMENT PROJECTS RELATED TO THE ARCTIC AREA HAVE BEEN BASED ON THE USE OF THE PETROLEUM PRODUCTS AND COAL FOR THE TRANSPORTATION AND ENERGY SUPPORT. TODAY'S REQUIREMENTS IN RELATION TO THE REDUCTION OF ENVIRONMENTAL EFFECTS AND RISKS MAKE US SEARCH FOR ALTERNATIVE SOLUTIONS. ON THE THRESHOLD OF THE 2017 YEAR OF ECOLOGY IN RUSSIA, RUSSIA'S WWF CAME FORWARD WITH AN INITIATIVE OF REPLACEMENT OF THE FLEET MAZUT WITH AN ALTERNATIVE BUNKERING FUEL, LNG. THIS ARTICLE HIGHLIGHTS THE RESULTS OF THE STUDY "RUSSIAN FEDERATION'S ARCTIC AREA GASIFICATION POTENTIAL WITH LNG." IT EVALUATES THE POSSIBILITIES AND PROSPECTS OF USING LIQUEFIED NATURAL GAS ONSHORE AND ON ISLANDS IN THE ARCTIC AREA OF THE RUSSIAN FEDERATION. THE AUTHORS EMPHASIZE THE SIGNIFICANT SYNERGY OF LNG BUNKERING DEVELOPMENT IN THE ARCTIC AREA WITH LNG GASIFICATION OF THE ARCTIC TERRITORIES

Ключевые слова: сжиженный природный газ, энергетическое обеспечение, транспортировка, газификация Арктики, бункеровка.

Необходимость активного формирования спроса на СПГ на внутреннем рынке была подчеркнута президентом Российской Федерации В.В. Путиным на совещании при запуске первой линии завода «Ямал СПГ». При этом было отмечено, что применение СПГ может быть расширено, в том числе за счёт поставок в удалённые населённые пункты, не имеющие сетевого газа, за счёт перевода общественного транспорта на более чистое, экологичное газомоторное топливо.¹

Потенциал СПГ в Арктике

Непосредственно в Арктической зоне можно выделить три крупных проекта производства СПГ. Кроме того, имеются возможности поставки СПГ с Балтийских проектов по Беломорско-

ФАКТЫ

70 МЛН Т

в год составляет общий объём производства СПГ для поставок в Арктику

Балтийскому каналу, а также по р. Лена с месторождений Западной и Центральной Якутии. Небольшие мощности по производству СПГ могут быть размещены в Анадыре на основе действующей локальной системы добычи и транспортировки газа.

Общий объём производства СПГ на объектах, с которых возможна поставка СПГ в Арктику, к 2030 году может достичь 70 млн тонн в год.

¹ <http://www.kremlin.ru/events/president/news/56339>

ТАБЛИЦА 1. Имеющиеся и планируемые проекты по производству СПГ для Арктической зоны РФ

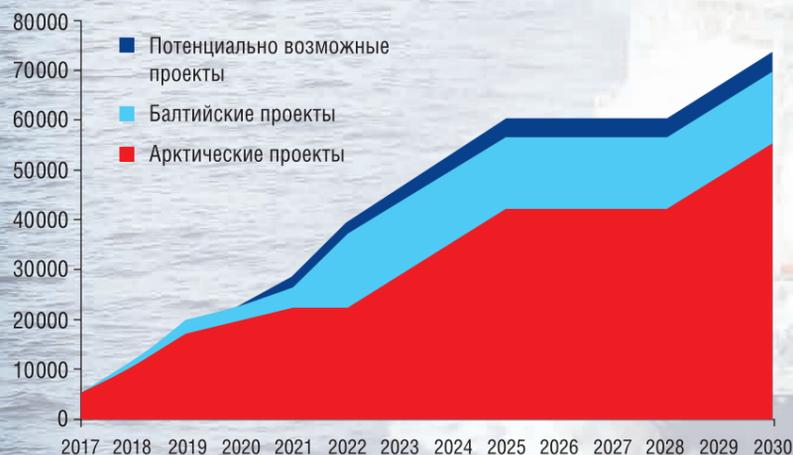
Название	Инициатор	Район	Тип инфраструктуры завода СПГ	Статус	Мощность, тыс. т/год	Технология
Арктические проекты						
«Печора СПГ» ²	Роснефть Alltech	порт Индига Баренцево море	наземный / плавучий завод СПГ (FLNG) морской терминал (FLSO)	ТЭО	2 x 2600	Air Products
«Ямал СПГ»	НОВАТЭК	порт Сабетта п-ов Ямал Обская губа Карского моря	наземный завод СПГ морской порт	1-ая очередь эксплуатация с декабря 2017 2-3-ая очередь – строительство	3 x 5500 1 x 900	Air Products Linde

ТАБЛИЦА 1. Продолжение

Название	Инициатор	Район	Тип инфраструктуры завода СПГ	Статус	Мощность, тыс. т/год	Технология
«Арктик СПГ 2»	НОВАТЭК	п-ов Гыдан Карское море	на бетонном основании гравитационного типа	замысел	3 x 6600 2 x 6600 (опция)	Linde
Балтийские проекты						
КС Портовая	Газпром	Финский залив Балтийское море	наземный завод СПГ	строительство	1500	OM3
порт Высоцк	Газпромбанк		наземный завод СПГ	проектирование	2x660 1x660	Air Liquide
«СПГ-Горская» ³	СПГ-Горская		плавучий завод СПГ (FLNG)	проектирование заказ бункеровщиков	440 (до 1260)	собственная разработка
«Балтийский СПГ»	Газпром	Усть-Луга	наземный завод СПГ	замысел	10000 (до 15000)	Shell
«Псковский СПГ»	Криогаз	Псков	наземный завод СПГ	эксплуатация	23	НТЛ дроссельная технология
«Калининградский СПГ»	Криогаз	Балтийское море	наземный завод СПГ	строительство	150	
Потенциально возможные проекты						
«Норильский СПГ»	Норильсгазпром	Дудинка река Енисей		потенциальная возможность	2000	
«Якутский СПГ»		Якутск река Лена		потенциальная возможность	500 + 1100	
«Анадырь СПГ»		Анадырь Берингово море		потенциальная возможность	12,5 + 20	
Архангельск	Ассоциация Созвездие	Архангельск Белое море		предТЭО	12,5 + 150	

² параметры проекта и район размещения уточняются
³ проект приостановлен

РИС. 1. Объем производства СПГ с возможностью поставки потребителям в Арктике, тыс. т



Основной объем производства СПГ придется на два проекта: «Ямал СПГ» (17,4 млн т) и «Арктик СПГ 2» (19,8 млн т с возможностью увеличения до 33 млн т). Крупнейшим Балтийским проектом является проект «Балтийский СПГ» (10 млн т).

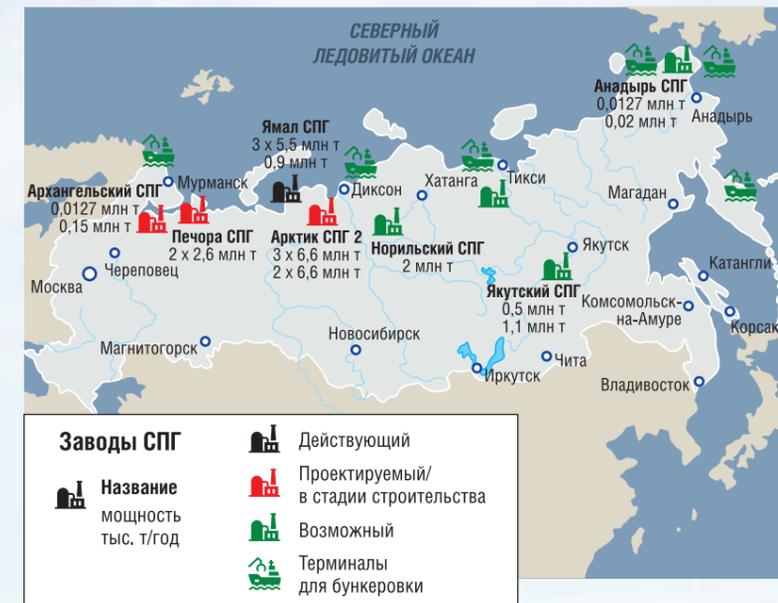
Инфраструктуры использования СПГ в настоящее время в российской Арктической зоне нет. Тем не менее, отдельные элементы ее создаются компанией Ямал-СПГ, прежде всего в ходе реализации своего проекта на Ямале.

К ним можно отнести портовую инфраструктуру Сабетта, строительство флота газовозов, а также планы по использованию ледоколов на СПГ для портовой проводки в Сабетте.

Бункеровка СПГ и синергетические эффекты

Вопросы бункеровки судов в Арктике были рассмотрены в аналитическом обзоре «Перспективы и возможности использования СПГ для

РИС. 2. Схема размещения СПГ-заводов в Арктической зоне



бункеровки в арктических регионах России», WWF, 2017 [1].

Сегменты и перспективы использования СПГ в качестве бункерного топлива сильно зависят от потенциальной географии использования судов. Это связано с тем, что невозможно быстро создать надежную инфраструктуру по бункеровке СПГ на протяжении всего СМП.

Прежде всего, бункеровочные центры совпадают с заводами по производству СПГ. Кроме того, для обеспечения портовых операций в Арктической зоне и на протяжении СМП потребуется

ФАКТЫ

2 проекта

обеспечивают основной объем производства СПГ: «Ямал СПГ» (17,4 млн т) и «Арктик СПГ-2» (19,8 млн т)

РИС. 3. Карта СПГ объектов в Арктической зоне Российской Федерации



организация портовых пунктов хранения и бункеровки в портах:

- Мурманск и Архангельск с поставкой СПГ с Балтики или «Ямал СПГ»;
- Диксон с поставкой СПГ с «Ямал СПГ», «Арктик СПГ 2» или с СПГ-проекта в Норильске;
- Тикси с поставкой СПГ с «Ямал СПГ» и в летнее время по р. Лена из Центральной Якутии;
- Анадырь, бухта Провидения с поставкой СПГ с собственных мощностей по сжижению или с СПГ проекта «Сахалин-2».

При этом при следовании судов в западном направлении СПГ-бункеровка возможна в Норвегии и в ближайшее время станет широко доступна в Европейской зоне контроля выбросов в атмосферу (emission control area – ECA).

Предполагаемые бункеровочные центры приближены к портам, населенным пунктам и промышленным районам (рис. 2). Как правило, они совпадают с внутренними водными путями, такие как реки и Беломорско-Балтийский канал.

Потребителями СПГ в арктической зоне могут быть:

- объекты теплоэнергоснабжения;
- газификация населенных пунктов;
- промышленные проекты;
- газомоторное топливо.

Использование СПГ связано со следующим потребителями, расположенными:

- в непосредственной близости от системы производства или хранения СПГ;
- в речных акваториях и в районах с транспортной доступностью.

Подобное сочетание позволяет создавать единую инфраструктуру по хранению СПГ для бункеровки и для поставки газа потребителям на суше. Единая инфраструктура для бункеровки и поставки газа на побережье является основой для снижения капитальных и операционных затрат, что повышает доступность СПГ для потребителей любой категории.

При этом хранилища СПГ могут быть как в плавучем, так и наземном исполнении.

Технические решения

Производственная цепочка поставки и использования СПГ представляет собой поставку СПГ с завода на газовоз или в криогенные танк-контейнеры, транспортировку СПГ потребителю, слив в плавучую или наземную систему приема и хранения газа.

Поставка СПГ водным транспортом может осуществляться в танк-контейнерах и специализированных судах-газовозах. Для этого необходимы возможности для погрузки портовым краном или краном на сухогрузе контейнера с берега на судно или при больших поставках СПГ загрузка специализированного судна-газовоза с берегового комплекса хранения и отгрузки СПГ.

Реализуемые российскими компаниями проекты малотоннажных газовозов предусматривают строительство небольших судов, прежде всего для бункеровки. Тем не менее они же могут быть использованы для поставки СПГ потребителю.

Типовой объем перевозки СПГ составляет 3000–7000 м³ СПГ.

Как правило, эти же суда могут использоваться для транспортировки этана, этилена, СУГ, что может повысить ликвидность таких судов при развитии газопереработки, включая ПНГ, и привлечь дополнительные инвестиции в индустрию.

Для поставки СПГ по Беломорско-Балтийскому каналу потребуется проектирование газовоза шириной менее 14,3 м и длиной до 135 м.

Для обеспечения стабильной поставки СПГ потребителям необходимы газовозы высокого ледового класса или ледокольная проводка.

Береговые системы хранения могут быть трех типов по геометрической форме, в которых СПГ хранится либо под избыточным давлением (1–2), или под атмосферным давлением (3):

1. цилиндрические С-тип, которые могут быть установлены горизонтально и вертикально;
2. сферические;
3. с плоским дном и наружной бетонной стенкой.

Хранилища газа могут иметь функции перегрузки СПГ на криогенные автоцистерны для поставки береговым потребителям и бункеровки судов.

РИС. 4. Пример проекта газовоза «Газпромнефть Марин Бункер»



Источник: ООО «Газпромнефть Марин Бункер»

ФАКТЫ

3000-

7000 м³ – объем перевозки СПГ малотоннажными газовозами

Плавучие хранилища газа

Плавучие хранилища газа (FSU), в т.ч. с регазификатором на борту (FSRU), являются одним из важнейших факторов развития рынка СПГ в мире.

FSRU вообще и в сегменте малотоннажного СПГ являются катализатором роста новых сегментов рынка:

- благодаря малым размерам являются доступным для потребителя решением для энергообеспечения;
- могут быть объединены с блоком генерации электрической энергии;
- основные игроки рынка стимулируют развитие спроса через инвестиции в сегменты инфраструктуры рынка.

FSRU могут быть построены на основе переоборудованных старых судов, с ограниченной подвижностью, которые швартуются и действуют как постоянный долгосрочный регазификационный терминал.

ТАБЛИЦА 3. Основные функции FSRU

Основные функции	Дополнительные функции	Прочие услуги
обеспечение безопасного хранения	поставка газа в сеть	криоАЭС
погрузка СПГ в береговое хранилище	поставка топливного газа локальным потребителям	производство электроэнергии для порта и судов в порту
управление отпарными газами	заправка СПГ-цистерн	захолаживание емкостей
учет газа	бункеровка судов	производство холода
швартовка газовозов	заправка промежуточных хранилищ СПГ	прочие нужды промышленных потребителей

Источник: Sofregaz, оценки авторов

Плавучие терминалы являются мобильными судами, которые могут использоваться как обычный СПГ-газовоз и также имеют возможность переходить из порта в порт.

Для решения системной задачи использования СПГ в Арктике важно оценить емкость хранилищ для СПГ для каждого случая с целью унификации газовозов, оптимизации логистики поставки СПГ и строительства FSRU на основе типового оборудования.

Плавучие электростанции

Еще в 60-х годах в СССР был разработан проект строительства первых плавучих газотурбинных электростанций (ПЛЭС) типа «Северное сияние» мощностью до 24 МВт.

Всего было построено шесть ПЛЭС типа «Северное сияние», которые предназначались для энергоснабжения северо-восточных промышленных районов страны.

ПЛЭС доставлялась к месту базирования по водным путям, что позволяло обеспечить их быстрое подключение к потребителям. Судно проектировалось с учетом условий проводки Северным морским путем.

В 2011 году КБ «Вымпел» представило проекты универсальной плавучей газотурбинной станции мощностью 20 МВт и мобильной станции на воздушной подушке.

ФАКТЫ

Менее

14,3 м

должна быть ширина газовоза, перевозящего СПГ по Беломорско-Балтийскому каналу

Проблемы развития рынка СПГ

Несмотря на большую роль природного газа в снижении загрязнения окружающей среды, имеются экономические, финансовые аспекты и вопросы безопасности, которые ограничивают использование газа.

Для потребителя в суровых климатических условиях особое значение приобретает безопасность поставок. Несмотря на большие ресурсы газа в Арктике, доступность СПГ для поставки на внутренний рынок ограничена. Это связано как с поставками газа по долгосрочным контрактам на экспорт, так и с отсутствием планов по поставке газа на внутренний рынок. Следует ожидать, что растущий уровень конкуренции на мировых рынках СПГ изменит эту ситуацию и крупнейшие российские операторы СПГ-проектов в поиске новых рынков обратят внимание на потенциал внутреннего рынка.

Регион имеет слаборазвитую инфраструктуру, это касается и

ТАБЛИЦА 2. Типы береговых систем хранения СПГ

			
С-тип	сферические	с плоским дном и наружной бетонной стенкой	
до 1200 м ³	1 000–8 000 м ³	15 000–160 000 м ³	

⁴ Chart

⁵ СПГ терминал Веноа, принадлежащий Bosowa Corporation в Макасаре (Индонезия)

⁶ Sofregaz

⁷ «Ямал-СПГ»

Источник: Sofregaz

РИС. 5. ПЛЭС «Северное сияние-4»



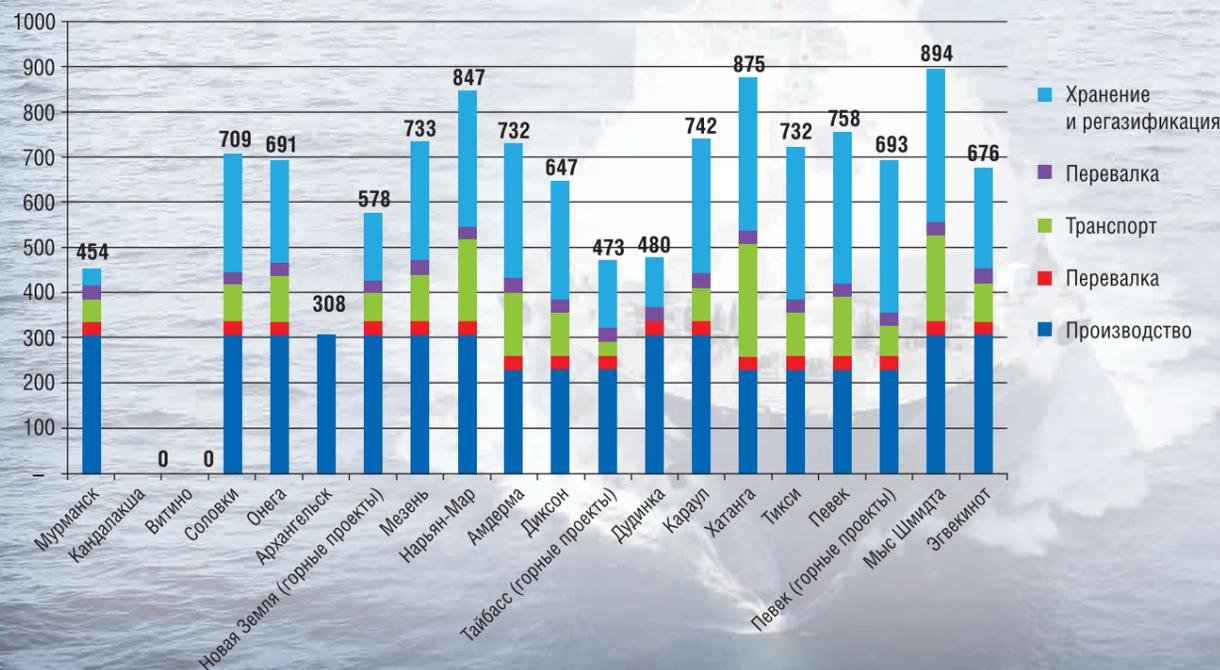
Источник: fleetfoto.ru

инфраструктуры по передаче, распределению и хранению газа. Требуются громадные инвестиции для ее развития. Строительство осложняет повсеместное распространение многолетнемерзлых пород и ограниченные периоды навигации, как для мобилизации техники и людей для строительства, так и для последующего завоза СПГ. Установки хранения и регазификации (FSRU) и плавучие электростанции (FPGU) могут обеспечить жизнеспособное решение, обеспечивая поставки газа и электрической энергии потребителю по относительно низким ценам. В СССР имелся уникальный опыт строительства плавучих электростанций, способных использовать как газ, так и нефтяные топлива. При проектировании плавучих решений следует внимательно изучить этот опыт и условия в арктических портах и населенных пунктах, что должно обеспечить возможность размещения мощностей СПГ без существенных инвестиций в портовую инфраструктуру. Затраты также могут минимизироваться путем переоборудования старых судов в плавучие хранилища и электростанции. Последующее развитие рынка СПГ будет направлено вглубь от побережья вдоль внутренних водных путей.

Потенциал спроса на СПГ

В Арктической зоне судоходство и доставка грузов осложняется ледовой обстановкой: неразвитая промышленность, малочисленное население – все это приводит к необходимости масштабных и долгосрочных действий по развитию инфраструктуры региона и учета периода навигации при планировании хранилищ СПГ.

РИС. 6. Оценка стоимости СПГ в основных центрах потребления (\$/т)



ФАКТЫ

60-х гг.

в СССР был разработан проект строительства первых плавучих газотурбинных электростанций мощностью до 24 МВт

Развитие технологий транспортировки, перевалки, хранения и регазификации СПГ, как в наземном, так и плавучем исполнении, позволяет снизить капитальные затраты для внедрения СПГ, как для замещения традиционных топлив, так и для проектов, планируемых к реализации.

Природный газ в Арктике фактически является местным ресурсом, короткое транспортное плечо по сравнению с поставками нефтепродуктов, действующее производство СПГ и несколько производственных центров СПГ на этапе строительства и проектирования (рис. 2) позволяют высоко оценить перспективы использования СПГ для береговых потребителей в Арктической зоне.

Важным преимуществом СПГ является его доступность в долгосрочной перспективе (около 70 млн т производственные мощности) и соответствие современным и будущим экологическим требованиям. Именно в надежности поставки топлива и в ценовой конкурентоспособности заключаются экономические преимущества СПГ. Дополнительным плюсом является сохранность СПГ и отсутствие даже на теоретическом уровне воровства топлива.

ТАБЛИЦА 4. Сокращение выбросов загрязняющих веществ при использовании СПГ, кг/т

Традиционное топливо	Используемое традиционное топливо, тыс. т	Объем СПГ, тыс. т	Сокращение выбросов, тонн			
			твердые частицы	SO _x	CO	NO _x
Текущее потребление						
уголь	192	94	10 266	1 379	8 609	223
дрова	33	8	691	–	872	7
нефтяные топлива	159	121	957	941	4 449	148
Новые проекты						
нефтяные топлива	61	51	366	360	1 635	46
уголь	783	307	41 987	5 640	36 231	1 085
ИТОГО	1 227 873	581 825	54 266	8 2320	51 796	1 509

Источник: оценки авторов

Для фактического использования топлив в Арктике по рассмотренным объектам на побережье за счет СПГ возможно замещение более 380 тыс. т топлива, используемого в настоящее время угля, нефтепродуктов и дров, с учетом новых горных промышленных проектов потенциальный общий объем потребления СПГ для энергоснабжения проектов в Арктике превысит 581 тыс. т СПГ.

Решения по FSRU, основанные на переоборудовании старых судов, позволят снизить CAPEX в 2–3 раза по сравнению с новыми судами. В то же время при переоборудовании не всегда можно осуществить размещение необходимых емкостей и производственного оборудования, в т.ч. регазификаторы и энергетические установки.

Для транспортировки СПГ потребуется флот газозовозов, состоящий из 2 газозовозов вместимостью 3 000 м³ и 2–3 газозовозов вместимостью 15 000 м³, для обеспечения горных проектов на Чукотке потребуется дополнительно один газозовоз вместимостью 60 000 м³.

В течение длительного времени СПГ имеет достаточно ощутимые ценовые преимущества в мире и в нашей стране по сравнению с нефтяными топливами. При этом СПГ является достаточно стандартизированным продуктом и позволяет потребителю гарантированно получать энергоноситель требуемого качества.

Наибольшую неопределенность в состав эксплуатационных затрат вносят ожидаемые цены на СПГ для поставки на внутренний рынок.

Критическую роль в структуре себестоимости СПГ играют затраты на хранение, что достаточно характерно для потребителей с продолжительным сроком хранения и ограниченным периодом поставки топлива.

На стоимость СПГ влияет и эффект масштаба. При реализации крупных горных проектов необходимо строительство больших хранилищ

ФАКТЫ

223 тыс. т

СПГ законтрактовано для замещения угля, дров и нефтепродуктов, используемых для тепла и энергоснабжения населенных пунктов в Арктике

СПГ и за счет эффекта масштаба будет снижаться себестоимость СПГ для потребителя: для условий Таймыра с 647 \$/т до 478 \$/т, а для Чукотки с 758 \$/т до 693 \$/т.

Проведенный анализ показывает высокую конкурентоспособность СПГ для энергообеспечения потребителей, в среднем цена уже регазифицированного СПГ ниже цены дизельного топлива на 20–35 %.

Экологические последствия и ограничения

Использование СПГ вместо нефтяных топлив и угля позволяет существенно снизить выбросы в атмосферу и предотвратить загрязнение окружающей среды при разливах, происходящих при перевалке нефтяных топлив. СПГ для Арктики фактически является местным видом ресурсов, что позволяет экономить большие ресурсы на обеспечение «северного завоза». Наличие нескольких центров поставки СПГ обеспечит конкуренцию и надежность энергообеспечения потребителей.

Разливы нефти и нефтепродуктов очень опасны для природы Арктики⁸. За счет своих

⁸ <http://www.arctic-search.com/Discharges+from+Ships+in+the+Arctic+structure=Marine+Transport+and+Logistics>

ТАБЛИЦА 5. Оценка емкости береговых и плавучих терминалов СПГ в Арктике

	Источник СПГ	Итого потребление, т	Объем хранилища, м ³	Размещение хранилища	FPGU	Бункеровочный центр	Площадка криоцистерн
Мурманск	Архангельск		10 000	on shore	нет	да	да
Кандалакша		-		н/п	н/п	н/п	н/п
Витино		-		н/п	н/п	н/п	н/п
Соловки	Архангельск	2 234	2 800	FSRU	да	нет	нет
Онега	Архангельск	8 384	8 755	FSRU	нет	да	нет
Архангельск		88 000	3 500	on shore	нет	да	да
Новая Земля (горные проекты)	Архангельск	51 415	32 215	FSRU	да	нет	да
Мезень	Архангельск	4 678	5 862	FSRU	да	нет	нет
Нарьян-Мар	Архангельск	20 000	15 000	FSRU	нет	да	нет
Амдерма	Ямал	772	1 128	FSRU	да	нет	нет
Диксон	Ямал	4 968	6 225	FSRU	да	да	нет
Тайбасс (горные проекты)	Ямал	150 000	93 985	on shore	да	да	да
Дудинка	Норильск	-	-	on shore	нет	нет	да
Караул	Норильск	3 763	5 501	FSRU	да	нет	нет
Хатанга	Ямал	15 232	28 631	FSRU	да	нет	нет
Тикси	Ямал	20 471	38 479	FSRU	да	да	нет
Певек	Ямал	32 128	53 681	FSRU	да	да	нет
Певек (горные проекты)	Ямал	156 522	261 523	on shore	да	да	да
Мыс Шмидта	Анадырь	284	474	FSRU	да	нет	нет
Эгвекино	Анадырь	22 975	23 992	FSRU	да	нет	нет

Источник: материалы публичных источников, оценки авторов

физических свойств при разливе, как на грунт, так на лед и на воду, СПГ не загрязняет окружающую среду, как нефть. За время использования и эксплуатации СПГ в мире не было значительных аварий с разливом большого количества СПГ в грунт или на воду. По данным DNV⁹ за все время морской транспортировки СПГ максимальный объем разлива был 40 м³.

Температура хранения СПГ существенно ниже температуры окружающей среды, даже зимой в Арктике. Поэтому при возможном разливе СПГ в течение непродолжительного времени испаряется и растворяется в атмосфере.

Использование газа в качестве топлива приводит к снижению выбросов в атмосферу. Наибольшее снижение происходит в области SO_x, твердых частиц, выбросы NO_x снижаются на 80%. Выбросы парниковых газов (GHG) от использования СПГ меньше.

Использование СПГ существенно снизит масштаб загрязнения окружающей среды в Арктике.

ФАКТЫ

360 ТЫС. Т

СПГ – дополнительный объем потребления при реализации горных проектов в российской Арктике

Выводы и заключение

Арктическая зона России слабо освоена, в основном экономическое освоение осуществлялось на побережье и вдоль основных сибирских рек. Тем не менее для обеспечения жизнедеятельности Арктики требуется как надежное снабжение, которое называется «северный завоз», – организация поставки грузов, в основном топлива, в районы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, так и экологически наиболее прогрессивное. Доля транспортной составляющей в стоимости топлива достигает 70% (пример – поставки угля из Зырянки в Певек). Стоимость угля доходит до 8 тыс. руб./т, дизельного топлива

⁹ Gas carrier update DNV-GL № 01 2015.

до 80 тыс. руб./т и существенно превосходит цену внутреннего и мирового рынка.

Замещение поставок угля и дизельного топлива для тепло- и энергоснабжения потребителей в Арктике на СПГ позволит снизить транспортные расходы и повысить надежность энергообеспечения с одновременным снижением экологических воздействий и рисков (включая угрозы аварийных разливов нефтепродуктов) по всей цепочке поставки.

Для этого требуется не только строительство заводов по производству СПГ, но и формирование флота газозовов и систем хранения СПГ у потребителя.

В зависимости от места расположения, объема потребления, для поставки топлива могут использоваться наземные или плавучие решения по хранению, регазификации и производству электрической энергии.

Современные решения FSRU предлагает быстрые, эффективные по затратам и гибкие поставки СПГ на рынок.

Текущее замещение угля, дров и нефтепродуктов, используемых для тепло- и энергоснабжения населенных пунктов в Арктике, обеспечит продажи около 223 тыс. т СПГ. Ожидается, что при реализации горных проектов в российской Арктике: освоения Павловского месторождения, проекта Тайбасс и группы проектов на Чукотке, дополнительный объем потребления СПГ составит 360 тыс. т.

Важным проектом по внедрению СПГ на рынок может быть проект энергообеспечения острова Соловки с полным отказом от использования нефтяных топлив в этом паломническом и туристическом центре.

Исходя из отсутствия необходимого опыта и компетенций использования СПГ, для проекта энергообеспечения Арктики целесообразно следующая практическая последовательность реализации:

1. пилотный проект вне зоны СМП – Белое, Баренцево моря;
2. газификация портов в районе СМП;
3. газификация припортовых районов;
4. проникновение в континентальную часть, в т.ч. с использованием внутренних водных путей.

Размещение объектов хранения, регазификации и энергогенерации на судах, в т.ч. самоходных, позволяет избежать длительных подготовительных процедур для строительства в условиях сокращенного светового дня, на многолетнемерзлых почвах, избежать необходимости масштабных дноуглубительных работ.

СПГ может поставляться с реализуемых крупнотоннажных проектов в Арктике – «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ», а также с планируемого производства «Печора СПГ». В горизонте до 2030 года возможно возобновление Штокмановского проекта. В арктической зоне расположены несколько изолированных центров

ФАКТЫ

70 МЛН Т

в год к 2030 г. составит объем производства СПГ в Балтийском регионе и Арктике

газодобычи, потенциал которых может использоваться для производства СПГ, например в Норильске, Якутске и Анадыре. В 2017 году проведена оценка целесообразности производства СПГ в Архангельске с поставкой газа из ЕСГ. В Балтийском регионе реализуются и планируются к реализации несколько проектов СПГ мало-, средне- и крупнотоннажных, с которых возможны поставки СПГ через Белое море в Арктическую зону в период судоходства по Беломорско-Балтийскому каналу. Для этого требуется строительство газозова, имеющего возможность прохода по каналу. Общий объем производства СПГ в Балтийском регионе и Арктике может достичь 70 млн т в год к 2030 году.

Судоходство на СМП позволит развивать перевозки по крупным сибирским рекам и по направлению море – река (Енисей, Обь, Лена). Это может стать основой для газификации потребителей вдоль рек, опорной точкой для бункеровки океанских и речных судов.

Рост конкуренции и давление на производителей на мировом рынке приводит к необходимости поиска новых сегментов рынка СПГ, и внутренний рынок России в виде промышленных потребителей и бункеровки судов может стать эффективным решением для российского СПГ. ●

Литература

1. Аналитический обзор «Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, А.Ю. Григорьев, WWF, 2017.
2. «Нефтяные разливы и их воздействие на морскую среду и биоресурсы», С.А. Палин, ВНИРО, 2008.
3. «Развитие Чукотского автономного округа: возможности и ограничения», Копин Р.В., Петербургский международный экономический форум, 2016.
4. ГОСТ Р 56400-2015 «Проектирование и эксплуатация морских терминалов сжиженного природного газа».
5. Материалы Российской государственной архива научно-технической документации.
6. «World LNG Report» – International Gas Union, 2017 Edition.
7. «Small Scale LNG. Program Committee» – International Gas Union, 2015.
8. IGU World LNG Report – 2017 Edition.
9. Gas carrier update DNV-GL № 01 2015.

KEYWORDS: liquefied natural gas, energy supply, transportation, Arctic gasification, bunkering.

ПОДВОДНОЕ СЖИЖЕНИЕ ГАЗА

В СТАТЬЕ КРАТКО ИЗЛОЖЕНО НОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПОДВОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПРОТИВОТОКЕ С ТАКИМ АКТИВНЫМ ХЛАДАГЕНТОМ, КАК ЖИДКИЙ ВОЗДУХ, ТЕМПЕРАТУРА СЖИЖЕНИЯ КОТОРОГО НАМНОГО НИЖЕ, ЧЕМ ТЕМПЕРАТУРА СЖИЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА, ОСНОВНУЮ ФРАКЦИЮ КОТОРОГО СОСТАВЛЯЕТ МЕТАН. ЭТО РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ СЖИЖАТЬ ГАЗ НЕПОСРЕДСТВЕННО В ПОДВОДНЫХ УСЛОВИЯХ ЗАМЕРЗАЮЩИХ НА ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ МОРЕЙ АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА. ЧТО ДАЕТ ПРЕДЛОЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ И В ЧЕМ ЕГО НОВИЗНА?

THE ARTICLE BRIEFLY DESCRIBES A TECHNICAL SOLUTION FOR THE UNDERWATER TECHNOLOGY OF NATURAL GAS LIQUEFACTION IN THE BACKWARD FLOW USING LIQUID AIR AS AN ACTIVE COOLANT. THE LIQUEFACTION TEMPERATURE OF THE LIQUID AIR IS MUCH LOWER THAN THAT OF HYDROCARBON GAS WHOSE MAJOR FRACTION IS COMPOSED OF METHANE. THIS SOLUTION MAKES IT POSSIBLE TO LIQUEFY GAS DIRECTLY IN THE UNDERWATER SETTING OF THE ARCTIC SEAS THAT FREEZE FOR A LONG TIME. WHAT DOES THE SUGGESTED SOLUTION OFFER AND WHAT IS INNOVATIVE ABOUT IT?

Ключевые слова: природный газ, подводные сооружения, сжижение, хладагент, жидкий воздух, сжиженный природный газ.

**Гусейнов Чингиз
Саибович,**
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

**Кульпин Дмитрий
Леонидович,**
Институт проблем нефти
и газа РАН

С каждым наступающим десятилетием внимание нашего государства к освоению углеводородных ресурсов УВР) всех длительно замерзающих морей Северного Ледовитого океана (СЛО) будет возрастать. Но глубины этих морей в своей значительной части (естественно, кроме прибрежной) значительно превышают 100 м, к чему существующие способы освоения нефтегазовых месторождений в настоящее время практически не приспособлены. И широкая программа намечаемых геофизических изысканий после завершения не сможет быть преобразована в реальные технические достижения. Причём если задачи по добыче УВР могут быть реализованы с определёнными техническими

поправками, то современные буровые технологии при их использовании в непосредственно подводной среде, потребуют серьёзного усовершенствования с поиском новых технических и технологических решений: например, изменения технологии дегазации бурового раствора, изменения технологии спуска и наращивания бурового оборудования, полного отказа от использования системы сжигания УВ при опробовании скважин или существенной замены и т.д. Безусловно, глубины максимум до 100 м являются предельными для освоения путём строительства традиционных ледостойких нефтегазодобывающих сооружений с надводным расположением самих устьев скважин, буровых, технологических и энергетических комплексов. И, с точки зрения здравого смысла, следует уходить

под уровень ледовых образований, с тем чтобы не создавать излишне прочных и неоправданно мощных ледостойких в надводном исполнении сооружений, устанавливая их непосредственно на морском дне (так называемые погружные сооружения с различными способами их фиксации). При этом с ростом дальнейших глубин существенно выше 200 м эти сооружения следует изготавливать плавучими, но в подводном исполнении с таким расчётом, чтобы исключить их возможные столкновения с дрейфующими ледовыми полями. Как известно, по сведениям Арктического и Антарктического НИИ (ААНИИ), основательно изучивших всевозможные ледовые образования, на акваториях СЛО глубина погружения ледовых образований от поверхности моря не превышает 30–35 м. Мы же считаем, что с учётом этих исследований подводные сооружения нефтегазового назначения необходимо располагать на глубине 100 м, имея ввиду их высоту и многоярусность конструкций.

По этой причине мы на протяжении ряда последних лет изыскиваем возможности создания новых технических и технологических решений, которые позволят нашей стране успешно решить проблему освоения прежде всего газовых и газоконденсатных месторождений, расположенных на глубинах свыше 100 м [1–3]. Разработка этих задач позволила выявить целый ряд новых возможных технических решений, позволяющих использовать их в подводном плавучем/погружном сооружениях.

В числе этих решений нами предложено сжижать природный газ жидким воздухом (ЖВ) взамен ранее предложенного нами же использования жидкого азота (ЖА) в качестве хладагента для сжижения этого газа [4–6], поскольку доставка газа путём строительства подводных газопроводов в арктических водах в большинстве своём практически нерентабельна и газ следует преобразовать в жидкую фазу, именуемую, как известно, сжиженный природный газ (СПГ). О роли СПГ в развитии регионов Российской Федерации говорится в работах [7–8]. Процесс сжижения предлагается осуществить в противоточном с межступенчатой

сепарацией теплообменнике, который устанавливается в отдельном подводном объекте, именуемом заводом СПГ. Этот процесс предложено осуществить в подводном плавучем газодобывающем сооружении, в котором практически невозможно использовать повсеместно применяемую на многих континентах технологию сжижения природного газа сложными многокомпонентными хладагентами [9], широким рядом нагнетательных агрегатов и теплообменных аппаратов в сопровождении существенных энергетических затрат самого газа. При этом нельзя не отметить, что заводы СПГ занимают неизменно большие площади, неприемлемые для их использования в подводных нефтегазовых сооружениях.

Использование ЖВ основано на существенной разнице температур сжижения воздуха (ЖВ) и природного газа (ПГ), т.е. поскольку ЖВ сжижается при температуре -195 °С, а ПГ при -163 °С, то при организации их противоточного теплообмена (как показали наши расчёты с 4-межступенчатой сепарацией ожигенных фракций ради достижения однофазного, более эффективного теплообмена) надёжно обеспечивается сжижение ПГ. Более того, надёжному сжижению обычно довольно тёплого ПГ способствует его предварительное охлаждение неизменно холодной во все времена года арктической водой.

Дальнейшее изложение требует пояснений в определениях:

- под «подводно-погружным» сооружением» следует понимать сооружение, стационарно установленное непосредственно на морском дне; и все последующие объекты, перечисленные ниже (кроме, естественно, подводного танкера-газовоза) должны располагаться на заранее подготовленной площади морского дна;
- «подводно-плавучее» сооружение следует понимать как сооружение, находящееся под уровнем воды на заданной глубине в плавучем состоянии. И в этом случае все перечисленные объекты также находятся на одной и той же глубине. Подобное решение необходимо принять для рационального обустройства и более глубоководных арктических

акваторий с применением подводно-плавучих сооружений/судов; при этом все объекты, независимо от глубины моря будут располагаться на глубине 100 м от поверхности моря в плавучем состоянии [4]. Это предложение обосновано из соображений безопасности всего комплекса в целом; оно полностью исключает ледовые воздействия, а связь между объектами может устанавливаться путём посещения персоналом, т.е. все объекты должны быть оборудованы шлюзовыми устройствами для приёма/выпуска персонала.

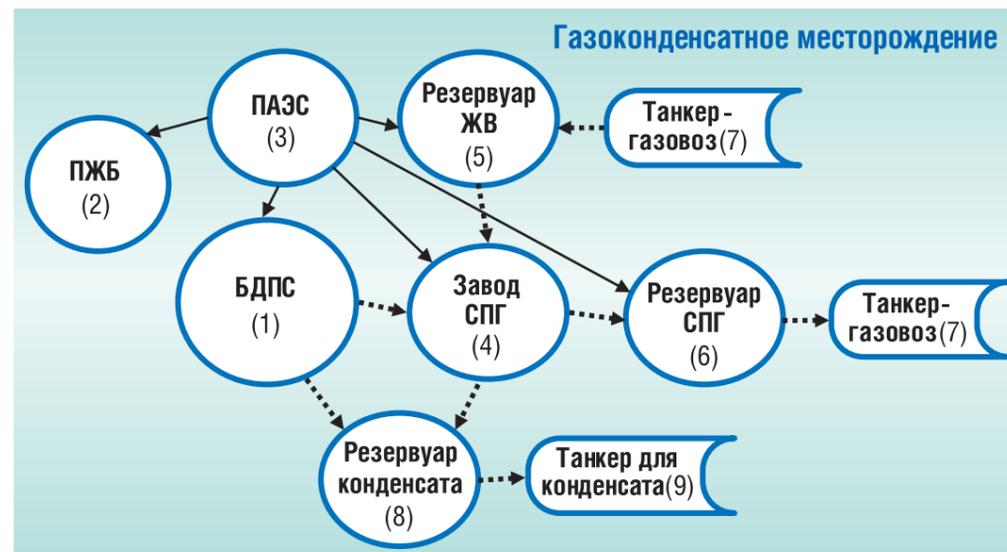
Кроме того, мы в целях безопасности проведения всех необходимых операций предлагаем реализовать их *раздельно*, тем более, что такие операции, как теплообмен и сепарация, осуществляются без участия персонала и могут быть легко роботизированы. Для наглядности представим схему расстановки всех подводных объектов газоконденсатного месторождения (как наиболее сложного, чем газовое месторождение), сжиженная продукция которого должна доставляться потребителю (рис. 1).

Подводное освоение газового месторождения и сжижение природного газа осуществляется при помощи тех же комплексов подводных сооружений, исключая резервуар для хранения конденсата, а также отдельный танкер для вывоза конденсата.

Все подводные сооружения комплекса расположены и круглогодично работают на глубине 100 ÷ 120 м ниже уровня моря, поскольку в этом диапазоне глубин гарантировано отсутствие ледовых образований и любых ледовых обломков, горизонтально/вертикально стиснутых расположенными рядом дрейфующими ледовыми полями; значение воздействия гидростатического давления 1,0 ÷ 1,2 МПа; относительное постоянство характеристик подводного течения (температура, направление и скорость).

Все перечисленные объекты из соображений создания максимальной безопасности изолированы друг от друга; все объекты обладают собственной плавучестью и самостоятельной

РИС. 1. Схема комплекса подводных сооружений для подводного освоения газоконденсатного месторождения



БДПС – буродобывающее подводное сооружение;
СПГ – сжиженный природный газ;
ЖВ – жидкий воздух;
ПАЭС – подводная атомная электростанция;
ПЖБ – подводный жилой блок

системой динамического позиционирования. Предложенное решение основано на том, чтобы регулярно ЖВ доставлять на морское месторождение танкером/газовозом, который и будет вывозить СПГ (не менее актуальный животрепещущий вопрос стоимости ЖВ будет рассмотрен ниже); при этом в целях исключения чрезвычайных ситуаций при контакте СПГ с кислородом воздуха после откачки ЖВ, будет необходимо использовать новую разновидность газозвозов с наличием отдельных танков для жидкого воздуха и СПГ (что следует рассмотреть отдельно).

Итак, первый независимый цикл охлаждения ПГ производится в гибкой неизолированной трубе, соединяющей подводный добычный комплекс с подводным заводом сжижения (см. рис. 1). Предварительное охлаждение ПГ осуществляется благодаря контакту этой трубы с морской водой, и его температура снизится примерно до +7–8 °С (с последующей сепарацией, производимой уже на приёме завода СПГ). После сепарации достаточно охлаждённый газ поступает на второй цикл глубокого охлаждения на заводе сжижения; при этом ПГ охлаждается хладагентом, т.е. ЖВ, уже в каскаде из четырёх ступеней

охлаждения с межступенчатой сепарацией, которая необходима для осуществления более эффективного теплообмена. Как показали наши расчёты (произведённые в программе Хайсис), второй независимый цикл на первой ступени охлаждается до температуры минус 15–20 °С при давлении не менее 4,0 МПа, на второй ступени – до минус 35–45 °С, на третьей ступени – до минус 60–75 °С, на четвёртой ступени – до минус 161,5 °С со снижением давления на указанной ступени до 0,15 МПа с получением сжиженного природного газа. После каждой из первых трёх ступеней второго цикла сжижаемый природный газ сепарируют для вывода образовавшейся жидкости, состоящей из смеси углеводородов и неорганических примесей с более высокими температурами кипения, чем у метана (чтобы в последующем образовавшиеся жидкие фракции смешать с газоконденсатом и в соответствии с техническими условиями транспортировать в отдельном танке). А воздух, перейдя в обычное газообразное состояние, может быть подан на все объекты подводного комплекса для обеспечения дыхания персонала, а затем удалён из помещений непосредственно в водную толщу (между прочим, удаляемый из помещений воздух будет обогащать остаточным кислородом воздуха обеднённую ледовым панцирем

водную толщу и тем самым благоприятно воздействовать на содержащуюся в ней биоту). Здесь уместно отметить, что ранее предложенный нами же в качестве хладагента для сжижения ПГ жидкий азот [5] был заменён жидким воздухом [6], исходя из экологических соображений: во-первых, воздух может быть ещё использован для функционирования жизнедеятельности персонала, и, во-вторых, отработанный воздух легко удалять из помещений непосредственно в водную среду, в то время как для удаления газообразного азота потребовалось бы устроить дополнительный вертикальный вывод наверх, применив для этого гибкий райзер с плавучим буюм/поплавком, целостность которого в ледовых условиях довольно сомнительна. Необходимость проведения трудоёмкого вывода газообразного азота непосредственно в атмосферу или в водную среду может негативно отразиться на окружающей среде.

Итак, челночный танкер универсального исполнения (под этим термином понимается и его возможность подводного

продвижения) регулярно завозит на месторождение ЖВ, перекачивая его в хранилище на месторождении, обратно вывозя СПГ, который в отсутствие танкера накапливается в хранилище производителя; и таким образом на месторождении можно осуществить непрерывно как добычу ПГ, так и его сжижение с последующим очередным вывозом потребителю.

Наиболее существенным и экономически выгодным в нашем техническом предложении является то, что в обе стороны танкером вывозятся хладагенты (ЖВ и СПГ), холод которых при их сливе можно дважды использовать: охлаждающая способность перевозимых грузов позволяет в противотоке на месторождении природный газ сжижать холодом арктической воды и жидкого воздуха, у потребителя же при испарении СПГ в регазификаторе возможно в противотоке охладить атмосферный воздух, который в последующем и будет использован в качестве хладагента для сжижения природного газа (конкретно эти действия подлежат расчётам с использованием программы

Хайсис) и от того, насколько эффективен будет результат, настолько меньше потребуются доохлаждение атмосферного воздуха традиционным способом (компримированием воздуха с его последующим детандированием/дросселированием); в целом это может составить, по нашему предположению, 10–15 % от традиционных расходов электроэнергии, необходимой при получении ЖВ. Для реализации предлагаемого решения, т.е. для получения ЖВ у потребителя достаточно установить при регазификации противоточный теплообменник и обычный комплекс установки получения жидкого воздуха (более подробно это может быть рассчитано при конкретном проектировании с использованием климатических условий потребителя). ●

Литература

1. Гусейнов Ч.С. Актуальность освоения углеводородных ресурсов СПО / «Арктика», № 4 (12), 2013, с. 47–51.
2. Гусейнов Ч.С. Перспективы возможности освоения углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана / Труды международной нефтегазовой конференции 2014 г. Польша, Закопане, с. 67–74.

3. Гусейнов Ч.С., Бобов Д.Г. Технологические аспекты освоения углеводородных ресурсов Арктики / «УКАНГК», № 1, 2015, с. 55–57.
4. Гусейнов Ч.С., Надин В.А. Зонирование длительно замерзающих арктических акваторий по глубинам с целью освоения открываемых нефтегазовых месторождений существующими и новыми предлагаемыми техническими средствами и технологиями / «Бурение и нефть», № 4, 2017, с. 10–16.
5. Гусейнов Ч.С. Патент № 2604887 от 23.10.2016. Способ подводного освоения газовых месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для их осуществления. Приоритет от 2.10.2015.
6. Гусейнов Ч.С., Фёдорова Е.Б., Тулин Д.Ю. Заявка на получение патента № 2017125928/06 (044608) от 25.06.2017 «Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводных месторождений».
7. Фёдорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации / «Газовая промышленность», 2015, № 8, с. 90–94.
8. Фёдорова Е.Б., Мельников В.Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России / «НефтегазоХимия», 2015, № 3, с. 11–18.
9. Фёдорова Е.Б., Макуха А.С. Оптимальная технология сжижения природного газа для арктических природных условий / «Газовая промышленность», 2013, № 11, с. 62–64.

KEYWORDS: natural gas, subsea construction, liquefaction, refrigerant, liquid air, liquefied natural gas.

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ ЦЕНТРОВ НЕФТИ И ГАЗА АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ С МОРСКОЙ СХЕМОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Михаил Григорьев,
Директор консультационной
компании ООО «Гекон»,
член научного совета
при Совете Безопасности
Российской Федерации,
член научно-технических
советов Минприроды и
Минтранса России



В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ ЦЕНТРОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТЫ, РЕАЛИЗУЕМЫЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ ВИНКАМИ НА АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ И АКВАТОРИЯХ, А ТАКЖЕ ДАЮТСЯ ПРОГНОЗЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ С УЧЕТОМ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ЭТИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

PRINCIPLES OF FORMATION OF MINERAL AND RAW MATERIALS CENTER IN THE ARCTIC ZONE AND THE MAIN PROJECTS REALIZED BY RUSSIAN VERTICALLY INTEGRATED OIL COMPANIES IN NORTHERN SEAS ARE GIVEN IN THE ARTICLE. ALSO FORECASTS OF FURTHER RECLAIMING OF THE ARCTIC REGION CONSIDERING THE INCREASE OF MINING OF HYDROCARBON CRUDE AT THESE MINES

Ключевые слова: Арктика, добыча нефти и газа, минерально-сырьевые центры, Ямал-СПГ, добыча на шельфе.

Стрежнем социально-экономического развития Арктической зоны России является эффективное освоение природных ресурсов. Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» (в редакции от 31 августа 2017 г.), рассматривая основные принципы и механизмы реализации, определяет, что «...приоритетными проектами для большинства опорных зон развития Арктической зоны Российской Федерации, прежде всего в Уральской, Сибирской и Дальневосточной частях Арктической зоны Российской Федерации, станут минерально-сырьевые центры... Это обстоятельство обусловлено тем, что на добычу и переработку полезных ископаемых приходится порядка 50 процентов всех проектов (еще по 7 процентов приходится на геологоразведку и шельфовые проекты), итого почти две трети всех проектов напрямую связаны с разработкой минерально-сырьевой базы Арктической зоны Российской Федерации. Предложенный подход к территориальному развитию может создать условия для освоения перспективных минерально-сырьевых центров, обеспечив их необходимой инфраструктурой и ресурсами (транспорт, энергетика, связь, а также кадры и технологии)».

Это не первый утвержденный правительством Российской Федерации документ стратегического планирования, рассматривающий минерально-сырьевые центры как объекты управления освоением природно-ресурсного потенциала Арктической зоны. Ранее этот подход был принят в «Стратегии социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года», утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 18 ноября 2011 года № 2074-р.

Принципы выделения минерально-сырьевых центров

В «Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года», утвержденной Распоряжением правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. № 1039-р был определен переход к программно-целевому планированию в сфере освоения ресурсной базы – в пределах минерально-сырьевых центров (МСЦ), выделяемых с учетом возможностей существующей и планируемой инфраструктуры.

ФАКТЫ

365

месторождений нефти, газа и конденсата расположены на территории и акватории Арктической зоны РФ

Минерально-сырьевой центр определяется в Стратегии как «совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям».

Разработка подходов к выделению МСЦ различных видов полезных ископаемых началась именно в нефтяной отрасли. Начиная с 2002 года было введено в научный оборот и раскрыто содержание понятия «технологический центр добычи нефти» (ТЦД), которое определяется как «совокупность разрабатываемых месторождений, имеющих общую инфраструктуру и единый пункт отгрузки добываемого сырья в федеральную или региональную транспортную систему (на железнодорожный, трубопроводный, морской транспорт) для доставки потребителям – на переработку или экспорт». Разработка методических подходов выделения ТЦД как объектов управления развитием крупного регионального добывающего предприятия была завершена в 2002 году для анализа структуры и оптимизации товарных потоков добываемой нефти ОАО «Самаранефтегаз». Получение необходимых характеристик ТЦД, включая их локализацию, ресурсную базу и инфраструктуру добычи, подготовки и транспортировки

ТАБЛИЦА 1. Минерально-сырьевые центры углеводородного сырья Арктической зоны РФ

№	Регион	Минерально-сырьевые центры		
		Нефтяные	Конденсатные	Газовые
1	Шельф	Приразломный М		
2	Баренцева моря		Большой Штокман М	Большой Штокман М
3				
4		Варандейский М		
5	Ненецкий АО	Колгуевский М		
6				
7			Печора СПГ П	Печора СПГ М
8				Василковский П
9	Ямало-Ненецкий АО	68 км н/пр Тарасовское-Муравленковское Т		
10		Барсуковская-Пурпе Т		
11		Заполярье-Пурпе Т		
12		Пур-Пе Т		
13		Тарасовский Т		
14		Холмогоры Т		
15		Новопортовский НК М		
16		Сандибинский М и П		
17			Вынгапуровский Т	
18			Губкинский Т	
19			Заполярный Т	
20			Пангоды Т	
21			Пуровский Т	
22			Таркосале Т	
23		Уренгойский Т		
24		Ямбургский Т		
25		Коротчаево Ж		
26		Обский Ж		
27		Фарафонтьевский Ж		
28		Пуровский ЗПК П		
29		Новоуренгойский ЗПК П		
30		Ямал СПГ М	Ямал СПГ М	
31			Каменномысский Т	
32	Шельф			
33	Карского моря		Бованенковский Т	
34				Арктик СПГ М
35				Арктик СПГ М
36			Пеляткинский М	Норильский П
37	Красноярский край	Ванкорский Т		
38		Таналау М		
39				
40	Чукотский АО			
41				Западно-Озерный П

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Транспорт вывоза
трубопроводный
железнодорожный
морской

Минерально-сырьевые центры

действующие
перспективные
П – местное потребление или переработка

нефти стала возможна после интеграции информационных потоков службы главного маркшейдера, геологической службы, отдела по разработке месторождений и отдела по сбору и подготовке нефти и газа. Пространственное структурирование основано на формальной процедуре, что позволяет провести однозначное выделение ТЦНД. Принцип разработки схем ЦНД основан на определении ранга элементов транспортной схемы в пределах региона

нефтедобычи. Базовым элементом является купол месторождения или месторождение, если оно является однокупольным. Элементами следующего ранга – многокупольные месторождения. Между месторождениями и пунктами сдачи располагается ряд дожимных насосных станций, которые являются коммутационными транспортными узлами на которых происходит смешение нефтей, поступающих из различных источников.

Сочетание ТЦД и ресурсной базы его окружения (зон) составляют МСЦ. Очевидна взаимосвязь этих объектов: ТЦД является системообразующим элементом МСЦ, тогда как МСЦ является ресурсной базой развития центра добычи с учетом расширения транспортной инфраструктуры.

Арктические минерально-сырьевые центры УВ сырья

Полностью на территории и акватории Арктической зоны Российской Федерации расположено 40 минерально-сырьевых центров углеводородного сырья (МСЦ УВС), по которым приняты инвестиционные решения или завершается их обоснование. Они размещены в акватории Баренцева (включая его юго-восточную часть – Печорское море) и Карского морей, на севере Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, на Чукотском полуострове (таблица 1).

Из всей совокупности 365 месторождений нефти, газа и конденсата, расположенных на территории и акватории Арктической зоны Российской Федерации, к МСЦ УВС может быть отнесено 247 месторождений УВС (68% от общего числа в Арктической зоне), обеспечивающих 100% текущей и 100% прогнозной добычи в соответствии с согласованными проектными документами. Остальные месторождения являются резервом развития базы добычи выделенных МСЦ в дальнейшем или могут послужить основой формирования новых МСЦ УВС в средне- и долгосрочной перспективе.

ТАБЛИЦА 2. Проекты освоения углеводородных ресурсов Арктической зоны России с морской схемой транспортировки

Готовность транспортной инфраструктуры	Навигация	Высшая степень промышленного освоения месторождений		Логистические схемы морской транспортировки	Расположение лицензионных участков			
		Разрабатываемые	Разведываемые		Суша	Внутренние морские воды	Территориальное море	Континентальный шельф
Действующая	Сезонная	Песчаноозерское		1				
		Сандибинское		2				
		Варандей		4				
		Приразломное		5				
		Новопортовское		5				
		Пеляткинское		7				
		Ямал СПГ		10	11			
Строящаяся	Кругло-годовая	Арктик СПГ 2						
Проектируемая		Таналау						
Заявленная		Печора СПГ						
Не определенная		Штокмановское						

ОТГРУЗКА: нефть (зеленый), конденсат (желтый), СПГ (красный). ПЕРЕВАЛКА: в России (оранжевый), перевалка (розовый).

МСЦ УВС по виду транспорта вывоза продукции типизируются на трубопроводные (относящиеся к системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» – АО «Транснефть-Сибирь» и АО «Транснефть-Север» или к Единой системе газоснабжения ПАО «Газпром»), железнодорожные с вывозом продукции со станций, расположенных на примыкающих к магистралям ОАО «Российские железные дороги» железнодорожных ветках (железнодорожная линия Обская – Бованенково – Карская ПАО «Газпром» с выходом на Сосногорский регион Северной железной дороги; АО «Ямальская железнодорожная компания» с выходом на Свердловскую железную дорогу), морские с вывозом продукции с обособленных морских терминалов, как входящих в состав портов Федерального государственного бюджетного учреждения «Администрация морских портов Западной Арктики», так и независимых (МЛСП «Приразломная»), а также расположенных на внутренних водных путях (Сандибинский МСЦ с отгрузкой из пункта Нумги). Дополнительно выделяются МСЦ УВС, обеспечивающие местное потребление (Нарьян-Мар, Норильск, Анадырь) или местную переработку сырья, включая Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту и Пуровский завод по переработке конденсата.

Шесть МСЦ с трубопроводным транспортом продукции расположены на территории Арктической зоны частично: часть их месторождений находится в Ненецком АО и Ямало-Ненецком АО, а пункты отгрузки в

системы магистральных нефте- и газопроводов находятся в Республике Коми и Ханты-Мансийском АО. В Ненецком АО это действующие нефтяные Харьяго-Усинский и Хасырейский МСЦ, перспективный газовый Лаявожский МСЦ; в Ямало-Ненецком АО – нефтяные МСЦ с поставкой на Бобровку, Самотлор и Тевлинскую ЦПС.

ФАКТЫ

40

минерально-сырьевых центров углеводородного сырья расположено на территории российской акватории Арктической зоны

Арктические центры с морской схемой транспортировки

В Арктической зоне можно выделить 11 сложившихся инвестиционных проектов, находящихся на различных этапах реализации, связанных с освоением углеводородных ресурсов с морской схемой транспортировки. Они расположены на шельфах Баренцева, Печорского и Карского морей, на побережье – в Ненецком, Ямало-Ненецком АО и Красноярском крае (таблица 2).

В рамках приведенных 11 инвестиционных проектов происходит развитие 14 МСЦ УВС, что связано с тем, что при



Проект: Песчаноозерское
Статус: действующий.
МСЦ УВС: Песчаноозерский нефтяной морской.
Задача: Разработка Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения и сезонный экспорт товарной нефти в Западную Европу.
Недропользователи: ООО «Арктикнефть» (дочерняя компания британской Urals Energy).

Карское море, Обская губа

Проект: Новопортовское
Статус: действующий.
МСЦ УВС: Новопортовский нефтеконденсатный морской.

Задача: Разработка Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения и круглогодичный экспорт товарной смеси нефти и конденсата (сорт Novu Port) в Западную Европу.
Недропользователи: ООО «Газпромнефть-Ямал» (дочернее общество ПАО «Газпром нефть»).

Проект: Сандибинское
Статус: действующий.
МСЦ УВС: Сандибинский нефтяной морской.
Задача: Разработка Сандибинского нефтяного месторождения и отгрузка части добытой нефти в сезонную навигацию в Западную Европу (нефть сырая сандибинская).
Недропользователи: ОАО «РИТЭК» (дочернее общество ПАО «ЛУКОЙЛ»).

ФАКТЫ

11

сложившихся инвестиционных проектов будут реализованы в Арктической зоне

разработке газоконденсатных месторождений с производством сжиженного природного газа (СПГ) создаются два МСЦ УВС, отличающихся технологией подготовки и логистикой транспортировки продукции (СПГ и конденсата). Это происходит в проектах Ямал СПГ, Арктик СПГ 2 и Штокмановском.

Приведем краткую характеристику инвестиционных проектов и минерально-сырьевых центров.

Печорское море

Проект: Варандей

Статус: действующий.

МСЦ УВС: Варандейский нефтяной морской.

Задача: Разработка нефтяных месторождений Варандейского технологического центра добычи и круглогодичный экспорт смеси добываемой товарной нефти и нефти, поставляемой по нефтепроводу «Харьягинское месторождение – Южно-Хыльчужское месторождение», (Варандейская смесь) в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Башнефть-Полюс» (совместное предприятие ПАО АНК «Башнефть» – 74,9 % и ПАО «ЛУКОЙЛ» – 25,1 %), ООО «Нефтегазовая компания "Развитие Регионов"» (дочернее общество ООО «Полар ойл продактс»).

Проект: Приразломное

Статус: действующий.

МСЦ УВС: Приразломный нефтяной морской.

Задача: Разработка шельфового Приразломного нефтяного месторождения и круглогодичный экспорт товарной нефти (сорт ARCO) в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «Газпром нефть шельф» (дочернее общество ПАО «Газпром нефть»).



Проект: Ямал СПГ

Статус: строящийся.

МСЦ УВС: включает два центра, отличающиеся технологией подготовки и логистикой транспортировки продукции – Ямал СПГ газовый морской и Ямал СПГ конденсатный морской.

Задача: Обустройство и разработка большей части Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, производство сжиженного природного газа (СПГ) и круглогодичный экспорт СПГ и стабильного газового конденсата на мировые рынки, в том числе в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) через Севморпуть.

Недропользователи: ООО «Ямал СПГ» (ПАО «НОВАТЭК» 50,1%; Total 20%; CNPC (China National Petroleum Corporation – Китайская национальная нефтегазовая корпорация) 20%; Silk Road Fund (Фонд шелкового пути) – 9,9%). Доля Total в НОВАТЭК – 18,6%.

Проект: Арктик СПГ 2

Статус: проектируемый.

МСЦ УВС: по аналогии с Ямал СПГ будет включать два центра, отличающиеся технологией подготовки и логистикой транспортировки продукции – Арктик СПГ 2 газовый морской и Арктик СПГ 2 конденсатный морской.

Задача: Обустройство и разработка Салмановского (Утреннего) газоконденсатного месторождения, производство сжиженного природного газа (СПГ) и круглогодичный экспорт СПГ и стабильного газового конденсата на мировые рынки, в том числе в страны АТР через Севморпуть.

Недропользователи: ООО «Арктик СПГ 2» (ПАО «НОВАТЭК»), состав консорциума в процессе формирования.

ФАКТЫ

2

 судна

класса Arc 4 на условиях фрахта используются для транспортировки нефти с Новопортовского месторождения

Карское море, река Енисей

Проект: Пеляткинское

Статус: действующий.

МСЦ УВС: Пеляткинский конденсатный морской.

Задача: Разработка Пеляткинского газоконденсатного месторождения, поставка газа для нужд муниципальных образований города Норильск и Дудинки и круглогодичный экспорт стабильного газового конденсата в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «Таймыргаз» (дочернее общество ПАО «ГМК «Норильский никель»).

Проект: Таналау

Статус: заявленный.

МСЦ УВС: Таналау нефтяной морской.

Задача: Планируемое обустройство и разработка Пайяхского нефтяного месторождения, круглогодичный экспорт нефти на мировые рынки.

Недропользователь: АО «ННК-Таймырнефтегаздобыча» (дочернее общество ОАО «Независимая нефтегазовая компания»).

Баренцево море

Проект: Печора СПГ

Статус: не определенный.

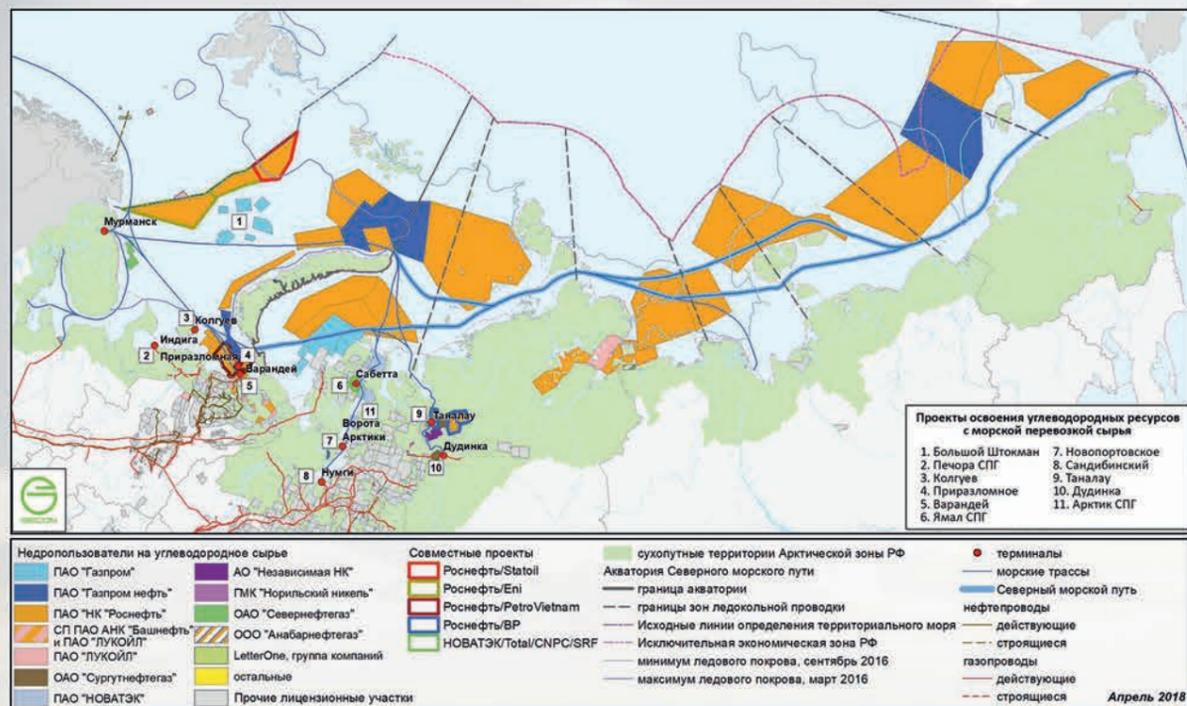
МСЦ УВС: Печора СПГ газовый морской.

Задача: Планируемое обустройство и разработка Коровинского и Кумжинского газоконденсатных месторождений, производство СПГ и круглогодичный экспорт на мировые рынки.

Недропользователи: Предприятия группы АЛЛТЕК – Кумжинское – ЗАО «СН Инвест», Коровинское – ООО «ЕвроСеверНефть». Оператор проекта ОАО «РН-Печора» (совместное предприятие ОАО «Роснефть» и группы АЛЛТЕК: ООО «РН-Газ» – 50,1 %, Si Eich Gaz PitiLtd (Сингапур, владеет «Печора СПГ») – 49,9 %).

Особняком стоит проект освоения Штокмановского месторождения. Судьба проекта не определена.

РИС. 1. Расположение МСЦ УВС и трассы морской транспортировки



Наиболее вероятной схемой его реализации является создание производства СПГ и последующий экспорт СПГ и конденсата на мировой рынок морским путем.

Прогноз объемов морской транспортировки в акватории Севморпути

Вывоз продукции арктических МСЦ УВС предполагает их транспортировку морским путем по Северному морскому транспортному коридору (СМТК), который образуют акватории арктических морей России и судоходные участки впадающих в них рек. Реализуемые в настоящее время проекты освоения месторождений нефти и газа расположены в западной части российской Арктики (рис. 1).

До настоящего времени вывоз продукции производится в западном направлении. Терминалы Печорского моря определяют грузопоток Поморского сектора СМТК, включающего акватории Печорского и Баренцева морей. Терминалы Обской губы и расположенные на реке Енисей формируют грузопоток сектора Севморпути. Из юго-западной части Карского моря перевозки осуществляются через пролив Карские ворота либо севернее мыса Желания архипелага Новая Земля и далее через Поморский сектор. Основной объем нефти в 2017 году (17 млн т или 95 % от общего объема углеводородного сырья) переваливались на рейде Кольского залива, где к началу 2018 года сформировалась

ФАКТЫ

11 ГАЗОВОЗОВ

класса Arc 4 планируется зафрахтовать для обеспечения проекта Ямал СПГ

система перевалки, состоящая из двух рейдовых перевалочных комплексов РПК «Норд» и РПК «ЛК «Волга» на основе танкеров типоразмера ULCC «Умба» и «Кола». Часть нефти (в рамках сезонной навигации), а также конденсат и СПГ проекта Ямал СПГ вывозится на мировой рынок напрямую.

Если танкеры терминалов Печорского моря (Варандей и Приразломная) действуют самостоятельно, то круглогодичный вывоз нефти, СПГ и конденсата терминалов Карского моря требует ледокольного обеспечения, которое предоставляет ФГУП «Атомфлот». Построенные для проектов Пеляткинское, Новопортовское и Ямал СПГ суда арктического ледового класса Arc 7, для которых в соответствии с «Правилами плавания в акватории Северного морского пути» и классификационными требованиями Российского морского регистра судоходства допускается самостоятельное круглогодичное плавание в юго-западной части Карского моря при всех типах навигации (экстремальная, тяжелая, средняя и легкая).

Использование судов ледового класса Arc 4 в юго-западной части Карского моря только в легких ледовых условиях и только под проводкой ледокола. Два судна этого класса на условиях фрахта используются для транспортировки нефти Новопортовского месторождения, для обеспечения проекта Ямал СПГ планируется фрахт 11 газозовов класса Arc 4.

В соответствии с заключенными контрактами, ФГУП «Атомфлот» обеспечивает поддержание каналов на реках Обь и Енисей, далее суда ледового класса Arc 7 следуют самостоятельно. Суда класса Arc 4 сопровождают до кромки льдов.

Планирование транспортировки СПГ в восточном направлении через Севморпуть требует ледокольной проводки и для судов класса Arc 7 в период зимне-весенней навигации: им разрешено самостоятельное плавание в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море только в условиях легкой навигации.

Оценка потребности в ледоколах определяется прогнозом арктического грузопотока, определяющее значение для которого имеет транспортировка углеводородных ресурсов.

Проведенный прогноз транспортировки углеводородных ресурсов основан на учете уральной добычи в соответствии с согласованными Центральной Комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений

ФАКТЫ

45 МЛН Т

Составит объем транспортировки в 2026 г. по согласованным проектам

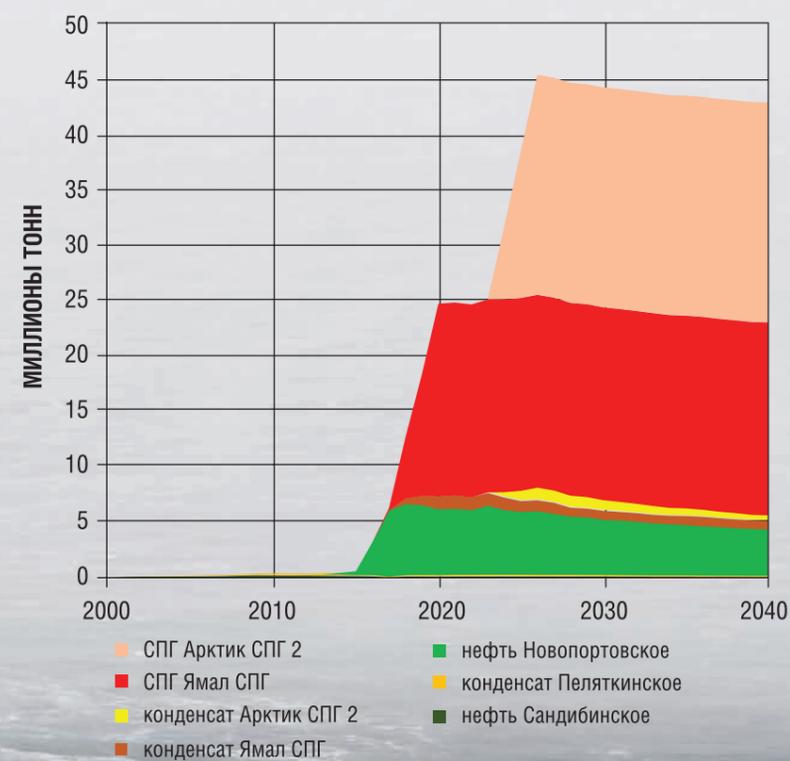
углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС). Объемы добываемой нефти и конденсата принимаются к перевозке полностью; объемы добываемого газа проанализированы с точки зрения обеспечения заявленных объемов производства СПГ.

Прогноз объемов транспортировки выполнен для всех МСЦ УВС с круглогодичной и сезонной перевозкой сырья, за исключением проекта Таналау (Пайяхская группа месторождений Нефтегазхолдинга). Запасы основного месторождения проекта, для которого был утвержден проект разработки – Северо-Пайяхского – списаны. Действующих проектов разработки нет. Текущие извлекаемые запасы нефти проекта составляют 163 млн т (по категории C1 – 39 млн т и по категории C2 – 124 млн т). Вместе с тем, по заявлению компании, предполагается начало вывоза нефти в 2023 году с достижением уровня более 20 млн т в 2029–2033 годах. В этом случае до 2040 года включительно будет вывезено 292 млн т нефти, что в два раза превышает величину текущих запасов (подготовленные ресурсы категории D0 выявлены только на площади Пайяхамалская – 2,2 млн т).

Исходя из оценки согласованных проектов разработки, основной объем грузопотока в акватории Севморпути будет связан с вывозом СПГ проектов Ямал СПГ и Арктик СПГ 2 (рис. 2).

Объемы транспортировки по согласованным проектам будут нарастать и превысят в 2026 году 45 млн т. Развитие геологоразведочных работ, в основном на Гыданском полуострове, несомненно, позволит увеличить объемы добычи, в первую очередь газа, что приведет к росту объемов транспортировки СПГ, производимого как на новых производствах, так и за счет расширения существующих.

РИС. 2. Объемы транспортировки углеводородного сырья в акватории Севморпути



KEYWORDS: Arctic, Arctic zone, energy resources, energy supply, liquefied natural gas.

ДОРОГА В АРКТИКУ

Стратегия развития и транспортная инфраструктура

ВОПРОСЫ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЯВЛЯЮТСЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМИ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ. СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОТРАЖАЕТ ЦЕЛИ И МЕХАНИЗМЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ВЗАИМОСВЯЗАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ВО ВСЕХ СФЕРАХ И НАПРАВЛЕНИЯХ НА ПЕРСПЕКТИВУ, ОПРЕДЕЛЯЕТ ПРИОРИТЕТЫ, ЗАДАЧИ РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ, МЕРЫ ПО ИХ ДОСТИЖЕНИЮ И РЕШЕНИЮ, ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ РАССЕЛЕНИЯ И ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВ НА ТЕРРИТОРИИ СТРАНЫ. КАКОВЫ ПРИОРИТЕТНЫЕ ЗАДАЧИ И КАК ОНИ РЕШАЮТСЯ?

ISSUES OF THE STRATEGIC PLANNING OF THE RUSSIAN FEDERATION ARE CRUCIAL FOR THE FORMATION OF THE STATE POLICY. THE DEVELOPMENT STRATEGY REFLECTS THE GOALS AND MECHANISMS OF THE ORGANIZATION AND INTERRELATED ACTIVITIES IN ALL THE AREAS IN A LONG TERM. SIMILARLY, IT DETERMINES PRIORITIES, OBJECTIVES FOR RUSSIA'S REGIONAL DEVELOPMENT, MEASURES TO BE TAKEN TO ACHIEVE AND SOLVE THEM, OFFERS RELATED TO THE IMPROVEMENT OF SETTLING SYSTEM AND FOREGROUND TRENDS FOR THE PRODUCTION SITE DEVELOPMENT AND DEPLOYMENT WITHIN THE COUNTRY. WHAT ARE THE TOP-PRIORITY OBJECTIVES AND HOW CAN THEY BE ACHIEVED?

Ключевые слова: транспортная инфраструктура, арктический регион, запасы углеводородов, морские и речные порты, стратегия развития.

Тагиева Наталья Константиновна, к.т.н., академик Международной академии транспорта, доцент МАДИ

Онегин Владимир Евгеньевич, академик Международной академии транспорта

Задачи стратегического развития России имеют приоритетное значение и определенную сложность реализации для Арктической зоны. Необходимо уделять особое внимание особенностям Арктического региона с учетом всего его потенциала:

- низкая плотность населенности,
- сложнейшие климатические условия жизнедеятельности и в то же время
- огромные запасы разведанных полезных ископаемых и осваиваемой их добычи.

Эти условия определяют особые цели и задачи развития территорий Арктики и должны рассматриваться не только в региональных планах развития, но и включаться в государственный план развития страны в качестве приоритетных с учетом всех сложностей разработки и практической реализации.

Рассматривая стратегию развития Арктики, необходимо определить место и значение транспортной

инфраструктуры в комплексе целей и задач развития России. Именно на этой основе должна формироваться и разрабатываться стратегия транспортного развития Арктического региона, определяться основная цель развития и пути ее реализации.

Фактическое состояние транспортного сообщения на материковой части Арктической зоны не позволяет говорить о наличии развитой транспортной инфраструктуры на этой территории.

Решение задачи обеспечения Арктики многие годы рассматривалось на основе функционирования Северного морского пути. В результате наземный транспорт на Арктической территории – это в основном автомобильные дороги временного пользования – зимники. Железнодорожный транспорт не обеспечивает требуемую доставку грузов по всей территории. Не все морские порты имеют круглогодичное транспортное сообщение с территориями Севера РФ. Речной транспорт имеет очень короткий период функционирования. Воздушный транспорт не обеспечивает доставку крупногабаритных грузов.

УДК 338.47



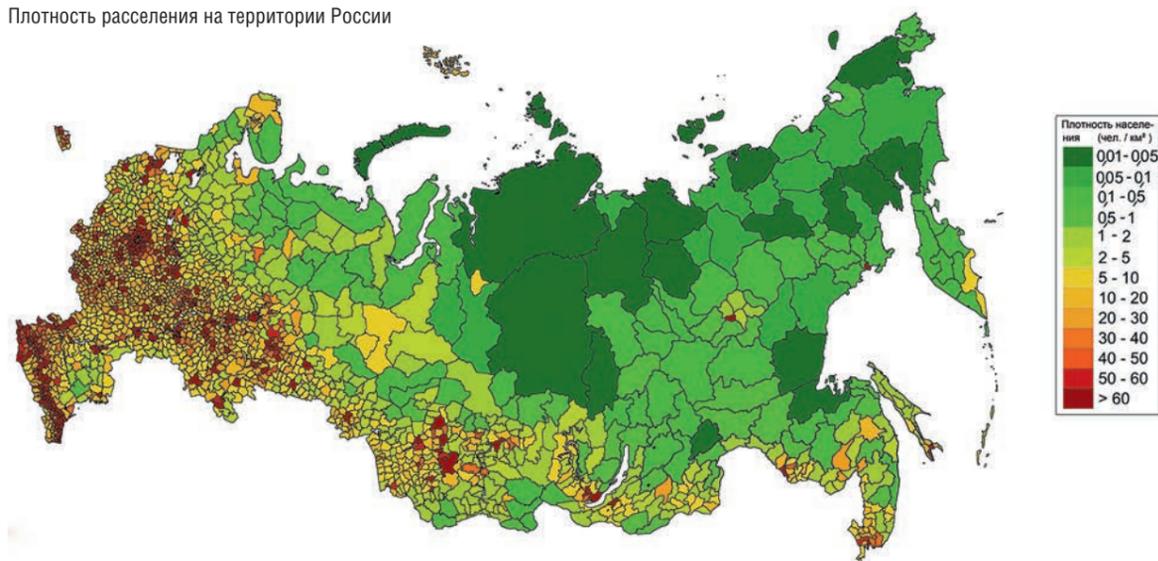
Таким образом, транспортная инфраструктура Арктической зоны в настоящий момент не обеспечивает в должной степени возможность всесезонной доставки грузов «до двери» как для предприятий, так и для жителей. В условиях постоянно растущего объема добычи полезных ископаемых, перспективных планов организации перерабатывающих и иных промышленных предприятий,

задача обеспечения их устойчивой всесезонной транспортной доступности на всей территории Арктической зоны РФ становится определяющей для развития регионов Арктики, для обеспечения современных условий жизнедеятельности и увеличения постоянно проживающего населения, социального развития Арктических регионов в целом. Развитая транспортная инфраструктура Арктической

зоны имеет и особое значение для решения стратегических задач. Реализация задачи повышения степени интегрированности и сбалансированности пространства РФ на Арктической территории во многом определяется наличием развитой транспортной инфраструктуры. Само понятие интеграции предусматривает научные, технические и иные связи не только между регионами, но и международное сотрудничество.

СХЕМА 1. Влияние транспортной инфраструктуры на решение стратегических задач





Для Арктики добыча полезных ископаемых – это удовлетворение потребностей экономики России и реального многостороннего международного сотрудничества при реализации экспортных возможностей. Решение этих вопросов в условиях Арктики возможно только при наличии сетей всепогодной эксплуатации наземного транспорта на всей территории Арктической зоны и с выходом на транспортные сети России, международные транспортные сети.

Максимальное раскрытие регионального и местного социально-экономического потенциала отдельных территорий страны также невозможно в Арктике без наличия развитой транспортной инфраструктуры. При обеспечении внутренней потребности и не обеспечении требуемого уровня жизни прекращается развитие, приток трудоспособного населения практически прекращается, а

значит, возникает потребность в сотрудничестве с соседними регионами, обмене опытом, дополнительными поставками сырья и материалов, готовой продукции. Решение этих задач требует обеспечения транспортной доступности, что определяется наличием на территориях современной развитой транспортной инфраструктуры.

Создание и функционирование современной транспортной инфраструктуры определяет не только эффективность, но и возможность реализации приоритетных направлений развития Арктики.

Развитая транспортная инфраструктура, имеющая выход на территорию всей страны, обеспечивает решение вопросов совершенствования системы расселения на территории, что определяется всепогодной транспортной доступностью на

территориях, в том числе на осваиваемых.

Так, именно вдоль автомобильных и железных дорог возникают новые населенные пункты, создаются объекты промышленности, развивается бизнес. Действенная система расселения, направленная на «постоянное жительство», определяется не только наличием производств, но и транспортной доступностью к населенным пунктам, местам производств, другим объектам.

Развитая транспортная инфраструктура определяет и решение вопросов совершенствования форм организации экономики и условий преференциального развития. В частности, решение вопросов освоения регионов Арктической зоны с запасами полезных ископаемых требует создания и развития производств, с возможностью минимизации вахтового метода добычи полезных ископаемых, который приводит к известным последствиям.

Это определяет не только строительство предприятий, но и создание соответствующей инфраструктуры для обеспечения их устойчивой работы, что диктует и необходимость создания современных условий проживания работающих. А это и определяется в результате решения задачи обеспечения всепогодной транспортной доступности с использованием различных видов транспорта.

Таким образом, транспорт является одной из системообразующих отраслей, обеспечивающих создание тесных связей со всеми элементами экономики и социальной сферы и определяющих их эффективное функционирование и развитие.

Основываясь на проведенном анализе и определении места и роли развитой транспортной инфраструктуры в стратегии развития регионов Арктической зоны Российской Федерации, можно считать целью разработки и реализации стратегии – обеспечение транспортной доступности на всей территории Арктики.

Задача комплексная, непростая и долгосрочная, как по трудоемкости и срокам реализации, так и по требуемым объемам финансирования. Но достижение именно этой цели в перспективе обеспечит эффективную реализацию приоритетных направлений развития и решения задач развития Арктического региона, среди которых мы считаем необходимым выделить:

- создание на территории Арктической зоны всепогодной эксплуатируемых сетей современной наземной транспортной инфраструктуры, обеспечивающей связь между регионами РФ и выход на транспортные сети Европы и Азии. Именно транспортные сети обеспечивают требуемый для развития регионов уровень внешних связей. Развитие сетей наземной транспортной инфраструктуры должно основываться на тесном сотрудничестве и взаимодействии федеральных, региональных и местных органов управления и транспортных структур, бизнеса при разработке и реализации проектов развития, с разделением функций органов

управления по разработке, реализации и финансирования проектов;

- организация деятельности, функционирования и оснащения объектов транспортной инфраструктуры на современном уровне. Современный уровень организационного, технологического и технического оснащения должен основываться на разработках и производстве продукции российских предприятий и организаций и наиболее эффективном зарубежном и отечественном опыте их применения;
- обеспечение морских и речных портов современной наземной инфраструктурой, включающей объекты сетей наземных видов транспорта, аэродромов. В частности, морские порты должны обеспечивать не только временное складирование грузов, но и оперативную их отправку потребителям с использованием всех видов транспорта. Это требует создания в зоне портов развитой транспортной структуры сети наземного, речного и воздушного транспорта, обеспечивающей доставку грузов по всей территории Арктики;
- обеспечение на Арктических территориях логистического взаимодействия всех видов транспорта, создание современных логистических центров и хабов в зонах доступности всех видов транспорта. Доставка грузов (независимо от их габаритов и массы) должна обеспечиваться специализированными организациями, владеющими современными логистическими технологиями и системами контроля и управления доставкой, современными логистическими центрами и промежуточными складскими центрами.

Затронув частично основные направления разработки стратегии развития транспортной инфраструктуры Арктической зоны России, мы понимаем, что многое требует дополнительного обсуждения и готовы принять в нем активное участие. ●

KEYWORDS: *transport infrastructure, Arctic region, hydrocarbon reserves, sea and river ports, development strategy.*



- Вентиляция
- Канализация
- Дымоудаление
- Видеонаблюдение
- Компьютерные сети
- Охранная сигнализация
- Системы контроля доступа
- Генераторы и электростанции
- Промышленные котельные
- Пожарная сигнализация
- Кондиционирование
- Электроснабжение
- Водоснабжение
- Энергоцентры
- Освещение
- Отопление

ОЖИВЛЯЕМ БЕТОННЫЕ КОРОБКИ



ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ С НУЛЯ ПОД КЛЮЧ
проектирование, монтаж, поставка оборудования
WWW.NEL-IT.RU

МЕТОД НАБРЫЗГА: ЗАЩИТА И НАДЕЖНОСТЬ

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ – ЭТО СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ, НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРВОЙ ЗАДАЧЕЙ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ОСОБЕННО ЭТО КАСАЕТСЯ ПОДВОДНЫХ ЧАСТЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОВРЕЖДЕНИЯ КОТОРЫХ МОГУТ ПРИВЕСТИ К КАТАСТРОФИЧЕСКИМ ПОСЛЕДСТВИЯМ. ПОЭТОМУ КРАЙНЕ ВАЖНО ПРАВИЛЬНО ВЫБРАТЬ ПОКРЫТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНУЮ БАЛЛАСТИРОВКУ И ЗАЩИТУ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ. КАКИЕ ПОКРЫТИЯ СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ?

MAIN PIPELINES ARE STRATEGIC FACILITIES, RELIABILITY AND SAFETY OF WHICH ARE THE NUMBER ONE IN THE PROCESS OF THEIR OPERATION. THIS IS ESPECIALLY TRUE FOR UNDERWATER PARTS OF THE PIPELINES, WHICH IN CASE OF A DAMAGE CAN LEAD TO CATASTROPHIC CONSEQUENCES. THEREFORE, THE RIGHT CHOICE OF COATINGS PROVIDING RELIABLE BALANCE AND PROTECTION AGAINST MECHANICAL DAMAGES IS EXTREMELY IMPORTANT. WHICH COATINGS DO RUSSIAN MANUFACTURERS PROVIDE TODAY?

Ключевые слова: защита трубопроводов, механические повреждения, трубопроводные покрытия, балластировка, технологии защиты трубопроводов.

Сипатров Владимир Игоревич,
ведущий инженер-технолог
ООО «Трубопроводные
покрытия и технологии»

Компания «Трубопроводные покрытия и технологии» является единственной производственной площадкой в РФ по нанесению наружного утяжеляющего и защитного бетонного покрытия с применением передовой технологии нанесения методом набрызга на поверхность стальных труб диаметром от 219 до 1420 мм.

С момента запуска предприятия в 2015 г. данная продукция применялась в крупных российских проектах: МГ «Краснодарский край – Крым», Калининградский терминал СПГ, газоотвод к комплексу СПГ в порту Высоцк, МГ «Сила Сибири» и др. Предприятие было признано международным экспертным сообществом и

получило допуск к участию в поставках для крупного проекта «Северный поток-2». Выпускаемая продукция прошла весь спектр квалификационных испытаний и сертифицирована ведущими международными и российскими обществами.

Основной функцией наносимого покрытия является надежная балластировка и защита трубопроводов от механических повреждений, а также агрессивного воздействия внешних сред.

Предприятие отличает высокий уровень механизации и автоматизации производственных процессов, а применение автоматизированной системы прослеживаемости позволяет осуществлять контроль и управление технологическим процессом в режиме реального времени, что дает возможность оценивать ход технологического процесса в целом.

Анализ отказов

Сооружение трубопроводов в сложных условиях – чрезвычайно трудная задача. К сложным условиям относятся и агрессивные типы грунтов, приводящие к коррозии, и прокладка в горной местности, где может произойти механическое повреждение наружной поверхности трубопровода скальными

РЕКЛАМА

грунтами, и строительство подводных переходов, разжижение грунта обратной засыпкой с возникновением значительных подъемных сил, выталкивающих трубопровод с проектных отметок, воздействием гидродинамических нагрузок от гидродинамических процессов при шторме, ветровых, приливных и других течениях, лобовом сопротивлении потоку, при размывании и возникновении подъемных сил, приводящих к росту изгибных напряжений в стенке труб, способных привести к серьезным дефектам, отказам и авариям.

К сложным условиям следует отнести и строительство в северной геокриологической зоне: в результате процессов, протекающих в многолетнемерзлых породах, трубопровод смещается с проектных отметок, труба может оголиться, что влечет ее повреждение.

Строительство трубопроводов в природоохраняемых зонах и на участках ненормативного сближения с объектами инфраструктуры сопряжено со значительными денежными затратами на компенсирующие мероприятия по предотвращению аварий и результатов их последствий.

Большое внимание к защитным функциям бетонного покрытия должно быть уделено при морской прокладке трубопроводов. Шанхайский научно-технологический университет так ранжирует причины аварий стальных морских трубопроводов:

- Постановка судов на якорь – 21 %.
- Внешнее воздействие тралов и судоходства – 30 %.
- Коррозия – 26 %.
- Структурные дефекты – 7 %.
- Материал – 6 %.
- Стихийное бедствие – 5 %.
- Строительство (1 %), обслуживание (1 %), человеческий фактор (1 %), операционный сбой (1 %), другие причины (1 %) – 5 %.

Т.о., наибольшее число аварий на линейной части магистральных трубопроводов происходило по причине механических воздействий, а также вследствие коррозии, что свидетельствует о необходимости предъявления особых требований к прочностным свойствам бетонных покрытий и их стойкости к внешним воздействиям.

Защита трубопроводов

Анализ причин аварий в качестве основной задачи выявляет необходимость обеспечения защиты трубопровода от внешних механических воздействий. Защита может быть обеспечена за счет сплошного обетонирования, заглубления в траншею, засыпки или укладки защитных конструкций.

Наиболее прогрессивным методом защиты, в значительной мере снижающим риск некачественного выполнения СМР, является строительство трубопроводов со сплошным обетонированием.

Набрызг-бетон (торкрет) – бетон, нанесенный на поверхность под давлением, с образованием уплотненного слоя, свойства которого отличаются от свойств обычного бетона. По сравнению с обычным бетоном торкрет обладает повышенной механической прочностью, морозостойкостью, водонепроницаемостью, лучшим сцеплением с поверхностью обрабатываемой конструкции

Нанесение бетонного покрытия на производственной площадке компании производится методом набрызга, на установке по нанесению покрытий, спроектированной и изготовленной мировым лидером в производстве оборудования для наружных балластных/защитных покрытий «Bauhuis». Приготовление бетонной смеси производится на стационарном бетонном заводе «ELKOMIX-135», интегрированном в технологический процесс производства обетонированных труб. Процесс приготовления смеси полностью автоматизирован. Однородность смеси обеспечивается автоматизированной системой контроля и управления дозированием материалов, процессом перемешивания материала, нанесения бетонного покрытия. Заполнители из бункеров-хранилищ после системы дозировки ленточным конвейером подаются в двухвалковый смеситель, в который из силосов с помощью шнеков через системы дозирования поступают вяжущее вещество и вода. В смесителе готовится бетон, который равномерно выгружается и через питающий и ускоряющий конвейер подается на валки. Валки, частота вращения которых составляет порядка 2000 об./мин., производят набрызг бетона на вращающуюся трубу,

перемещающуюся под валками на тележке обетонирования.

К преимуществам метода набрызга можно отнести:

- при производстве бетонного покрытия применяется сверхжесткая бетонная смесь с неизменным, определенным, низким водоцементным отношением, что способствует быстрому набору проектной прочности. Также может проводиться тепловлажностная обработка бетона в автоматизированных (SCADA системы) пропарочных камерах, позволяющих достигать

проектной прочности на первые сутки отверждения. Прочность бетонного покрытия в возрасте 1–2 суток составляет не менее 50 МПа (при нормируемой не менее 40 МПа на 28 сутки);

- применяемые для тепловлажностной обработки цемента I-й группы, портландцементы на низкоалюминатных клинкерах позволяют получать покрытие с прочностью в 28-суточном возрасте на 10–15 % превышающей прочность бетона естественного твердения;
- высокая отпускная прочность покрытия на сжатие, по сравнению с другими способами нанесения балластных/защитных покрытий. В общем случае прочность покрытия в возрасте 5–7 сут достигает 70 МПа. Стабильность результатов испытаний по всему массиву наносимого покрытия;
- высокая уплотняемость покрытия, обеспечиваемая методом нанесения, позволяет получать бетон без воздухоовлечения (отсутствие пор), что гарантирует его высокую механическую прочность, сплошность, однородность, а также повышенную трещиностойкость.

Помимо контроля прочности покрытия по всему массиву,

Требования к бетонам	Классы сред эксплуатации																	
	Неагрессивная среда	Карбонизация			Хлоридная коррозия							Замораживание – оттаивание	Химическая коррозия					
					Морская вода			Прочие хлоридные воздействия										
	Индексы сред эксплуатации																	
X0	XC1	XC2	XC3	XC4	XS1	XS2	XS3	XD1	XD2	XD3	XF1	XF2	XF3	XF4	XA1	XA2	XA3	
Максимальное В/Ц	–	0,65	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45	0,45	0,55	0,5	0,45	0,55	0,55	0,5	0,45	0,55	0,5	0,45
Минимальный класс по прочности В	15	25	30	37	37	37	45	45	37	37	45	37	30	37	37	37	37	45
Минимальный расход цемента, кг/м³	260	280	280	300	300	320	340	300	300	320	300	320	340	300	320	360		
Минимальное воздуховлечение, %	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,0 ¹⁾	4,0 ¹⁾	4,0 ¹⁾	–	–	–
Прочие требования	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Заполнитель с необходимой морозостойкостью			Сульфатостойкий цемент ²⁾		

¹⁾ Для эксплуатации в условиях попеременного замораживания – оттаивания бетон должен быть испытан на морозостойкость.

²⁾ Когда содержание SO4 соответствует XA2 и XA3, целесообразно применение сульфатостойкого цемента.

качество покрытия гарантируется комплексом стендовых испытаний, при постановке продукции на производство.

Повышение надежности

Одной из главных причин отказа стальных трубопроводов является их наружная коррозия. Проникновение агрессивной среды в массив бетонного покрытия и воздействие перепадов температур приводят к снижению его прочности. В случае, когда покрытие подвергается воздействию морской воды, агрессивная среда классифицируется по воздействию солей. При действии попеременного замораживания и оттаивания агрессивная среда классифицируется по водонасыщению. При действии химических агентов из почвы, грунтовых вод, коррозионная среда классифицируется по присутствию агрессивных агентов.

В мировой практике, а также в действующем в качестве государственного стандарта РФ ГОСТ устанавливаются требования к бетонам и железобетонным конструкциям в зависимости от классов сред эксплуатации.

Учет данных требований обеспечивает срок эксплуатации труб не менее 50 лет.

Мероприятия по обеспечению коррозионной стойкости наружных бетонных покрытий, наносимых методом набрызга на производственной площадке компании, в соответствии с ГОСТ 31384-2008:

- разрешенные виды и марки (классы) составляющих бетона. Все заполнители, используемые для производства покрытий, имеют соответствующие заключения о пригодности к применению и стойкости (инертности) к воздействию агрессивных сред. Данные заключения выдаются после проведения широкого спектра испытаний заполнителей в аккредитованных сторонних лабораториях (АО «НИЦ «Строительство», ООО «Испытательная лаборатория «Стройэксперт», ADMATERIALS TECHNOLOGIES PTE LTD (Singapore));
- максимально допустимая величина водоцементного отношения. Неизменное, низкое водоцементное отношение (В/Ц). В общем случае данный параметр для набрызг-бетона значительно меньше 0,4 (В/Ц < 0,4);

- минимально необходимое содержание цемента в бетоне. Содержание цемента в бетонном покрытии $\geq 400 \text{ кг/м}^3$;
- отсутствие воздуховлечения. В результате нанесения набрызг-бетона на поверхность трубы под значительным давлением образуется уплотненный слой покрытия;
- использование цементов высоких марок. При производстве бетонного покрытия применяются портландцементы не ниже ЦЕМ I 52.5Н (CEM I 52.5N);
- специальные способы укладки и уплотнения бетонных покрытий (набрызг, торкретирование). Высокая уплотненность покрытия позволяет получать бетон с пониженной проницаемостью и, как следствие, высокой коррозионной стойкостью покрытия к воздействию агрессивных сред и воздействию окружающей среды (сульфатостойкость, водонепроницаемость, морозостойкость и т.д.);
- применяемый портландцемент без минеральных добавок при производстве имеет уникальный состав (массовая доля щелочных оксидов – не более 0,6%),

полностью соответствует требованиям спецификации проекта «Северный поток-2» (портландцемент, пригодный для применения в морских условиях, ASTM C150 тип II) и относится к цементам I-й группы, портландцементы на низкоалюминатных клинкерах. А по некоторым своим свойствам приближается к специальным цементам: C3S – 63,5 %; C3A – 6,5 %; C3A + C4AF – 17,6 %; Al2O3 – 4,8 %; MgO – 2,5 %. Нормируемый минералогический и химический состав применяемого цемента позволяет обеспечить повышенную сульфатостойкость, коррозиестойкость (как самого бетона, так и армирующих элементов), морозостойкость и трещиностойкость бетонного покрытия;

- общее количество химических добавок при их применении для приготовления бетона не должно составлять более 5 % массы цемента. При производстве бетонных покрытий добавки не применяются, так как отсутствуют надежные подтверждения обеспечения долговечности бетона при их применении.

Как видно из приведенного описания, наносимое методом набрызга бетонное балластное/защитное покрытие полностью соответствует требованиям ГОСТ 31384-2008, что полностью обеспечивает его долговечность и надежность при применении выпускаемых компанией обетонированных труб.

Область применения

Производимые компанией защитные покрытия имеют широкую область применения при различных способах прокладки трубопроводов:

- Бестраншейная прокладка по управляемой траектории переменного радиуса с торцевым приложением усилия протаскивания (например, горизонтально-направленное бурение).
- Бестраншейная прокладка по управляемой траектории переменного радиуса с боковым приложением усилия протаскивания (например, Direct Pipe).
- Бестраншейная прямолинейная прокладка с торцевым приложением усилия

продавливания (например, прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование).

- Бестраншейная прямолинейная прокладка или криволинейная прокладка с постоянным радиусом траектории при боковом приложении усилия продавливания (метод кривых).
- Траншейная прокладка укладкой с бровки траншеи, вантовые и балочные переходы.
- Траншейная прокладка протаскиванием по дну траншеи.

Кроме того, использование труб с защитным покрытием имеет следующее преимущества:

- исключение возможности повреждения антикоррозионного покрытия на этапах транспортировки, строительных или ремонтных работ и эксплуатации газопроводов за счет защитного бетонного покрытия труб, что обеспечивает увеличение срока службы объекта;
- повышенная механическая прочность покрытия, армированного пространственным арматурным каркасом и/или стальной сеткой, позволит минимизировать риски повреждения трубопровода при строительстве и эксплуатации, а также позволит в случае возникновения ЧС (аварий) значительно снизить результаты их последствий. Данный тип покрытия применяется при строительстве участка МГ «Сочи – Кудепста», проходящего в зоне ненормативного сближения с жилыми постройками, а также в районе особой экологической зоны курорта Сочи;
- при строительстве переходов трубопроводов способом наклонно-направленного бурения, при прокладке скважины в сложных геологических условиях для сохранности изоляционного покрытия трубопроводной плети могут применяться трубы с защитным покрытием, что позволяет отказаться от применения дорогостоящего кожуха из стальных труб, а также снизить затраты на проведение буровых работ (снижение диаметра ствола скважины);
- широкий диапазон плотностей защитных покрытий позволяет проводить балластировку

трубопроводов при прокладке инженерных коммуникаций методом горизонтально направленного бурения. Находящийся в заполненном раствором буровом канале пустотелый трубопровод может всплывать и прижиматься к стенкам ствола скважины, увеличивая трение при протягивании. При значительной протяженности горизонтального участка скважины, для уменьшения величины плавучести трубопровода и снижения тяговых усилий, следует предусматривать балластировку и защиту трубопровода;

- применение труб с защитным покрытием на участках трубопроводов, оснащенных балластирующими устройствами охватывающего, кольцевого и других типов, позволяет осуществлять монтаж средств балластировки/защиты (СБ) непосредственно на покрытие, без использования средств защиты трубопровода (снижение трудозатрат на монтаж СБ, издержек на закупку средств защиты). При применении труб с наружным защитным покрытием увеличивается балластирующая способность трубопровода (за счет веса покрытия), что позволяет увеличить шаг между СБ и, как следствие, снизить их количество или полностью от них отказаться.

Трубы с балластным бетонным покрытием могут быть успешно применены для строительства, ремонта и реконструкции подводных переходов трубопроводов, переходов через болота, укладки на обводненных участках местности и морских участках для обеспечения устойчивости проектного пространственного положения трубопровода и его защиты от внешних воздействий. ●

KEYWORDS: pipeline protection, mechanical damage, pipeline coatings, balancing, pipeline protection technology.

ООО «Трубопроводные покрытия и технологии»
Россия, 404103, Волгоградская обл., г. Волжский, ул. Александра, 63
тел./факс: +7 (499) 705-18-58
e-mail: info@concpipe.ru
www.concpipe.ru

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ АРКТИКИ ОТ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Айсматуллин Ильмар Раисович,
ООО «НИИ Транснефть»,
научный сотрудник
лаборатории разработки
планов ликвидации
разливов нефти
управления промышленной
безопасности, охраны труда
и экологии

Веретельник Денис Анатольевич,
ООО «НИИ Транснефть»,
старший научный
сотрудник лаборатории
экологии и рационального
природопользования
управления промышленной
безопасности, охраны труда
и экологии

Слепнёв Владислав Николаевич,
ООО «НИИ Транснефть»,
старший научный
сотрудник лаборатории
разработки планов
ликвидации разливов нефти
управления промышленной
безопасности, охраны труда
и экологии

Шестаков Роман Юрьевич,
ООО «НИИ Транснефть»,
старший научный сотрудник
лаборатории промышленной
безопасности и охраны труда
управления промышленной
безопасности, охраны труда
и экологии

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ПОРЯДОК РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМОГО ПОДХОДА К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, РАСПОЛОЖЕННОГО В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ОСНОВАН НА АНАЛИЗЕ РИСКА И КОМПЬЮТЕРНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ

THIS ARTICLE PRESENTS THE PROCEDURE FOR EXERCISING SYSTEMATIC APPROACH TO PROVIDING THE INDUSTRIAL SAFETY OF THE TRUNK PIPELINE LOCATED IN THE RUSSIAN ARCTIC. THE PROPOSED APPROACH IS BASED ON THE RISK ANALYSIS AND COMPUTER SIMULATION OF THE ORIGIN AND DEVELOPMENT OF THE EMERGENCY AT THE DANGEROUS PRODUCTION FACILITY

Ключевые слова: ArcGIS, Арктическая зона РФ, Заполярье-Пурпе, георешетка, защитные сооружения, магистральный нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, моделирование, оценка риска, разлив нефти.

Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО), которыми, в частности, являются и магистральные трубопроводы, – одна из основных задач, стоящих перед организациями топливно-энергетического комплекса (ТЭК) [1, 2]. Мероприятия по предупреждению, прогнозированию возникновения и развития аварийных ситуаций, а также планированию локализации и ликвидации последствий аварий позволяет организациям не только экономить на сокращении ущерба (природным ресурсам, окружающей среде, третьим лицам), избегать человеческих жертв, но и восстанавливать функционирование ОПО в кратчайшие сроки (а при удачном раскладе – не допускать остановки работы). Комплекс таких мероприятий требует системного подхода для рационального распределения ресурсов, правильной оценки риска возможных аварий, а также поиска возможных решений, направленных на увеличение эффективности всех указанных выше процессов.

Данная статья посвящена применению подобного системного подхода для разработки мероприятий и сооружений с целью

защиты территорий от разлива нефти (или нефтепродуктов) при возможной аварии на магистральном трубопроводе. Объектом исследования настоящей работы является первый в России магистральный трубопровод, расположенный за Полярным кругом, «Заполярье – Пурпе» (рисунок 1), самый северный трубопровод системы «Транснефть». Выбор обусловлен несколькими причинами: во-первых, доступностью информации, поскольку проект достаточно новый (ввод трубопровода в эксплуатацию состоялся в начале 2017 года), и при его проектировании и строительстве использовались современные методы обследования, что позволило создать достаточно большой пласт оцифрованных данных; во-вторых, преимущественно надземный способ прокладки, что позволяет пренебречь нюансами выхода нефти на земную поверхность, влиянием этого процесса на распространение разлива; в-третьих, сложность локализации и ликвидации разливов нефти в условиях Арктической зоны делает задачи прогнозирования возникновения и развития аварий и планирования мероприятий по минимизации или недопущению ущерба окружающей

УДК 621.6

РИС. 1. Магистральный нефтепровод «Заполярье–Пурпе»



среде наиболее остро стоящими и требующими комплексного решения.

В статье представлен алгоритм системного подхода, разработанный специалистами ООО «НИИ Транснефть» с целью повышения промышленной безопасности объектов трубопроводного транспорта; результаты оценки обстановки на окружающей местности и оценки риска возникновения аварийной ситуации; методика построения цифровой модели местности (ЦММ) исследуемого объекта, методика и результаты моделирования разливов нефти; основанные на комплексном анализе имеющихся и полученных в ходе исследований данных предложения по организации защитных сооружений с целью минимизации ущерба, наносимого хрупкому природному равновесию Российской Арктики. Представляемая вниманию читателя работа носит методический характер и призвана показать один из путей повышения промышленной безопасности ОПО с применением современных программных средств.

Методы

Исследование было построено по алгоритму, который был предложен в работах [3, 4] и получил развитие в работах [5–7]. В общем виде последовательность действий системного подхода представлена на рисунке 2. Дадим несколько пояснений к каждому из этапов.

При анализе рельефа и местности производится поиск и определение исходных данных для реализации последующих этапов. Исходными данными для построения ЦММ могут служить (в зависимости от возможностей и целей организации при реализации системного

подхода, а также определённой точности): данные из источников, находящиеся в свободном доступе в сети Интернет (например, для грубых расчётов – SRTM с точностью по высоте 18–90 м и пр.), результаты инженерных изысканий (в т.ч. лазерного сканирования), генеральные планы расположения ОПО с высотными отметками (в зависимости от качества данных точность может быть до 20 см и выше). Анализ местности расположения ОПО позволяет определить характер поведения нефти при разливе, в частности климатические условия и природа грунтов позволяют учитывать при моделировании аварийной ситуации испаряемость легких фракций, глубину и скорость впитывания нефти в грунт, что позволяет более детально определять

форму и местоположение зеркала разлива. Создание ЦММ в рамках данной работы осуществлялось в программных комплексах Autodesk Map3D, ESRI ArcGIS и Quantum GIS путём импорта материалов инженерных изысканий (данных лазерного сканирования) и дальнейшей частичной актуализацией отдельных планово-высотных данных.

По итогам анализа рельефа и местности определяются также зоны и объекты приоритетной защиты, т.е. такие участки местности, попадание на которые разлива нефти в перспективе наносит наиболее тяжёлый ущерб. В общем случае к объектам приоритетной защиты относятся расположенные вблизи ОПО населённые пункты, автомобильные и железные дороги, природоохранные зоны и территории заповедников, водные объекты (реки, озёра, моря). Определение указанной группы территорий имеет основополагающее значение при планировании защитных мероприятий, поскольку защита перечисленных объектов становится первоочередной задачей при возникновении аварийной ситуации. Оценка зон и объектов приоритетной защиты осуществляется визуально на основе имеющейся актуальной картографической информации, данных из сети Интернет.

РИС. 2. Алгоритм системного подхода



Моделирование разлива нефти – процесс достаточно длительный, в особенности на участках с подробной и точной ЦММ, поэтому для сокращения времени и оптимизации трудозатрат в системный подход включен анализ риска возникновения аварийных ситуаций. Анализ риска позволяет определить наиболее опасные с точки зрения вероятности и потенциального ущерба участки трубопровода. В ходе оценки риска рассматриваются различные сценарии протекания аварии, оценка возможности их реализации и анализ возможных последствий. В рамках расчёта показателей риска также проводится оценка объёмов нефти, вытекающей из трубопровода при аварии, которые лягут в основу моделирования распространения разливов. Оценка риска возникновения аварии, оценка объёмов вытекшей нефти, проводилась в соответствии с [8] с использованием таких программных средств, как «ТОХ+Risk» (версия 5.2) и «Риск-нефть-трубопровод» (версия 1.3). Стоит отметить, что в методику оценки объёмов истечения закладываются особенности режима эксплуатации трубопровода, степень его автоматизации, технические характеристики, профиль трассы. В общем виде суммарный объём истечения нефти при аварии рассчитывается по формуле:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (1)$$

где V_1 – объём нефти, вытекше с момента повреждения до остановки перекачки, т.е. в напорном режиме, m^3 ;

V_2 – объём нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия трубопроводной арматуры, т.е. в безнапорном режиме, m^3 ;

V_3 – объём нефти, вытекшей с момента закрытия трубопроводной арматуры до прекращения утечки (до момента прибытия аварийно-восстановительной бригады и ликвидации утечки или до полного опорожнения отсеченной части МН), m^3 .

Компьютерное моделирование проводится для участков, отобранных по итогам реализации предыдущих этапов системного подхода. Количество точек моделирования и расстояние между ними определяется целями моделирования и точностью

исходных данных ЦММ. Для моделирования распространения разливов нефти применялся модуль «Разлив нефтепродуктов (суша)» для программного комплекса ArcGIS [9], разработанный на основе [10].

Распространение нефти во времени и пространстве описывается нелинейным дифференциальным уравнением:

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \text{div} \left(\min \left(D, \frac{c}{|\nabla H|} h \nabla H \right) \right), \quad (2)$$

решением которого является разностная аппроксимация уравнения:

$$H(t + \tau) = H(t) - a \sum_{k=1}^4 \min(d |\nabla H_k|, b h_k) \frac{H_k - H_0}{d |\nabla H_k|} \quad (3)$$

где $H(x, y, t)$ – абсолютная высота поверхности нефтяного разлива в конкретный момент времени;

h – абсолютная глубина нефтяного слоя;

$D = \frac{\lambda \rho g}{K}$ – константа 1, где λ – глубина поверхностного слоя нефти; ρ – плотность нефти; g – ускорение свободного падения; K – коэффициент пропорциональности; $c = \frac{D}{\lambda}$ – константа 2;

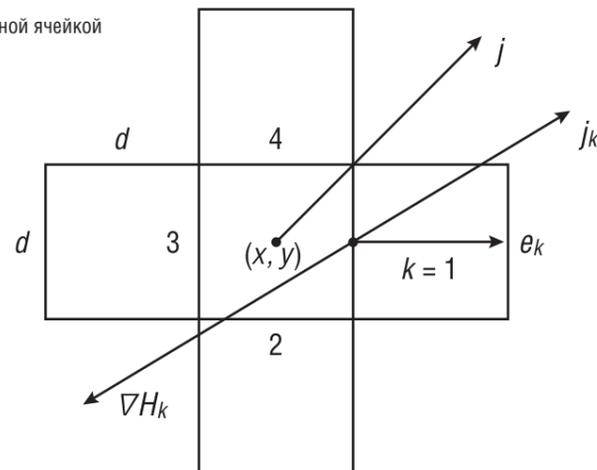
d, τ – размеры пространственно-временной сетки ($d \times d \times t$) дискретных точек поля H (на рассматриваемую территорию накладывается квадратная сетка, рисунок 3);

∇H_k – градиент скалярного поля H на k -ом ребре ячейки сетки;

h_k – высота столба жидкости в той из двух соседних ячеек сетки, где уровень нефти H больше (это позволяет избежать отрицательных значений h при моделировании);

РИС. 3. Сетка с квадратной ячейкой

k – номер ребра,
 d – размер ребра,
 j_k – вектор поля j на k -ом ребре ячейки,
 H_k – градиент скалярного поля H на k -ом ребре ячейки,
 e_k – вектор длины d , перпендикулярный k -му ребру ячейки



$a = \frac{\tau D}{d^2}$ и $b = \frac{cd}{D}$ – безразмерные коэффициенты.

Модель распространения нефтяного загрязнения дополняется моделями просачивания нефти в почву. В методике [10] предлагается две такие модели: экспоненциальной фильтрации и линейной фильтрации.

Модель экспоненциальной фильтрации записывается в форме:

$$h(t + \tau) = h(t)e^{-\beta\tau} \quad (4)$$

Модель линейной фильтрации представляется в форме:

$$h(t + \tau) = h(t) - v_{j0}\tau \quad (5)$$

В формулах (4) и (5) фигурируют следующие величины:

$v_j(t)$ – скорость фильтрации в зависимости от времени, v_{j0} – постоянная скорость фильтрации;

$h(t)$ – глубина слоя нефти;

$\beta = \frac{v_j(0)}{h(0)}$ – показатель затухания экспоненциального процесса.

Модели, изложенные в [10], легли в основу процедуры «Численный расчёт» программного модуля «Разлив нефтепродуктов (суша) в виде алгоритма, представленного на рисунке 4.

Результаты моделирования анализируются, определяются места поражения разливом объектов приоритетной защиты, предлагаются защитные мероприятия и сооружения, которые позволяют избежать попадания нефти на защищаемые территории. Для проверки защитных сооружений может быть проведена процедура повторного моделирования.

РИС. 4. Блок-схема алгоритма процедуры «Численный расчёт»

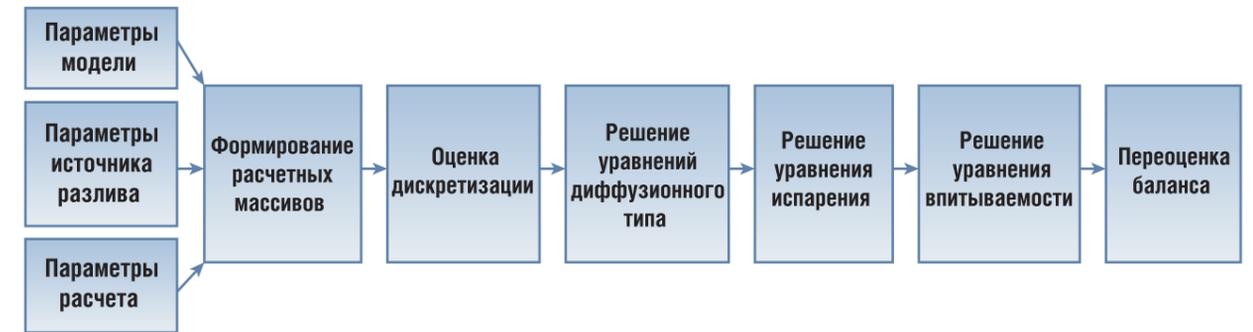
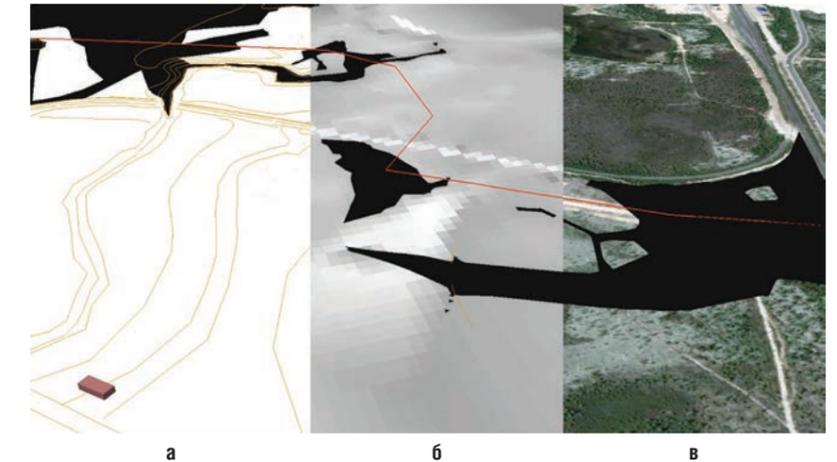


РИС. 5. Пример построения ЦММ и нанесения поверх ЦММ космоснимка



а) изолинии рельефа; б) ЦММ в формате регулярной сетки рельефа GRID; в) наложение поверх ЦММ космоснимка

Изложив системный подход, рассмотрим основные результаты его применения при исследовании магистрального нефтепровода (МН) «Заполярье – Пурпе».

Результаты

МН «Заполярье – Пурпе» проложен по территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в условиях арктического климата. Климат отличается тёплым, но сравнительно коротким летом, и продолжительной суровой зимой. В районе прокладки преобладают сложные геологические условия: протяжённые участки многолетнемерзлых грунтов (далее – ММГ), наличие слабонесущих и пучинистых грунтов.

Смесь нефтей, планируемая к перекачке, характеризуется температурой застывания до $+17^\circ\text{C}$ и высокой вязкостью. По этим причинам предусмотрен подогрев нефти до 60°C на специально оборудованных пунктах подогрева, расположенных по трассе [11].

Основным выбран надземный способ прокладки нефтепровода, поскольку при подземной прокладке «горячего» нефтепровода на участках распространения ММГ будут формироваться ореолы оттаивания вокруг нефтепровода с образованием протяжённых обводнённых зон вдоль трубы. Это приводит к активному развитию эрозионных процессов, которые приводят к деформации грунтов, последствиями которой могут являться неоднородные перемещения трубопровода, что может повлечь за собой нарушение целостности трубопровода и возникновение аварийной ситуации [11]. Подобные процессы также могут быть вызваны аварийным разливом «горячей» нефти на грунт. Равным образом деформация

грунтов может быть вызвана проведением работ по локализации и ликвидации разлива нефти в условиях Арктической зоны, рекультивации нефтезагрязнённых земель.

На основе результатов лазерного сканирования средствами программных комплексов Quantum GIS, ESRI ArcGIS и Autodesk Map3D была построена ЦММ выбранного участка трубопровода, а также для улучшения процесса визуализации созданы дополнительные трехмерные модели объектов инфраструктуры (ЛЭП, строения, объекты ТЭК и пр.). Дополнительно для лучшей визуализации и ориентирования на местности был использован космоснимок (растр), полученный из сети Интернет, в дальнейшем трансформированный и спроецированный на матрицу высот ЦММ. Пример построения ЦММ и наложения космоснимка представлен на рисунке 5. Растр позволяет более точно ориентироваться на местности и проводить оценку территорий приоритетной защиты.

Пример определения объектов приоритетной защиты на участке трубы представлен на рисунке 6. Коридор местности, который был получен по результатам создания ЦММ, ограничен полосой шириной в 1400 метров (по 700 метров в стороны от оси МН). Равнинный характер местности прокладки МН позволяет ограничиться данной полосой и не расширять ее, однако, при более крутом рельефе распространение разлива может происходить на более удалённые расстояния от оси трубопровода и тогда будет необходимо расширение исследуемой ЦММ. Возможности модуля «Расчёт нефтепродуктов (суша)» не предполагают моделирования разлива на поверхности водных объектов, поэтому моделирование в рамках данной работы проводилось с допущением, что при попадании в водный объект не происходит выхода нефти за его пределы, водные объекты были нанесены на ЦММ посредством углубления рельефа в местах их расположения.

РИС. 6. Пример определения объектов приоритетной защиты вблизи трассы прокладки МН



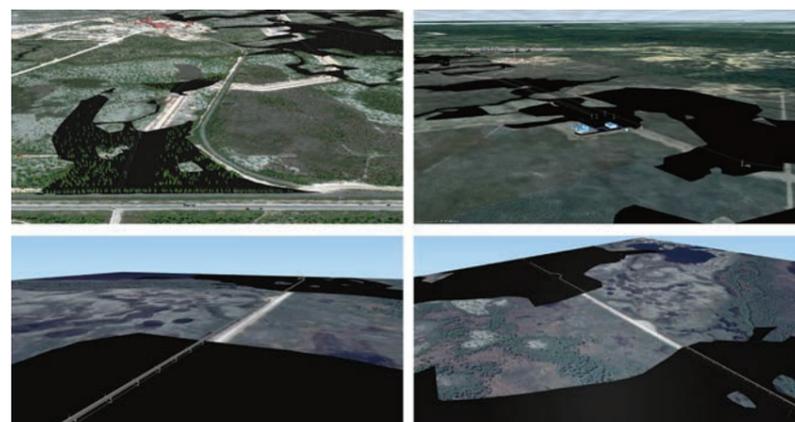
По результатам анализа 107 аварий на объектах магистрального трубопроводного транспорта [3, 4] характерными чертами сценария протекания разлива нефти были отмечены: отсутствие человеческих жертв и отсутствие воспламенения вытекшей нефти. Об отсутствии человеческих жертв также может свидетельствовать и расположение МН «Заполярье – Пурпе» – район прокладки трубопровода малонаселен. Результаты оценки риска возникновения аварий на МН «Заполярье – Пурпе» не позволили выделить наиболее опасные участки, поскольку трубопровод построен недавно и отражает в своих проектных и строительных решениях высокий уровень техники и технологии, применяемый при его конструировании, что обеспечивает высокий уровень его безопасности. По итогам оценки риска все участки (протяженность участка – 1 км) выбранного МН характеризуются «малой», реже «средней» сравнительной степенью опасности аварии. «Средняя» сравнительная степень опасности обусловлена вероятностью попадания разлива нефти в водный объект.

РИС. 7. Пример результатов моделирования разлива (в формате 2D)



Методический характер работы позволил удовлетвориться данными результатами оценки риска и провести дальнейшее моделирование на достаточно протяженном участке исследуемого трубопровода (порядка 33 км). Для рассмотрения варианта нанесения наибольшего потенциального ущерба при моделировании был рассмотрен вариант гильотинного разрыва трубопровода, как наиболее опасный вариант развития аварийной ситуации, связанный с наибольшим объемом выхода нефти в окружающую среду. Точки истечения нефти выбирались через каждые 500 метров по трассе трубопровода, объем выхода нефти варьировался (по данным расчета в «Риск-нефть-трубопровод») в зависимости от высоты рельефа, точки профиля трассы и удаленности точки от задвижки от 1456,15 до 3833,57 м³. При моделировании для отражения наиболее удаленных участков возможного загрязнения нефти не

РИС. 8. Визуализация результатов моделирования в формате 3D



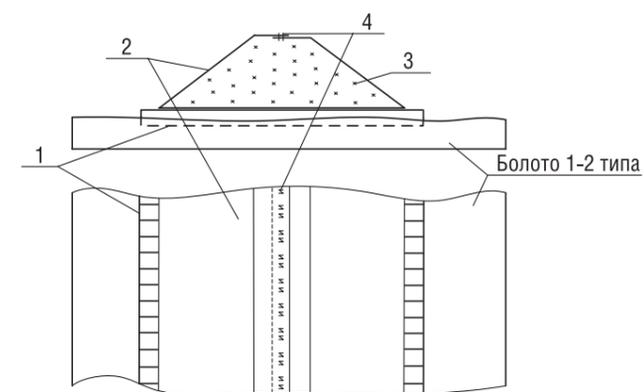
учитывались процессы испарения и впитывания нефти в грунт (такой вариант, в сущности, вполне возможен в рассматриваемом районе, при условии насыщенности грунта водой при весеннем растеплении и невысокой температуре окружающего воздуха). Пример результатов моделирования представлен на рисунке 7. На рисунке 8 представление результатов визуализировано в 3 D.

Поскольку в условиях Арктической зоны земляные работы при локализации и ликвидации разливов нефти необходимо сводить к минимуму для недопущения деформации и растепления ММГ, то и защитные сооружения необходимо устраивать с учётом подобного рода тонкостей размещения МН. В качестве рационализаторского предложения для сокращения загрязнённых территорий предлагается устройство защитных сооружений двух типов – защитного обвалования (конструктив представлен на рисунке 9) или укладка георешеток (в один или несколько слоёв).

Защитное обвалование представляет собой уложенное на слабонесущий грунт (болота I – II типа) основание, состоящее из бревен (1), жестко скрепленных между собой. На основание (1) настиляется нетканый синтетический материал (НСМ) (2), в НСМ засыпается песчаная подушка (3), которая впоследствии сшивается синтетическими нитями (4).

Альтернативой может служить уложенная в один или несколько

РИС. 9. Конструктив защитного обвалования



слоев георешетки (общий вид представлен на рисунке 10), часто используемая в арктических условиях для прокладки временных дорог, ячейки которой заполняются соответствующим местности грунтом.

Для экономии времени при реагировании на аварийную ситуацию за счёт доставки средств локализации и ликвидации, вдоль трассы МН могут быть устроены опорные пункты, расположенные в непосредственной близости к участкам трубопровода, ущерб от аварии на которых наиболее значителен. Опорные пункты оборудуются как площадки с оборудованием и приспособлениями, позволяющими оперативно реагировать на разлив.

Предложения по обустройству защитных сооружений, по их протяженности и высоте, проверяются посредством повторного моделирования. Пример проверки защитного сооружения представлен на рисунке 11. По результатам повторного моделирования были определены

места размещения защитных сооружений и их высоты (от 0,5 м до 3 м в зависимости от участка трассы МН).

Обсуждение

Предложенный системный подход реализуется на сегодняшний день, как для магистральных трубопроводов, так и для площадочных объектов системы «Транснефть». Примеры результатов моделирования на других объектах представлены на рисунке 12. Применение системного подхода включается в нормативные документ ПАО «Транснефть» и документацию в области промышленной безопасности.

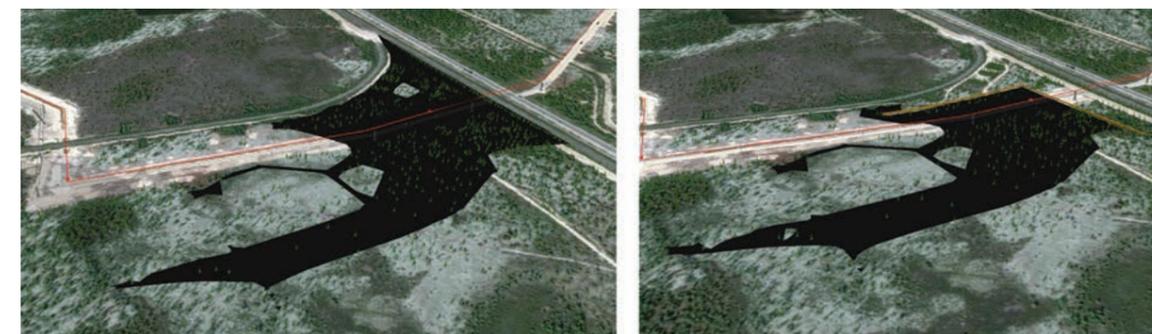
Говоря о результатах применительно к исследуемому объекту, стоит отметить, что опыт обработки информации по рельефу и визуализации позволил уточнить ЦММ и трёхмерную модель, в сравнении с результатами, представленными в [3, 4]. Уточнение позволило увеличить длину исследуемого участка трубопровода в три раза,

соответственно рассмотреть возможность оснащения трассы МН защитными сооружениями более полно. Также уточнение данных по рельефу позволило применить более информативную с точки зрения результатов процедуру моделирования – «Численный расчёт», выходные данные по результатам которой показывают площадь загрязнения, динамику распространения разлива во времени. Стоит отметить некоторые слабые стороны моделирующего модуля. По мнению авторов статьи, в условиях климата Арктической зоны некорректно представлены алгоритмы расчёта испарения и впитывания, которые не отражают реальной картины при соответствующих температурах различного периода года, а также не учитывают возможности застывания нефти при определенных температурах. Доработку соответствия данных алгоритмов реальным физико-химическим процессам, происходящим с высоковязкой нефтью в Арктической зоне, авторы планируют провести в рамках дальнейших исследований.

РИС. 10. Общий вид георешетки

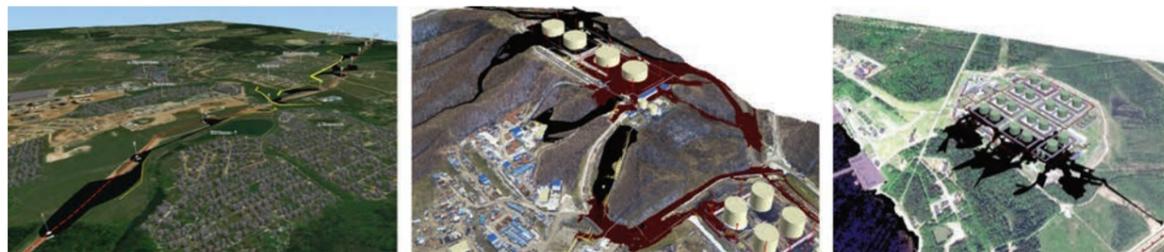


РИС. 11. Пример проверки эффективности защитного сооружения



а) зеркало разлива нефти без защитного сооружения; б) зеркало разлива нефти с использованием защитного сооружения

РИС. 12. Результаты моделирования при использовании системного подхода на других объектах



Ещё одним направлением исследования является определение реальных зон поражения опасными производственными факторами (при воспламенении или взрыве паров углеводородов), это возможно на основе зеркал разливов, полученных в результате моделирования. Планируется проработка по данному направлению с использованием графического модуля программного продукта «ТОХИ+Risk». Наложение полей воздействия опасных производственных факторов может изменить места расположения защитных сооружений. Помимо этого в перспективе стоит опробовать другие методики оценки и анализа риска для применения в системном подходе, которые даже в подобных случаях (новый объект, применение новых технологий и жестких требований к качеству строительства) позволят определять наиболее уязвимые участки объектов.

Применение изложенного системного подхода может быть включено в систему менеджмента качества трубопроводного предприятия в целях нормативного закрепления его положений и проведения деятельности по постоянному повышению промышленной безопасности, что позволит повысить качество оказываемой услуги по транспортировке углеводородов за счёт снижения рисков нанесения ущерба третьим лицам, сокращения времени устранения последствий аварии и связанных с ним издержек, а также укрепит имидж предприятия, как ответственной организации, для которой вопросы обеспечения безопасности являются одними из наиболее ключевых.

Системный подход был представлен на всероссийских и международных конференциях и конкурсах научно-исследовательских работ, получил высокую оценку

научного сообщества, в т.ч. был удостоен диплома лауреата первой премии на Международном конкурсе научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа в 2016 году, за подписью министра энергетики РФ А.В. Новака.

Таким образом, системный подход позволяет комплексно решать вопросы обеспечения промышленной безопасности ОПО. Выстраиваемая на основе моделирования и оценки риска картина событий при возникновении аварийной ситуации максимально полна и приближена к действительности, что позволяет принимать реальные решения по устройству защитных сооружений и мероприятий. Результаты системного подхода можно применять по итогам данной работы для сокращения ущерба и минимизации воздействия возможной аварии на хрупкое природное равновесие Арктики, в целом же – при планировании защитных мероприятий и сооружений при проектировании и строительстве новых объектов трубопроводного транспорта, реконструкции существующих. ●

Литература

1. Половков С.А. Обеспечение промышленной безопасности, охраны труда и экологии в организациях системы «Транснефть» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 (22). – С. 28–31.
2. Радионова С.Г., Лисин Ю.В., Половков С.А., Котов Д.В., Сайфуллина С.Ф. Методические основы обеспечения промышленной безопасности объектов ТЭК на примере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5 (25). – С. 72–77.
3. Половков С.А., Гончар А.Э., Максименко А.Ф., Слепнёв В.Н. Оценка риска возникновения повреждённых трубопроводов, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации. Моделирование разлива и определение

- возможного объёма нефти с учётом рельефа местности // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 12. – С. 88–93.
4. Половков С.А., Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н. Системный подход при разработке мероприятий по предупреждению и локализации последствий аварий на нефтепроводах в Арктической зоне РФ // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1 (28). – С. 20–29.
5. Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н. Системный подход по обеспечению безопасности территорий приоритетной защиты и объектов социальной инфраструктуры от разливов нефти и нефтепродуктов // XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Сборник тезисов. – М.: 2018. – С. 189.
6. Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н., Половков С.А. Разработка предложений по защите территорий от разливов нефти, нефтепродуктов на основе моделирования разливов при возможных авариях на объектах трубопроводного транспорта // Молодёжь и современные информационные технологии. Сборник трудов XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. – Томск: 2018. – С. 217–218.
7. Половков С.А., Гончар А.Э., Пугачева П.В., Слепнёв В.Н. Разработка дополнительных защитных сооружений от разливов нефти, нефтепродуктов на основе трехмерного моделирования // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т.8. – № 2. – С. 197–205.
8. Приказ Ростехнадзора №228 от 17.06.2016 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456007105> (дата обращения 19.04.2018).
9. Модуль ArcGIS «Разлив нефтепродуктов (суша)». Руководство пользователя. – Уфа: ООО «ИНТРО-ГИС», 2008. – 55 с.
10. Гитис В.А., Петрова Е.Н., Пирогов С.А., Юрков Е.Ф. Математическое моделирование поверхностного стока и переноса загрязнений // Информационные процессы. – 2007. – Том 7. – № 2. – С. 168–182.
11. Лисин Ю.В., Соценко А.Е., Суриков В.И., Павлов В.В., Зотов М.Ю. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №1(13). – С. 24–28.

KEYWORDS: ArcGIS, Arctic zone of the Russian Federation, Zapolyarie-Purpe, trunk pipeline, permanently frozen ground, modelling, risk assessment, oil spill.

Выбери будущее



- Признанный лидер по производству домов из клееной древесины;
- крупнейшее деревообрабатывающее предприятие в европейской части России с 75-летней историей;
- качество европейского уровня;
- отборная северная древесина (Вологодская область, Карелия);
- один месяц занимает сборка деревянной части дома, произведенной на заводе;
- «Дом Деда Мороза» в Великом Устюге сделан «СОКОлом»;
- 7000 семей живут в наших домах в России, Германии, Австрии, Испании и даже в Индии;
- дома из клееного бруса «СОКОЛ» – это сочетание вековых традиций деревянного зодчества и новейших технологий.



СОКОЛ

Сокольский
деревообрабатывающий
комбинат

+7 (495) 545-3636
sokoldok.ru

АРКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ:

инновационные решения для освоения нефтяных месторождений в реальном времени

ВАЖНОСТЬ АРКТИКИ ДЛЯ РОССИИ ПЕРЕОЦЕНИТЬ СЛОЖНО, ОСОБЕННО В ЧАСТИ ШЕЛЬФОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, НИ ДЛЯ КОГО НЕ СЕКРЕТ, ЧТО ЗАПАСОВ-ТО МНОГО, А ДОБЫВАТЬ И ТРАНСПОРТИРОВАТЬ ИХ ПРИХОДИТСЯ В СЛОЖНЕЙШИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. В ЭТОЙ СВЯЗИ ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ДЛЯ ОТРАСЛИ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ЯВЛЯЕТСЯ ТО, ЧТО НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ПЕРЕКАЧИВАЕМАЯ ЖИДКОСТЬ В ТРУБОПРОВОДАХ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ХОЛОДНЫХ ТЕМПЕРАТУР МОЖЕТ ЗАМЕРЗНУТЬ. ИМЕННО ПОЭТОМУ ЗАДАЧА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОГРЕВА МОРСКИХ ЛЕДОСТОЙКИХ ПЛАТФОРМ И ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВЫХОДИТ НА ПЕРВЫЙ ПЛАН. КАКИЕ ПЕРЕДОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЕНЫ НА РЫНКЕ?

THE IMPORTANCE OF THE ARCTIC REGION FOR RUSSIA CAN HARDLY BE OVERESTIMATED, ESPECIALLY IN THE PART OF OFFSHORE STOCKS OF HYDROCARBONS. HOWEVER, EVERYBODY KNOWS THAT THERE ARE MANY STOCKS BUT WE SHOULD EXTRACT AND TRANSPORT THEM IN THE HARSH ENVIRONMENT. IN THIS CONNECTION, TODAY ONE OF THE MOST RELEVANT PROBLEMS IS THE FACT THAT AT GREAT DEPTH A PUMPED LIQUID IN PIPELINES CAN CHANGE ITS FORM UNDER INFLUENCE OF LOW TEMPERATURES OR SIMPLY TO FREEZE. SO, THE TASK OF ENERGY EFFICIENT HEATING OF OFFSHORE ICE-RESISTANT FIXED PLATFORMS AND SUBMARINE PIPELINES BECOMES URGENT. WHICH CUTTING-EDGE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS ARE AVAILABLE ON THE MARKET TODAY?

Ключевые слова: Арктика, системы электрообогрева трубопроводов, энергоэффективность, шельф, морские подводные трубопроводы, промышленный электрообогрев.



Сергей Малахов,
Заместитель
коммерческого
директора по развитию
регионального
бизнеса,
«ССТЭнергомонтаж»

Интерес к Арктическому региону растет с каждым годом, как со стороны научного сообщества, так и со стороны компаний и государства. Это неудивительно, ведь развитие арктической зоны – стратегическая задача России, в решении которой важно объединить усилия бизнеса, власти и общества.

Крупнейшие нефтегазовые проекты, такие как «Ямал СПГ», МЛСП «Приразломная», терминал «Ворота Арктики» показали огромный экономический потенциал Арктики, дальнейшему развитию

которой должны послужить совершенствование транспортной инфраструктуры и отечественных импортозамещающих технологий. Последнее особенно важно, учитывая усиливающееся с каждым годом санкционное давление на Россию и постоянно меняющуюся рыночную конъюнктуру.

Ярким примером импортозамещающих решений, необходимых для освоения арктического шельфа, являются системы промышленного электрообогрева, обеспечивающие защиту от замерзания и

Системы электрообогрева ГК «ССТ» могут применяться на морских ледостойких платформах, судах, верфях, объектах береговой инфраструктуры, подводных комплексах и трубопроводах, вертолетных площадках и обеспечивают защиту технологического оборудования от климатических рисков

позволяющие поддерживать необходимую температуру на промышленных объектах в суровых климатических условиях. Популярность в различных областях промышленности такие системы завоевали благодаря своей гибкости, энергоэффективности, удобству монтажа и эксплуатации.

Лидер на российском рынке по данному направлению – Группа компаний «Специальные системы и технологии», предлагающая широкий спектр технологий электрообогрева различного назначения, в т.ч. для повышения надежности и безопасности освоения шельфовых месторождений.

Одна из таких систем была смонтирована на ледостойкой стационарной платформе компании «ЛУКОЙЛ» на месторождении имени Ю. Корчагина в Каспийском море в 180 км от Астрахани и в 240 км от Махачкалы. Компания «ССТЭнергомонтаж», входящая в ГК «ССТ», выиграла

тендер и стала единственным подрядчиком на протяжении всего строительства и эксплуатации морской платформы, осуществляющей проектирование, поставку, монтаж, гарантийное и сервисное обслуживание систем электрообогрева.

Для реализации данного проекта специалистами ГК

взрывопожаробезопасными, а конструкции – устойчивыми к воздействию морского климата и химических веществ.

Важно подчеркнуть, что особенностью практически всех, а особенно арктических проектов, становится необходимость создания технологий конкретно под замысел, и ГК «ССТ» на базе собственных разработок

Продукция ГК «ССТ» производится в России и при этом соответствует мировому уровню качества. Одним из подтверждений этому служит получение Группой международных сертификатов ATEX и VDE на линейку саморегулирующихся кабелей и участие предприятий Группы в международных проектах

«ССТ» были найдены и успешно реализованы решения для всех специфических и нестандартных ситуаций, в том числе все материалы и оборудование, применяемые в проекте, были

готова предлагать заказчикам индивидуальные решения. В частности, это касается освоения глубоководных месторождений, где в качестве одного из наиболее перспективных технических решений, упрощающих работу нефтедобывающих компаний, рассматривается применение метода активного (прямого) обогрева трубопроводов.

Данный метод способен решить одну из самых острых проблем отрасли, а именно – замедлить или даже на время прекратить отложение парафинов и образование гидратных пробок в морских трубопроводах в период низких объемов добычи. Каким образом? Активный обогрев трубопровода предусматривает поддержание нейтрального или позитивного температурного градиента по всей длине трубопровода.

Кроме того, активный нагрев в элементах как добывающей, так и транспортной инфраструктуры месторождений позволяет на порядок повысить экономическую привлекательность отдаленных залежей, увеличить эффективность доработки зрелых месторождений, а также свести к минимуму потери транспортных мощностей и сократить общие производственные расходы. Не говоря уже о снижении техногенных рисков для окружающей среды.

РЕКЛАМА



Технологии данного типа активно развиваются на Западе, так как южные моря более благоприятны для применения различных инноваций. Тем не менее, отечественные компании не стоят на месте и стараются предложить рынку уникальные разработки, подходящие именно для перспективных российских шельфовых проектов, в большинстве своем сосредоточенных в Арктическом регионе.

Например, Группа компаний «Специальные системы и технологии» готова предложить заказчикам два варианта решения задачи обогрева подводных трубопроводов на основе нагревательных электрических кабелей:

- система на основе скин-эффекта для обогрева скважин и подводных трубопроводов длиной до 60 км (с подачей питания из одной точки) и без ограничения (при устройстве сопроводительной сети);
- система обогрева сверхдлинных трубопроводов длиной до 150 км (с подачей питания из одной точки) и без ограничения (при устройстве сопроводительной сети).

Рассмотрим подробнее. Система электрообогрева на основе гибкого скин-нагревателя энергоэффективна. Доказательством могут служить опытно-промышленные испытания нагревателя на Казакском месторождении ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в составе

Более 10 тысяч систем промышленного обогрева трубопроводов и резервуаров для объектов ТЭК смонтировано и спроектировано специалистами ГК «ССТ»

системы электрообогрева скважин Stream Tracer™: фактическое энергопотребление снизилось на 47% (по сравнению с обогревом флюида в НКТ резистивным кабелем). Скин-эффект возникает в проводниках под воздействием электромагнитных явлений протекающего переменного тока. В основе системы лежит уникальный гибкий индукционно-резистивный нагреватель –

собственная разработка ГК «ССТ».

База системы электрообогрева сверхдлинных трубопроводных систем VeLL – кабели постоянной мощности VLL-A (алюминиевые жилы) и VLL-C (медные жилы). Сечение выбирается в зависимости от необходимой мощности тепловыделения

Уникальная разработка ГК «ССТ» – гибкий скин – применяется для обогрева подводных и подземных трубопроводов

и длины обогреваемого участка. Для предварительно теплоизолированных трубопроводов кабели помещаются в направляющие элементы, установленные на транспортной трубе под теплоизоляцией, а соединения выполняются герметичными муфтами.

Преимущества у перечисленных подходов немало: за счет полной герметизации нагревательного элемента гарантируется абсолютная надежность в условиях работы под водой, затраты на строительно-монтажные работы довольно низкие, а заданная температура поддерживается автоматически. Кроме того, обогрев протяженных и сверхпротяженных подводных трубопроводов возможен с подачей электропитания с одного конца трубопровода.

Разработке инновационных решений для отрасли в ГК «ССТ» уделяется огромное внимание. ГК «ССТ» располагает многолетней отраслевой экспертизой и собственным научно-исследовательским центром на базе Особого конструкторского бюро «Гамма», а также инжиниринговой компанией «ССТЭнергомонтаж» для разработки, производства,

поставки и монтажа систем электрообогрева.

Все это позволяет компании продолжать нарабатывать обширный опыт применения систем электрообогрева на объектах в условиях Крайнего Севера и Арктики. Специалистами ГК «ССТ» уже спроектировано и смонтировано

свыше 10 тысяч систем промышленного обогрева трубопроводов и резервуаров для объектов ТЭК, среди которых Заполярное, Бованенковское и Харьягинское месторождения, ледостойкие стационарные платформы на месторождениях им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского, а также платформа «Жданов А» в туркменистанской части Каспийского моря.

Теперь слово за отечественными технологиями обогрева трубопроводов, которые набирают все большую популярность, что неудивительно, ведь добывающие компании в России постепенно переходят ко все более современным системам с меньшими энергетическими затратами во всех сферах своей деятельности. В этой связи особенно радует тот факт, что российским компаниям есть что предложить. ●

KEYWORDS: Arctic, pipeline electric heating systems, energy efficiency, offshore, underwater pipelines, industrial electric heating.

ССТ СПЕЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ

+7 495 728-80-80
www.sst.ru
contact@sst.ru

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

РЕКЛАМА



ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TP TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.

Планшет EX80

ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TP TC 012/2011 для использования в Зоне 1.

Windows 10 Pro

Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office

127206, Moscow, Altufievskoe shosse, 1, off.218 (BC "Beta-Center")
Phone: +7 495 755 90 96
Sales: alex.kuznetsov@getac.com
http://ru.getac.com/index.html

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку
RuggedSolution.getac.com/RussiaOil



РУСЭЛПРОМ: мы строим историю России

«Российское могущество
прирастать будет
Сибирью и Северным
океаном»

М.В. Ломоносов



ОБЛАДАЯ СТРАТЕГИЧЕСКИМ ПОТЕНЦИАЛОМ, АРКТИКА ПОСТЕПЕННО ПРЕВРАЩАЕТСЯ В АРЕНУ МАСШТАБНОЙ КОНКУРЕНЦИИ И СТОЛКНОВЕНИЯ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ИНТЕРЕСОВ. НА АРКТИЧЕСКИЕ ПРИРОДНЫЕ БОГАТСТВА ПРЕТЕНДУЮТ С РАЗНОЙ СТЕПЕНЬЮ ОБОСНОВАННОСТИ, КАК МИНИМУМ, ПЯТЬ ГОСУДАРСТВ: РОССИЯ, НОРВЕГИЯ, ДАНИЯ, КАНАДА И СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ. ВСЕ ЭТИ СТРАНЫ ИМЕЮТ ВЫХОД К СЕВЕРНОМУ ЛЕДОВИТОМУ ОКЕАНУ. НО СВОИ ИНТЕРЕСЫ В РЕГИОНЕ НАЧИНАЮТ ОТСТАИВАТЬ ТАКЖЕ СТРАНЫ, НЕ ИМЕЮЩИЕ ПРЯМОГО ДОСТУПА К ЭТОЙ АКВАТОРИИ, НАПРИМЕР, КИТАЙ. ПОЭТОМУ ДЛЯ ИСТОРИЧЕСКОГО БУДУЩЕГО РОССИИ БЕЗУСЛОВНЫМ ПРИОРИТЕТОМ В XXI ВЕКЕ ЯВЛЯЕТСЯ УКРЕПЛЕНИЕ В АРКТИКЕ ПОЗИЦИЙ ГОСУДАРСТВЕННОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

HAVING STRATEGIC POTENTIAL, THE ARCTIC REGION IS GRADUALLY BECOMING AN ARENA OF LARGE-SCALE COMPETITION AND COLLISION OF GEOPOLITICAL INTERESTS. AT LEAST FIVE STATES – RUSSIA, NORWAY, DENMARK, CANADA AND THE US – LAY A CLAIM TO THE ARCTIC NATURAL RESOURCES IN DIFFERENT DEGREES OF JUSTIFICATION. ALL THESE COUNTRIES HAVE AN ACCESS TO THE ARCTIC OCEAN. HOWEVER, COUNTRIES THAT DO NOT HAVE READY ACCESS TO THE ARCTIC OCEAN, FOR EXAMPLE, CHINA, ARE STARTING TO DEFEND THEIR INTERESTS IN THE REGION. SO STRENGTHENING OF STATE SOVEREIGNTY AND ECONOMIC OPPORTUNITIES IS A PRIORITY IN THE XXI CENTURY FOR RUSSIA'S FUTURE

Ключевые слова: освоение Арктики, добыча на шельфе, ледоколы, электродвигатели, турбогенераторы.

Континентальные и прибрежные арктические территории занимают около четверти площади России. Именно здесь, где сейчас живет менее 2% россиян, создается свыше 11% валового внутреннего продукта страны и обеспечивается

более четверти ее экспорта. При том, что большая часть региона исследована недостаточно, здесь уже добывается и производится 95% российского никеля и кобальта, более 80% газа, 25% нефти, 60% меди, 100% барита и апатитового концентрата.

Арктическая зона Российской Федерации, по оценке Минприроды, содержит начальные извлекаемые суммарные ресурсы в размере 258 миллиардов тонн условного топлива, что составляет 60% всех ресурсов углеводородов страны. Разведанные запасы нефти в

РЕКЛАМА

российской Арктике составляют 7,7 миллиарда тонн, а газа – 67 миллиардов кубометров. При этом еще предстоит разведать более 90% арктического шельфа (фото 1) и 53% территории на суше. Основная часть уже разведанных запасов категории АВС1+С2 находится на суше в двух автономных округах: Ямало-Ненецком – 4,938 миллиарда тонн (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция) и Ненецком – 1,057 миллиарда тонн (Тимано-Печорская НГП).

В недалеком будущем роль Арктики в экономике страны еще более возрастет, так как в мире наблюдается переориентация части транспортных потоков с «южного» направления на «северное». Поэтому с планами освоения Арктики связано



ФОТО 1. Ледостойкая платформа «Приразломная» ведет добычу нефти на российском арктическом шельфе

Арктическая зона Российской Федерации содержит 60% всех ресурсов углеводородов страны

развитие Северного морского пути (СМП), для чего Минтранс России разработал Комплексный проект, рассчитанный до 2030 года. Его реализация позволит использовать потенциал акватории Северного Ледовитого океана для транзитного судоходства, для доставки грузов в наши северные порты и перевозок углеводородного сырья с мест добычи, расположенных на арктическом побережье и континентальном шельфе, а также максимально обеспечить

безопасность мореплавания, деятельность кораблей и судов ВМФ.

Потребность России в ледокольном флоте по прогнозам экспертов к 2035 году составит двенадцать атомных судов. Сейчас действует четыре таких судна: линейные ледоколы класса «Арктика» – «Ямал» и «50 лет Победы», предназначенные для проводки коммерческих судов через воды Северного Ледовитого океана; и ледоколы с ограниченной осадкой

типа «Таймыр» и «Вайгач», созданные для работы в руслах сибирских рек.

Эти атомоходы будут списаны в течение последующих пяти лет, поэтому по заказу Росатомфлота на ООО «Балтийский завод – судостроение» полным ходом идет строительство трех ледоколов нового поколения ЛК-60Я типа «Арктика» (проект 22220), которые после ввода в эксплуатацию станут самыми мощными в мире. Это один из самых амбициозных проектов в современном отечественном судостроении.

Три богатыря – «Арктика», «Сибирь» (фото 2) и «Урал» – поочередно войдут в строй до 2022 года. Головной из них – «Арктика» – планируется к сдаче в июле 2019 года. Новый тип атомных ледоколов ЛК-60Я – наследник уникальной линейки судов типа «Арктика». Шесть кораблей-предшественников уже вошли в историю России и стали гордостью отечественных конструкторов и судостроителей.

Технический проект новых атомоходов создан ОАО ЦКБ «Айсберг». На ледоколе предусмотрена энергетическая установка с основным источником пара от реакторной установки РИТМ-200 мощностью 175 МВт разработки ОАО «ОКБМ Африкантов». Водоизмещение – 33540 т, длина – 172,2 м (160 м по ватерлинии), ширина – 33 м (32 м по ватерлинии), высота – 15,2 м, осадка – 10,5/8,5 м. Скорость хода – 22 узла. Экипаж – 74 человека.



ФОТО 2. Спуск на воду ледокола нового поколения «Сибирь»



ФОТО 3. Доставка ГЭД для атомных ледоколов проекта 22220

Таким образом, ледоколы ЛК-60Я проекта 22220 заявили свое мировое первенство – по размерам, мощности и ледокольным возможностям.

Главное преимущество этих кораблей – двойная осадка судна – ноу-хау российских инженеров. Для ее осуществления необходим динамический жидкий балласт. При его минимуме корабль, словно поплавок, будет подниматься вверх и будет способен пройти там, где иностранные ледоколы прочно сядут на мель. И наоборот, чем балласт будет больше, тем тяжелее судно. Этот вариант необходим для прохождения через особенно толстые льды. В итоге, три новых ледокола смогут заменить сразу четыре прежних судна, так что после ввода в эксплуатацию отдыхать им не придется.

Гребные электродвигатели (ГЭД) и синхронные турбогенераторы для всех трех ледоколов данного проекта производит и поставляет российский электротехнический концерн РУСЭЛПРОМ. По три двигателя (фото 3) и два генератора на каждое судно. Хотя изначально в проект 22220 закладывались двигатели иностранного производства. Планировалось заказать их французской компании Converteam, но пока шла подготовка, эту компанию купила небезызвестная General Electric. К ней и пришлось обращаться, когда Объединенная судостроительная корпорация (ОСК) вплотную приступила к строительству головного ледокола, но договориться не удалось.

Концерн РУСЭЛПРОМ поставляет гребные электродвигатели и турбогенераторы для всех ледоколов проекта 22220



глава Дирекции по судовой электромеханике ООО «ТД «Русэлпром» Максим Свиридов (фото 4). – На этот конкурс

«Балтийский завод в рамках конкурсных процедур объявил конкурс – кто в мире вообще способен сделать такую продукцию, – рассказывает

морского регистра судоходства (РМРС). На Ленинградском электромашиностроительном заводе, который входит в состав концерна, установили уникальный вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» (фото 7). Диаметр этого котла 4,4 м, и он до сих пор остается самым большим в России и Восточной Европе. Новые возможности позволяют РУСЭЛПРОМу наращивать выпуск современной высокоэффективной продукции и конкурировать на мировом уровне.



ФОТО 5. Формовочный станок для изготовления катушек

вышло несколько компаний, включая Siemens, Крыловский государственный научный центр с нашей заявкой и бразильская фирма WEG, которая действовала через посредника. Крыловский центр выиграл тендер на поставку всей системы электродвижения, в состав которой входит и гребной двигатель. Так что наше объединение российских компаний победило в честной конкурентной борьбе».

Специально для реализации этого проекта концерн РУСЭЛПРОМ ввел новые производственные мощности, модернизировал станочный парк (фото 5 и 6) и получил свидетельство о соответствии нормам Российского



ФОТО 6. Аппарат лазерной резки

При проектировании электрических машин для ледокола к оборудованию были предъявлены наивысшие требования по надежности, перегрузочным способностям и минимизации текущих эксплуатационных расходов на весь срок его работы. Поэтому к его разработке были

по Северному морскому пути. Данное оборудование является отечественным инновационным продуктом, который соответствует мировым аналогом по эксплуатационным и массогабаритным характеристикам. Эти разработки и в дальнейшем позволят

Асинхронные электродвигатели для новых ледоколов «Арктика», «Сибирь» и «Урал» не имеют аналогов в мире

подключены все конструкторские силы РУСЭЛПРОМа. Отметим, что высокая перегрузочная способность ГЭД позволяет обеспечить стабильное функционирование судна в условиях разной ледовой обстановки: при движении в сплоченных мелкобитых и набивных льдах, в условиях непрерывной работы ледокола в ровном сплошном льду, а также в сплоченных крупно-мелкобитых торосистых льдах, когда лопасти гребных винтов фрезеруют попавшие под них льдины.

Вес каждого ГЭД составляет 300 т, а мощность – 20 МВт, что обеспечивает общую мощность на валах ледокола 60 МВт. Благодаря такой мощности атомоледоход сможет ломать льды толщиной до 2,9 м, что обеспечит беспрепятственное круглогодичное прохождение



ФОТО 7. Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит»

комплектовать строящиеся корабли и суда отечественным электрооборудованием, не прибегая к услугам зарубежных поставщиков.

«Важно было сделать все надежно, ведь это уникальные двигатели, не имеющие аналогов в мире. Ранее электрические машины для атомных ледоколов были либо синхронные, либо постоянного тока. Кроме того, они имели существенно меньшую мощность. А данная машина, будучи самой крупной по мощности (фото 8), является при этом асинхронной, – комментирует М. Свиридов. – Созданное нами оборудование для системы электродвижения строящихся ледоколов нового поколения стало очередным этапом развития серии продуктов, разработанных концерном РУСЭЛПРОМ для судостроительной отрасли. Мы разработали целую линейку этих машин на 10, 20 и 30 мегаватт. И при возникновении у нашей страны нового заказа на подобные мощности, мы их произведем быстро и качественно. Есть проработки и на атомный ледокол «Лидер» – новый уникальный проект. Там планируется электрическая машина мощностью в 30 мегаватт. Наши производственные мощности позволяют удовлетворить все идущие к нам сейчас запросы».

Судостроение является одним из наиболее перспективных направлений развития РУСЭЛПРОМа. Концерн производит генераторы, гребные электродвигатели, электродвигатели подруливающих устройств, винто-рулевых колонок (как механических, так и электрических) и водометных устройств. А также электродвигатели для вспомогательных систем: вентиляторов, насосов, лебедок, компрессоров и других судовых агрегатов. Вся продукция сертифицирована РМРС.

Уже сегодня продукция РУСЭЛПРОМа успешно заменяет дорогостоящие электродвигатели ведущих мировых брендов в самых разных агрегатах. Это объясняется существенной экономией как на этапе приобретения, так и в процессе обслуживания на

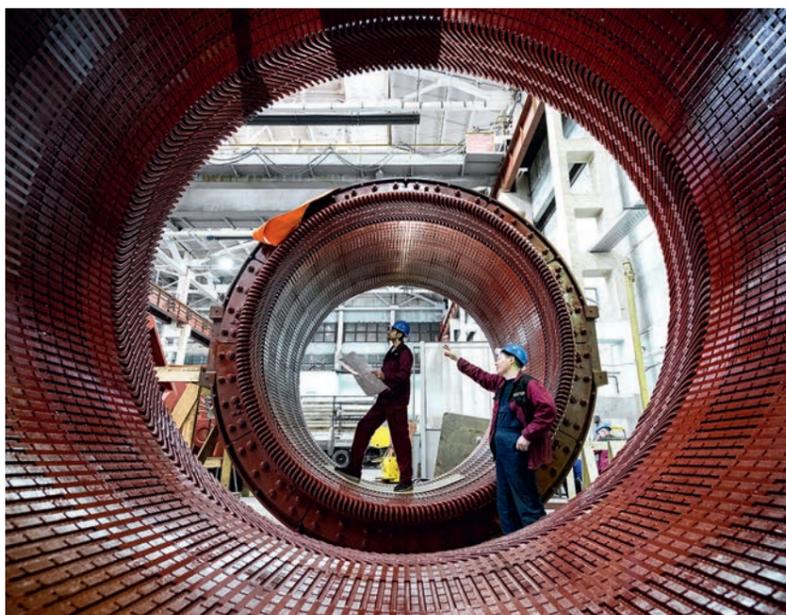


ФОТО 8. Статоры гребного электродвигателя

РУСЭЛПРОМ готов содействовать транспортировке нефти и газа, добытых в российской Арктике

протяжении всего жизненного цикла оборудования. Концерн предлагает комплексную поставку единой системы электродвижения, объединенной общей системой управления, которые по ряду параметров превосходят зарубежные аналоги.

По итогам 2017 года компоненты системы электродвижения для судов, произведенные РУСЭЛПРОМом, стали лауреатом Национальной премии в области импортозамещения «Приоритет» и были особо отмечены экспертной комиссией.

Сейчас на производственных площадках концерна (фото 9) завершается изготовление электрооборудования для «Урала» – третьего ледокола типа ЛК-60Я проекта 22220. Получен уникальный опыт, усовершенствованы технологии производства, подготовлен специалисты.

С таким бесценным потенциалом РУСЭЛПРОМ и далее готов обеспечить растущие потребности отечественного судостроения в интересах круглогодичной бесперебойной работы Северного морского пути и своевременной доставки мировым потребителям нефти и газа, добытых на земле и морском шельфе российской Арктики. ●

Пресс-центр
концерна РУСЭЛПРОМ

KEYWORDS: Arctic exploration, offshore production, icebreakers, electric motors, turbo generators.



109029, Москва,
Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.: 8 (800) 301-35-31
Факс: (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru



ФОТО 9. Одна из производственных площадок концерна РУСЭЛПРОМ



Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

Нефтепереработка, Газ, Нефтехимия

28-29 ИЮНЯ 2018, СОЧИ,
RADISSON ROZA KHUTOP

ПАРТНЕР



Стремимся к большему!



КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:



Стремимся к большему!



СПОНСОРЫ:



РЕКЛАМА

АВРОРА и ИСКАНДЕР – два проекта для двух морей

ЧЕЛОВЕЧЕСТВО ДАВНО РАБОТАЛО НАД ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА В ДВИГАТЕЛЯХ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ. СОБСТВЕННО, ПЕРВЫЕ ТАКИЕ ДВИГАТЕЛИ НА ГАЗЕ И РАБОТАЛИ – ГАЗЕ, ПОЛУЧАЕМОМ ОТ СЖИГАНИЯ ДРОВ И УГЛЯ, Т.Н. БЛАУГАЗЕ. НО ПОЛУЧАТЬ ГАЗ НЕПОСРЕДСТВЕННО НА ТРАНСПОРТНОМ СРЕДСТВЕ – СЛИШКОМ ДОРОГОЕ УДОВОЛЬСТВИЕ, ПОЭТОМУ МОБИЛЬНЫЕ ДВС НА ГАЗЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕ ПОЛУЧИЛИ, ПОКА НЕ ПРОИЗОШЛО СКРЕЩИВАНИЕ ДВУХ ВЕКТОРОВ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ – ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В СЖИЖЕНИИ ГАЗА И НОВОГО ВЗГЛЯДА НА ЭКОЛОГИЮ КАК НОРМУ СУЩЕСТВОВАНИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА

THE MANKIND HAS WORKED ON THE USE OF GAS IN INTERNAL COMBUSTION ENGINES FOR A LONG TIME. IN FACT, THE FIRST SUCH ENGINES RAN ON GAS DERIVED FROM BURNING WOOD AND COAL, THE SO-CALLED "BLAU GAS." HOWEVER, IT IS VERY COSTLY TO DERIVE GAS IMMEDIATELY ON A VEHICLE. THAT IS WHY PORTABLE INTERNAL COMBUSTION ENGINES THAT RAN ON GAS WERE NOT VERY WIDESPREAD UNTIL TWO VECTORS OF HUMAN DEVELOPMENT, TECHNICAL PROGRESS IN GAS LIQUEFACTION AND A NEW APPROACH TO THE ENVIRONMENT AS A STANDARD OF THE EXISTENCE OF THE HUMAN KIND, CROSSED

Ключевые слова: топливо для морского транспорта, СПГ, бункеровка, морские суда, бункеровочный центр.

Валентина Лятс,
аналитик
LNG Gorskaya
Overseas Oü

Наиболее оптимальным потребителем сжиженного природного газа как топлива могли бы стать морские и речные суда, объем топливных баков которых исчисляется тоннами. В этом случае удельные затраты в пересчете на проходимое расстояние за одну заправку более или менее оправдывают себя.

Тем более, что главным способом транспортировки сжиженного газа является как раз морское судно – танкер. Первая такая перевозка была осуществлена в 1959 году из США в Великобританию, для чего был переоборудован нефтеналивной танкер. А с 1964 года такие поставки стали регулярными, когда в Алжире был построен первый промышленный завод по сжижению газа, потребителем которого стала Франция. Этот год можно считать началом коммерческого использования СПГ на флоте.

Очевидно, что для танкеров СПГ отдельных топливных баков не требуется – топливо в двигатели внутреннего сгорания или электрогенераторы, если судно работает на электропропульсии,

поступает в виде испарного газа из танков хранения СПГ. И в принципе, цель танкеров СПГ была и есть – доставить сжиженный газ от завода по сжижению до пункта регазификации, когда он испаряется и поставляется в трубопроводную систему. Исходных целей использовать его как топливо – нет.

Однако развитие танкерного СПГ-флота стало предпосылкой для полномасштабного использования сжиженного природного газа как бункера (топлива для судов).

Тем не менее, как уже сказано выше, экономическое использование сжиженного природного газа как бункера было бы нецелесообразно, если бы не включились административные механизмы регулирования и стимулирования перехода на этот вид топлива.

Таким стимулом стало принятие Международной конвенции по предотвращению загрязнения моря с судов от 1973 г. с изменениями и дополнениями в соответствии с Протоколом от 1978 г., официально именуемой MARPOL 73/78.

В рамках этой Конвенции, соблюдение которой обязательно для всех имеющих свой флот государств и всех судовладельцев и эксплуатантов судов, был принят ряд мер, ограничивающих загрязнение вод мирового океана.

Для развития альтернативных видов топлива на морском транспорте особое влияние оказал Протокол VI, принятый в 1997 году.

Год спустя он был введен в действие после ратификации Соглашения 15-тью государствами, чей объединенный торговый флот составляет по крайней мере 50% мировой валовой регистровой вместимости. Вступил в силу 1 января 2015 года.

Протокол был принят на Конференции, проведенной с 15 по 26 сентября 1997 г., добавляет новые инструкции по предотвращению загрязнения атмосферы с судов к Приложению VI Конвенции.

Новые инструкции в Приложении устанавливают пределы эмиссии оксидов серы и азота от энергетической установки судна и запрещают неконтролируемую эмиссию веществ, разрушающих озоновый слой атмосферы.

Также новые инструкции Приложения VI устанавливают глобальное ограничение в 4,5% на содержание серы в топливе и обязывают IMO контролировать среднее содержание серы в топливе при вхождении Протокола в силу.

Приложение VI содержит условия, позволяющие устанавливать «особые зоны контроля эмиссии SOx» с более строгим контролем

эмиссии оксидов серы. В этих зонах содержание серы в топливе, используемом на судах, не должно превышать 1,5%. В противном случае на судах должна быть установлена система очистки выпускных газов либо использован любой другой технологический метод ограничения эмиссии SOx.

Протокол придал Балтийскому морю статус «особой зоны контроля эмиссии SOx».

Приложение VI запрещает неконтролируемую эмиссию веществ, разрушающих озоновый слой атмосферы, таких как галогены и предельные фторхлоруглероды (CFC). Установки, содержащие вещества, разрушающие озоновый слой, запрещены на всех судах, но до 1 января 2020 разрешена эксплуатация установок, содержащих фреоны.

Требования IMO Протокола находятся в соответствии с Монреальским Протоколом 1987 г., исправленным в Лондоне в 1990 г. Монреальский Протокол – международное соглашение по охране окружающей среды, составленное под эгидой ООН, в соответствии с которым страны согласились сократить потребление и производство CFC, чтобы защитить озоновый слой.

Приложение VI устанавливает пределы эмиссии оксидов азота (NOx) от дизельных двигателей. Обязательный технический кодекс NOx, разработанный IMO, определяет последовательность ввода в действие данных ограничений.

Приложение также запрещает сжигание на борту судна некоторых изделий, таких как загрязненные упаковочные материалы и полихлорбифенилы.

Формат Приложения VI

Приложение VI состоит из трех Глав и множества Дополнений. Приложения, включающие форму Международного свидетельства о предотвращении загрязнения атмосферы; критерии и процедуры для определения зон контроля эмиссии SOx; информация для включения в сертификат бункеровки; эксплуатационные пределы для судовых инсинераторов; тестовые циклы и основные факторы для проверки соответствия судовых дизелей ограничению эмиссии NOx; детали планируемых освидетельствований и инспекций.

Как мы видим, страны, особо озабоченные экологией, внесли отдельные, усиленные требования к отдельным зонам мореплавания – так называемые особые зоны контроля эмиссии SOx (оксидов серы). Очевидно, что первой такой зоной стала самая оживленная торговая морская территория – Балтийское море, с частью Северного моря, являющегося обязательным транзитом для судов, направляющихся в и из Балтийского моря.

Введение протокола было запланировано заранее на 2015 год, 1 января, однако до 2012 года ни страны, ни судовладельцы особых усилий для обеспечения соответствия требованиям специального контроля не предпринимали.

Таким образом, на 1 января 2015 года сложилась ситуация, когда ни флот, ни страны, ни судовладельцы не были способны обеспечить соблюдение норм выбросов оксидов серы, но при этом они могли столкнуться с огромными штрафами и арестами судов, загрязняющих атмосферу.

В этой связи практически единственным видом топлива, которое могло бы обеспечить соблюдение норм и которого было достаточно на свободном рынке, оказался сжиженный природный газ.

Действительно, выбросы, которые генерировались при сжигании в двигателях мазута и обычного дизельного топлива, содержали слишком много серы и окислов азота, сократить которые мировое сообщество тоже решило, но после 2021 года, низкосернистое морское дизельное топливо, так называемый marine gasoil, является крайне дорогим (и в дальнейшем не приведет к обеспечению нормативов по выбросам оксидов азота). Как паллиатив можно рассматривать установку скрубберов (аппаратов адсорбции сернистых соединений) на палубы судов. Однако в этом случае проблема заключается в захоронении использованного адсорбента. Ни один порт пока не изъявил желания принимать загрязненный серой продукт для последующей утилизации. Кроме того, использование скрубберов снижает площадь полезной загрузки судна, что является негативным фактором для коммерческих перевозок.

Еще одним видом топлива, лишенным сернистых примесей,

является метанол. Надо сказать, что некоторые судовладельцы в итоге решились построить суда, работающие на метаноле. Однако особые условия хранения и транспортировки метанола, являющегося ядом (как сам метанол, так и его пары могут привести к слепоте и даже гибели людей), не позволяют сделать такое топливо массовым.

Именно поэтому Евросоюз принимает протокол Regulation (EU) № 1315/2013 (ЕС, 2013a), согласно которому сжиженный природный газ объявляется приоритетным видом топлива для гражданского морского транспорта.

Кроме того, Европарламент принимает Директиву 2014/94/EU от 24.10.2014 года о развитии инфраструктуры альтернативных топлив, в которой говорится, что

СПГ является предпочтительным видом топлива для судов, что отвечает требованиям снижения содержания серы в морском топливе в зонах контроля за выбросом оксидов серы, в которых осуществляют судоходство половина судов короткого морского плавания. Ключевая инфраструктура СПГ бункеровочных пунктов для моря и внутренних портов должна быть создана не позднее конца 2025 и 2030 годов соответственно.

Точки заправки для СПГ включают, среди прочего, терминалы СПГ, цистерны, мобильные контейнеры, бункерные суда и баржи. Первоначальный акцент на основной сети не должен исключать возможности предоставления СПГ в более долгосрочной перспективе в портах за пределами основной сети, в частности в тех портах, которые важны для судов, не занимающихся транспортными операциями. Решение о местонахождении точек заправки СПГ в портах должно основываться на анализе затрат и выгод, включая рассмотрение экологических выгод. Следует также учитывать применимые положения, касающиеся безопасности. Развертывание инфраструктуры СПГ, предусмотренное в настоящей Директиве, не должно препятствовать разработке других потенциально перспективных энергоэффективных альтернативных видов топлива.

Формирование таких административных ограничений и предписаний позволяет рассматривать Балтийский регион

как особую специфическую рыночную зону, в которой стал развиваться торговый флот, работающий на сжиженном природном газе.

В этом регионе находятся 7 стран Евросоюза – Германия, Дания, Швеция, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, а также две страны, в Евросоюз не входящих, – Россия и Норвегия, но судоходство которых влияет или находится под влиянием всех веяний, которые исходят из ЕС.

Все страны региона, кроме России, вкладывают колоссальные ресурсы в защиту окружающей среды, и потому именно там начался бум перевода коммерческого и портофлота на сжиженный газ. В некоторых странах, как, например, в Финляндии, на газе стали строить и военные суда.

На развитие инфраструктуры СПГ-бункеровки на Балтике и нацелен проект Аврора, представляющий из себя комплекс мероприятий, направленных на строительство, размещение и эксплуатацию в ряде портов Балтики СПГ-бункеровочных центров.

Бункеровочный центр представляет из себя два плавсредства: плавучее хранилище СПГ емкостью до 7 000 кубических метров СПГ и судно-бункеровщик емкостью до 1 200 кубических метров. Плавучее хранилище швартуется на максимально длительный срок в порту приписки, где базируется и судно-бункеровщик, осуществляющее бункеровку прибывающих судов в автотерминале порта и в 150-мильной зоне.

На сегодняшний день соглашения о размещении таких центров подписаны со следующими портами: Любек в Германии, Грено в Дании, Питео в Швеции, Котка-Хамина в Финляндии, Мынту и Пярну в Эстонии, Рига и Лиелая в Латвии. Размещение центров во всех этих портах позволит практически полностью закрыть периметр Балтийского моря (включая, собственно, основную базу в портопункте Горская в г. Санкт-Петербург) и предоставить судовладельцам возможность бункероваться у одного поставщика услуг в любой точке региона.

При этом Любек и Грено расположены на двух проходах в Балтику и из нее, соответственно, рядом с Киль-каналом и на Датских проливах. Именно там происходит до

80% всех бункеровочных операций конвенциональным топливом в регионе. Не будет исключением и СПГ, особенно с учетом того, что большая часть торгового флота, работающего на СПГ базируется сегодня в Норвегии и Швеции.

Строящиеся сегодня суда обычно двухтопливные. Помимо газа они могут использовать дизельное топливо. На Балтике и Северном море, а также в других зонах экологического контроля (Восточное побережье США и Канады, Филиппины, Сингапур, Япония, Австралийское побережье) это только MGO, в других регионах пока еще можно будет пользоваться и обычной дизелькой.

Принцип бункеровки определяется судовладельцами достаточно просто: если СПГ на момент заказа услуги дешевле MGO на 10 и более процентов, то заправляются СПГ, если нет, то MGO.

Сама услуга по бункеровке обычно заказывается за три дня. Это ограничивает гибкость судовладельцев на быстроменяющемся рынке. В этой связи мы предполагаем, что суда-бункеровщики будут иметь на борту два бака хранилища, как СПГ, так и морского низкосернистого дизельного топлива, что даст возможность судовладельцам принимать решение о предмете закупки непосредственно перед бункеровкой.

Мы предполагаем, что проект Аврора будет использовать внешние источники газа. Ради этого LNG Gorskaya Overseas OÜ подписала контракт купли-продажи СПГ с германской компанией Юнипер, одним из крупнейших игроков на рынке газа. Четырехлетний опыт взаимодействия с российскими производителями газа показал, что они не могут быть партнерами для долгосрочного развития зарубежных проектов, более того, существующее законодательство прямо этому препятствует.

Мы неоднократно обращались в Минэнерго с предложениями либерализовать законодательство об экспорте СПГ хотя бы в части бункеровки, однако никаких действий в этом направлении, несмотря на устную поддержку, Министерство не предприняло.

Кроме того, Газпром, и Новатэк – это компании, находящиеся под санкциями, как корпоративно-секторальными, так и личными, – их

руководители и акционеры внесены в так называемый «кремлевский список». В такой ситуации перспективы развития европейского бизнеса с этими компаниями туманны.

Поэтому они также не могут быть и партнерами по покупке СПГ, т.к. возможности его перепродажи через бункеровку тоже несут политические риски.

Что касается производства оборудования, то для проекта Аврора предполагается разместить заказы на производство на китайской верфи компании Wison, которая является на сегодня лидером по производству плавсредств для СПГ-проектов.

По нашим оценкам, 8 бункеровочных центров СПГ в Балтийском регионе смогут осуществлять с 2020 года перевалку до 2 млн тонн СПГ в год.

Мы понимаем, что такой потребности в бункеровке в 2020 году еще не будет. Скорее, такие объемы будут идти на нее с 2025 года. Поэтому мы смотрим на развитие других сегментов потребления СПГ, как то: электростанции, котельные, металлургические заводы и припортовый парк грузовых автомобилей. Т.е. создание бункеровочных центров в портах станет основой для развития СПГ заправок для грузовиков на основных трассах, по которым ходят траки из порта и обратно. Например, в случае Любека это может быть трасса до Берлина, а в случае Котка-Хамины – до границы с Россией и до Хельсинки, т.е. все южное побережье Финляндии.

Но серьезную трансформацию наш проект ожидает после 2022 года. Уже сегодня в некоторых странах, в первую очередь в Норвегии, Швеции и Финляндии, стали выпускать электросуда и суда, работающие на СПГ и электричестве. Пока такие агрегаты заряжаются в портах, и расстояния, на которые рассчитан их ход, незначительны, – в основном это паромы между фьордами и островами. Т.е. максимальная дистанция на одной зарядке – 20 миль.

Чтобы ходить через море запас хода должен быть хотя бы миль 500. Этого пока аккумуляторы судов обеспечить не могут.

Проект Аврора предусматривает в дальнейшем преобразование

плавхранилищ СПГ в зарядно-бункеровочные комплексы, где помимо хранения СПГ будет осуществляться зарядка батарей для электросудов. И эти батареи будут устанавливаться на подходящие к ЗБС электросуда взамен разрядившихся батарей на борту.

Уже сейчас около 60 процентов судов имеет электропропульсию, которая запитывается от дизель-генераторов на борту. Это значит, что больше половины судов сегодня готовы к достаточно дешевой модернизации – переводу на электробатареи.

Осталось дело за малым – организовать инфраструктуру для оперативной замены разрядившихся батарей прямо в открытом море. При этом желательно, с учетом того же экологического подхода, чтобы электрогенерация осуществлялась преимущественно нетрадиционными способами, на основе возобновляемых источников.

Понятно, что в море таким источником должно быть море: волны, течения, приливы.

Проект Аврора предполагает установку волновых и стримовых генераторов по периметру ЗБС, где тем не менее будет использована и генерация на основе испаряющего СПГ. Таким образом, с 2022 года Аврора сможет обеспечить судоходность любому самоходному плавсредству в регионе, что ходящему на СПГ, что на MGO, что на электричестве.

Средиземное море, где наша компания развивает проект Искандер, отличается от

Балтийского тем, что долгое время у приморских государств не было консенсуса по введению здесь зоны экологического контроля. Североафриканские страны противостояли европейским, которые продвигали усиление контроля над выбросами вредных веществ работающими двигателями.

Предполагалось даже, что море будет разделено пополам: север – зона экологического контроля, юг – грязная зона. Но такая схема была бы слишком странной и труднореализуемой.

Развитие газовой индустрии в регионе, приток газа из Персидского залива позволили трезво взглянуть на ситуацию и принять решение о введении зоны экологического контроля во всем Средиземноморье с 1 января 2020 года.

При этом ситуация в Средиземноморье будет развиваться стремительнее, чем на Балтике. Во-первых, нет синдрома первопроходца, и ряд средиземноморских судовладельцев, особенно из Греции и Италии, уже ходят по Балтике и планируют переводить свои суда на СПГ. В частности MSC, крупнейший европейский круизер, уже обладает тремя круизерами, работающими на СПГ на Карибах, а с 2019 года вводит линии СПГ-топливных круизеров из Средиземного моря на Балтику, в т.ч. такие суда начнут заходить в порт «Морской фасад» Санкт-Петербурга, с которым мы подписали соглашение об организации СПГ-бункеровки заходящих судов.

Кроме того, в Средиземном море есть собственные производители СПГ. В первую очередь – Сонатрак. Собственно, именно Алжир стал первым поставщиком коммерческого газа, и сегодня именно отсюда по всему Средиземноморью может распространиться СПГ-бункеровка.

Помимо Алжира, мощности по производству СПГ есть в Египте. Они пока законсервированы, но с развитием открытых офшорных месторождений будут вновь запущены в 2022 году и позволят превратить Египет из импортера в экспортера газа, в т.ч. поставщика СПГ для целей бункеровки.

Такие же амбициозные планы есть и у Израиля совместно с Кипром. Месторождение Левиафан способно обеспечивать мощности по сжижению, и получаемый СПГ с учетом наличия больших объемов из Персидского залива могут быть направлены именно на бункеровку.

Все это, вкуче с большими мощностями по хранению СПГ в Барселоне и Мраморном море, делает Средиземное море абсолютно подготовленным для перехода на СПГ-бункеровку.

Именно поэтому LNG Gorskaya Overseas O развивает проект Искандер, предусматривающий размещение центров СПГ-бункеровки в Алжире, Египте, Турции, Испании, Франции, Греции, Италии и Черногории. Понятно, что проект этот будет растянут по времени. Средиземное море несколько больше Балтийского и габариты судов, его бороздящих, значительно больше.

Мы предполагаем, что первый бункеровочный центр проекта Искандер появится в Средиземном море в 2020 году.

В итоге если нам удастся привлечь достаточно инвестиций и реализовать все задуманное, сети СПГ-бункеровочных центров и зарядно-бункеровочных станций покроют и Балтийское, и Средиземное море, что станет огромным стимулом для развития экологически чистого судоходства по всем морям Европы. ●

KEYWORDS: marine fuel, LNG, bunkering, marine vessels, bunkering center.



ПРОГУЛКА ЛЮБОПЫТНОГО КОРРЕСПОНДЕНТА С ФОТОКАМЕРОЙ ПО СТЕНДАМ ВЫСТАВКИ

ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ – ТЕ ОБЪЕКТЫ, ПОПАСТЬ НА КОТОРЫЕ НЕ ТОЛЬКО ОБЫВАТЕЛЮ, НО ДАЖЕ ОТРАСЛЕВОМУ СПЕЦИАЛИСТУ, СОВСЕМ НЕ ПРОСТО. ПОЭТОМУ УЗНАТЬ, ЧЕМ ЖИВУТ КОМПАНИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, МОЖНО, ПОСЕТИВ ОТРАСЛЕВЫЕ ВЫСТАВКИ, ГЛАВНАЯ ИЗ КОТОРЫХ – «НЕФТЕГАЗ-2018» – ПРОШЛА В АПРЕЛЕ В ЭКСПОЦЕНТРЕ НА КРАСНОПРЕСНЕНСКОЙ НАБЕРЕЖНОЙ. ЖУРНАЛИСТЫ NEFTEGAZ.RU, НИКОГДА НЕ ПРОПУСКАЮЩИЕ ПОДОБНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, НЕ СТАЛИ И В ЭТОТ РАЗ ЛИШАТЬ СЕБЯ УДОВОЛЬСТВИЯ ПРОГУЛЯТЬСЯ МЕЖДУ СТЕНДАМИ, ЗАПЕЧАТЛЕВ НАИБОЛЕЕ ИНТЕРЕСНЫЕ СЮЖЕТЫ

Выставки, подобные «Нефтегазу» – не просто смотр достижений отрасли, но еще и наглядный показатель успешности работы компаний. В кризисные времена, как было замечено зорким корреспондентским взглядом, экспозиции скромнее и стенды не пестрят изобилием оборудования. Это не удивительно, шутка ли привезти (зачастую за тысячи километров) крупногабаритное оборудование, собрать на четыре дня, а затем транспортировать обратно – мероприятие трудозатратное и не из дешевых.

В нынешнем году оборудования было много. Притом самого разнокалиберного, но нас, конечно же, впечатлило наиболее масштабное, которое было представлено в основном компрессорами и компрессорными блоками...



... реже оборудованием, наподобие устройства для перекрытия трубопроводов с импровизированными трубами.



На других стендах трубы были вполне реальные. Они привлекали внимание посетителей своей масштабностью, но только самые внимательные могли разглядеть незаметно прикрепленные измерительные приборы, ради которых не без труда доставленное оборудование красовалось на стенде.



Среди привычного оборудования, которое хоть и обновляется, но стало уже завсегдатаем выставки, было замечено и несколько совершенно новых экземпляров. Например, этот радар, ищущий, как нам показалось, иголку в стоге сена... вернее, опилки... и может, вовсе не иголку...



Фланируя между экспонатами, то и дело можно было встретить любопытных персонажей. Сложно было скрыться от пританцовывающего Спецкабеля, замеченного в чрезмерной склонности к объятиям.



А вот обычно разговорчивая Кики была в этот раз безмолвна. Напрасно юные посетители выставки пытались узнать у нее предназначение футбольного мяча, который робот непременно носила с собой.



Тем, кто посетил выставку в первый день, посчастливилось насладиться чудесной классической музыкой, звуки которой вылетали из-под струн и клавиш музыкально дуэта. Над двумя очаровательными девушками, развлекавшими почтенную публику шедеврами Вивальди, красовалась надпись: «добываем нефть и газ эффективнее». Что тут скажешь? Классика.



Из удивительного были замечены ямальские собаки Уралмаша...



... и беспилотный вертолет Газпром нефти.



Негласный code of conduct почитает за mauvais ton отсутствие на стенде крупной компании хотя бы одной «заманушки». Поэтому, проходя мимо стенда Транснефти, мы немного удивились, не увидев ничего подобного. Но задумка оказалась, как в хорошем квесте, – ищите подсказки на потолке.



Не будем излишне скромны и отметим, что и Neftegaz.RU, который всегда соблюдает тот самый кодекс, подготовил для посетителей своего стенда небольшое развлечение, мимо которого не прошла даже самая солидная публика. ●

«НЕФТЕГАЗ-2018» И НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

поддержка инновационному развитию ТЭК России

В МОСКВЕ, В ЦЕНТРАЛЬНОМ ВЫСТАВОЧНОМ КОМПЛЕКСЕ «ЭКСПОЦЕНТР» С БОЛЬШИМ УСПЕХОМ ПРОШЛИ 18-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА» – «НЕФТЕГАЗ-2018» И НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ. В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ ПОДТВЕРЖДЕНО НА ПРАКТИКЕ, ЧТО СОВМЕЩЕНИЕ МАСШТАБНЫХ ВЫСТАВОЧНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ С ОБШИРНОЙ ПРОГРАММОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ДИСКУССИЙ ПО ВАЖНЕЙШИМ ВОПРОСАМ ОТРАСЛЕВОЙ ПОВЕСТКИ ДНЯ РАСШИРЯЕТ ВОЗМОЖНОСТИ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ МАКСИМАЛЬНЫЙ ПРАКТИЧЕСКИЙ РЕЗУЛЬТАТ ДЛЯ УЧАСТНИКОВ

THE 18TH MOSCOW INTERNATIONAL OIL AND GAS EXHIBITION/MIOGE AND NATIONAL OIL AND GAS FORUM WERE SUCCESSFULLY HELD IN MOSCOW EXPOCENTER. THE FACT THAT JOINT HOLDING OF LARGE-SCALE EXHIBITIONS AND A LARGE-SCALE PROGRAM OF EVENTS OF PROFESSIONAL DISCUSSIONS ON THE MOST IMPORTANT ISSUES OF THE INDUSTRIAL AGENDA EXTENDS THE OPPORTUNITIES AND PROVIDES THE MAXIMUM PRACTICAL RESULT FOR PARTICIPANTS ONCE AGAIN

Ключевые слова: выставка, форум, нефтегазовые компании, импортозамещение, топливно-энергетический комплекс.

Выставка «Нефтегаз», являющаяся крупнейшей в России и странах Восточной Европы площадкой для делового общения специалистов нефтегазовой и смежных отраслей, проводилась с 16 по 19 апреля 2018 года. Она была организована АО «Экспоцентр» в партнерстве с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

На официальном открытии выставки «Нефтегаз-2018» участников приветствовали заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин, президент Российского союза химиков Виктор Иванов, исполнительный директор компании «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» Эрхард Винкамп, генеральный директор «Экспоцентра» Сергей Беднов, представители отраслевых союзов и другие официальные лица.

В выставке «Нефтегаз-2018» приняли участие 552 ведущие компании из 27 стран мира. Самое



современное оборудование и новейшие технологии на общей площади более 31 000 кв м представили крупнейшие зарубежные и отечественные производители и поставщики газового и нефтяного оборудования, нефтяные корпорации и холдинги, нефтегазодобывающие и перерабатывающие предприятия, нефтесервисные и

геологоразведочные компании, предприятия, занятые в бурении, поиске, разведке, добыче, строительстве объектов газо- и нефтедобычи, газо- и нефтехимии. Выставка очередной раз доказала свою значимость не только для топливно-энергетического комплекса России, но и всего мирового нефтегазового сообщества.

РЕКЛАМА



Производители и поставщики всего мира получили уникальную возможность продемонстрировать свое новейшее нефтегазовое и нефтеперерабатывающее оборудование и технологии специалистам, установить и расширить деловые контакты, обсудить широкий круг стоящих перед отраслью вопросов.

Ключевые разделы были посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам сервисных и инжиниринговых транспортных компаний, ставших предметом интереса широкого круга специалистов, традиционно посещающих выставку.

Россию на выставке представили 311 участников, среди которых такие лидеры нефтегазовой отрасли, как «АРТ-Оснастка», «Башнефтегеофизика», «БОРХИММАШ», Концерн ВКО «Алмаз-Антей», «НТА-Пром», «Орелкомпрессормаш», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», «Трубная металлургическая компания-

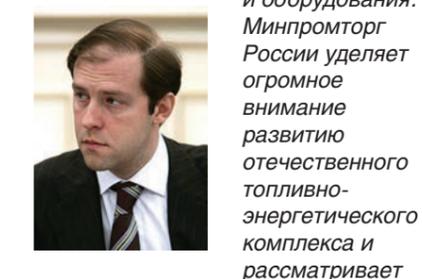
ТМК», «Тяжпрессмаш», «Уралмаш НГО Холдинг», «ЧТПЗ», «Эндресс+Хаузер» и другие.

Свои возможности продемонстрировали известные зарубежные концерны и компании мирового нефтегазового рынка: ABB, Bauer Kompressoren GmbH, Centrax Gas Turbines Ltd, JUMO GmbH & Co. KG, KANEX Krohne Anlagen Export GmbH, Kerui Group, MTU Friedrichshafen GmbH, National Oilwell Varco, R&B Industrial Supply Company, Rockwell Automation, SAMSON AG, The Green Day Inhaber Gerhard Michael Kreuder, VEGA Grieshaber KG, Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd., Yokogawa Electric Corporation и другие.

Компании Германии, Китая, Чехии участвовали в выставке в формате национальных экспозиций.

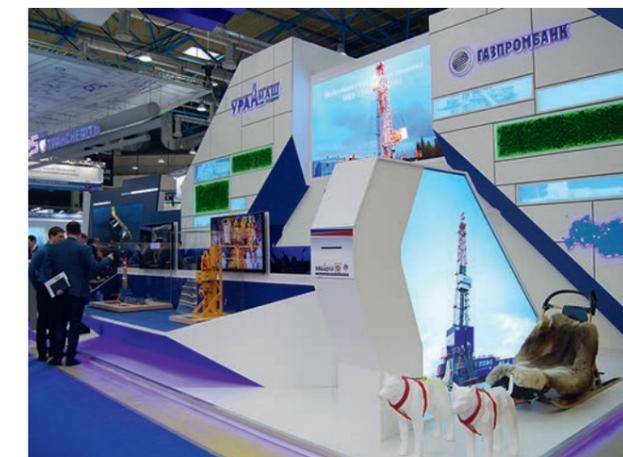
В своем приветственном обращении к участникам и гостям выставки министр промышленности и торговли РФ Денис Мантуров отметил:

– «Нефтегаз» является масштабной площадкой для профессионального общения, обмена опытом, демонстрации новейших технологий и оборудования.



Минпромторг России уделяет огромное внимание развитию отечественного топливно-энергетического комплекса и рассматривает

международную выставку «Нефтегаз-2018» как важное отраслевое событие». Как и в прошлые годы, выставка «Нефтегаз-2018» включала насыщенную деловую программу. Большой интерес вызвали международная конференция «Освоение нефтегазовых месторождений: интегрированный подход», практическая сессия «Инструменты государственной поддержки инвестиционных проектов в моногородах»,



презентации и технические семинары, организованные рядом экспонентов.

Одновременно с «Нефтегаз-2018» в «Экспоцентре» проходила 27-я международная выставка «Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений» – «Электро-2018». Такое соседство способствовало расширению прямых контактов производителей нефтегазового и электрооборудования, добывающих и перерабатывающих углеводородное сырье компаний, развитию производственной кооперации предприятий ведущих отраслей экономики страны.

Национальный нефтегазовый форум проходил в «Экспоцентре» 17–18 апреля 2018 года. Уже традиционно, двухдневная программа Форума фокусируется на актуальных для нефтегазовой отрасли вопросах перспективного развития.



На церемонии открытия выставки НЕФТЕГАЗ заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов огласил приветствие главы Минэнерго России Александра Новака, в котором говорилось:

– Объединение выставки и форума привело к созданию крупнейшей отраслевой демонстрационно-коммуникационной площадки. Она позволяет представить новейшие технологические разработки и решения для нефтегазовой индустрии и топливно-энергетического комплекса в целом, всесторонне обсудить и найти оптимальные пути решения приоритетных задач отрасли.

В 2018 году программа Форума включала в себя технологические конференции, форсайт-сессии, профессиональные круглые столы и практические семинары. Представители органов государственной власти, ведущих компаний нефтегазового сектора и



смежных отраслей, общественных организаций, научных и экспертных центров обсуждали широкий круг тем. В том числе: анализ рынков, стратегические вопросы инновационного развития, состояние и перспективы отраслевого машиностроения, раскрытие потенциала импортозамещения, международное сотрудничество, создание инжиниринговых центров, кластеров и технопарков, экономические, экологические и экономические аспекты разработки залежей трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, внутренние драйверы и экспортный потенциал нефтегазохимической отрасли.

В мероприятиях Национального нефтегазового форума приняли участие свыше 80 спикеров, около 1000 делегатов и 130 представителей ведущих средств массовой информации. На заседаниях ННФ выступили представители федеральных органов власти, топ-менеджеры ведущих нефтегазовых и машиностроительных компаний, сотрудники ключевых отечественных и зарубежных экспертных центров, общественные деятели.

Обращаясь к участникам Форума, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин отметил, что современные реалии ставят перед отраслью новые, все более сложные задачи, на этом фоне растет привлекательность ННФ, который имеет устойчивую

репутацию эффективной площадки для профессионального обсуждения и поиска оптимальных решений.

В свою очередь замминистра энергетики РФ Павел Сорокин, приветствуя участников Форума, подчеркнул, что репрезентативный состав ННФ позволяет изучать проблемы с разных точек зрения, вырабатывать комплексные рекомендации, к которым министерство намерено прислушиваться.

Первое пленарное заседание ННФ было посвящено обсуждению вопросов технологического развития нефтегазовой отрасли России в условиях цифровой трансформации мировой экономики. Участники этой сессии широко обсудили особенности текущей ситуации и перспективы мировых энергетических рынков.

Следующая сессия Национального нефтегазового форума была посвящена обсуждению вопросов импортозамещения и локализации в нефтегазовой промышленности. С развернутым докладом выступил директор департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга РФ Михаил Иванов. О первом российском опыте реализации программ импортозамещения и дальнейших перспективах рассказали топ-менеджеры ПАО «Газпром нефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ТМК» и ряда других российских компаний. В свою очередь, представители зарубежных компаний

поделились опытом локализации инновационных решений в российском нефтегазовом секторе.

Заключительное заседание первого дня Национального нефтегазового форума было посвящено теме «Роботизация и искусственный интеллект в нефтегазовой и нефтегазохимической отраслях». Оно прошло в форме форсайт-сессии – круглого стола. Вел заседание Артем Козловский, партнер Oil & Gas Advisory Leader, EY.

Основными мероприятиями второго дня ННФ стали конференция «Разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов. Освоение Баженовской свиты: экономика и технологии», два круглых стола – «Драйверы внутреннего роста и экспортный потенциал нефтегазохимической промышленности России» и «Новые инструменты энергетических рынков в эпоху блокчейна», форсайт-сессия «Отраслевые кластеры, технопарки, инжиниринговые центры и особые экономические зоны: основные этапы трансфера технологий (наука – технологии – бизнес).

Утреннее заседание круглого стола, посвященного поиску источников и движущих сил роста российской нефтепереработки и нефтегазохимии, провел заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов. Подводя итог обсуждению, он отметил, что высказанные специалистами наблюдения и предложения являются ценным материалом для дальнейшей совместной работы органов власти и бизнеса, направленной на развитие таких перспективных и привлекательных



секторов отечественной экономики, как нефтепереработка и нефтегазохимия.

Конференция по ТРИЗам, которую вел председатель Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, стала впечатляющим коллективным мозговым штурмом с участием ключевых российских специалистов. В обсуждении приняли участие топ-менеджеры нефтяных компаний, геологоразведочных организаций, предприятий нефтегазового машиностроения, научных и экспертных центров.

Форсайт-сессия по стартапам и инновационным разработкам в нефтегазовой и химической отраслях была организована совместно с Фондом «Сколково». Обсуждался широкий круг вопросов, в том числе перспективы

таких организационных форм поддержки инноваций, как отраслевой Центр компетенций «Импортозамещение в ТЭК», отраслевые кластеры, технопарки, инжиниринговые центры, экономические зоны.

Большой интерес вызвала проведенная на площадке ННФ презентация исследования Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей». Наблюдениями и выводами с участниками Форума поделились директор Энергетического центра Татьяна Митрова и аналитик Энергетического центра Александр Собоко.

Программа Национального нефтегазового форума 2018 года завершилась совместным заседанием Совета ветеранов нефтегазовой отрасли и Молодежного совета нефтегазовой отрасли «Нефтегазовый комплекс России: настоящее и будущее – взгляд ветеранов и молодежи».

Следующая 19-я международная выставка «Нефтегаз-2019» пройдет в ЦВК «Экспоцентр» с 15 по 18 апреля 2019 года, а Национальный нефтегазовый форум состоится 16–17 апреля 2019 года. ●

KEYWORDS: exhibition, forum, oil and gas companies, import substitution, fuel and energy complex.



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

Газпром и Роснефть поделили шкуру неосвоенного шельфа

28 мая 2008 г. Газпром и Роснефть подписали протокол по разделению шельфа северных и дальневосточных морей. Протокол касался участков недр на шельфе Дальнего Востока и северных морей и предусматривал разделение участков недр на нефть и газ, а также по географическому принципу. Предполагалось, что Газпром получит газовые участки на шельфе, а Роснефть – нефтяные.



• Комментарий Neftegaz.RU

Поскольку протокол законодательной силы не имел, споры о шельфовых участках между Роснефтью и Газпромом все-таки возникли, и не раз: сначала из-за Северо-Врангелевского участка на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей в 2013 г., потом из-за Мурманского газового месторождения в Баренцевом море в 2015 г. Стало ясно, что ситуация не изменится. Тогда 6 апреля 2018 г. Минприроды России решило пресечь подобные ситуации и подготовило законопроект о проведении аукционов на шельфовые участки, если заявки на получение без аукциона одного и того же участка недр подали сразу 2 госкомпании. Насколько нужны именно сейчас такие изменения в закон «О континентальном шельфе» – покажет время.



ЛУКОЙЛу предложили дагестанский шельф Каспия

26 мая 2008 г. глава Дагестана М. Алиев встретился с В. Алекперовым и предложил рассмотреть возможность освоения трех участков дагестанского шельфа Каспия, лицензии на которые были отозваны у прежних разработчиков. Кроме того, глава республики предложил компании осуществлять транспортировку нефти и газа через Дагестан.

• Комментарий Neftegaz.RU

Что ж, предложение для ЛУКОЙЛа оказалось заманчивым. За 10 лет компания прочно обосновалась на Каспии, да и объем перевалки нефти через Махачкалинский морской торговый порт только в 2017 г. составил 1 млн тонн. Более того, компания заявила, что в 2018 г. объемы вырастут еще в 3 раза благодаря совершенствованию инфраструктуры и стабилизации ситуации по поставкам в порту Махачкалы. Бурение в регионе тоже не стоит на месте – с 2016 г. ЛУКОЙЛ активно бурит поисковые скважины на структуре «Хазри» (в 2017 г. там были обнаружены перспективные участки), а в 2019 г. начнется разведочное бурение на структуре «Титонская».

Shell и Укргаздобыча займутся доразведкой газовых месторождений

В мае 2008 г. Shell Ukraine Exploration & Production собиралась вложить 20 млн долл США в геологическую

доразведку двух украинских газовых месторождений (Шебелинского и Западно-Шебелинского), находящихся в Днепровско-Донецком бассейне. Это был совместный проект с Укргаздобычей. Месторождения были выбраны неслучайно – прогнозный запас этих площадей составлял 800 млрд м³ газа.

• Комментарий Neftegaz.RU

Поисковую скважину № 900 на Шебелинском ГКМ получилось запустить только в 2016 г. Пробурив ее, Укргаздобыча рассчитывала вскрыть промышленные запасы газа и провести их оценку, но громких заявлений о найденных сокровищах до сих пор так и нет.



Для интенсификации добычи еще 2 года назад предполагалось, что без технологии ГРП в этом случае не обойтись, но у Укргаздобычи не было и нет достаточного опыта проведения такого вида работ. Сотрудничество с Shell, которая деньги все-таки вложила, по этому проекту тоже затихло. Иначе говоря, перспективы не радуют. ●

Kurumba

MALDIVES

РЕКЛАМА



Все цвета Мальдив

Kurumba – это уникальный курорт, окруженный прекрасными пляжами с белым песком, тенистыми пальмами, кристально чистой, небесно голубой водой и одним из лучших домашних рифов на Мальдивах. Это идеальное место для тех, кто ищет тропический рай с большим выбором ресторанов, где можно отведать блюда разных стран мира, супер современные виллы, разнообразные развлекательные программы и мероприятия, наземные и водные виды спорта, развлечения для детей.

reservations@kurumba.com • www.kurumba.com



РОССИЙСКИЕ РЫНКИ ПОШАТНУЛИСЬ ПОСЛЕ ВВЕДЕНИЯ США НОВЫХ САНКЦИЙ

The New York Times

Мэтт Филлипс

Россия расплатилась на финансовых рынках за свое противостояние с Западом.

Инвесторы избавлялись от российских акций, бондов и рубля перед лицом новых санкций и признаков трещин в отношениях между Трампом и Путиным. Кумулятивный эффект состоит в том, что для российских компаний и потребителей вырастет стоимость жизни. Для российских рынков это был один из худших дней со времен аннексии Крыма в 2014 г. Разумеется, ничто из этого не несет серьезной угрозы российской экономике, пока цены на нефть остаются относительно высокими.



В конце марта США присоединились к странам ЕС, чтобы выслать российских дипломатов в ответ на отравление экс-сотрудника российских спецслужб. После химической атаки, повлекшей за собой человеческие жертвы, Трамп подверг критике Путина за поддержку Асада. Казалось бы, один твит – мелочь, но он стал для инвесторов сигналом, что для России риск дальнейших санкций, вероятно, сохраняется.

СВОИМ ГАЗОПРОВОДОМ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» РОССИЯ РАСКАЛЫВАЕТ ЕВРОПЕЙЦЕВ



Кристель Гибер

Строительство подводного газопровода «Северный поток-2» должно начаться этой весной. ЕК хотела заблокировать проект, который до сих пор активно поддерживается Германией. Этим вопросом посвящено интервью с депутатом Европарламента Клодом Турмсом.

«Строительство газопровода явно угрожает стабильности Украины. Он должен ее обойти и лишит денег, уплачиваемых за транзит. Проект угрожает также солидарности европейских стран и углубит уже существующие проблемы в Словакии, Болгарии и Сербии. Кроме того, в новом газоснабжении нет необходимости. Объемы газа, импортируемые и потребляемые ЕС, будут уменьшаться. Этот проект не имеет смысла», – утверждает Турмс.

«Все страны Восточной Европы против «Северного потока-2». Кроме Болгарии, которая находится в сложной ситуации. Вместе с польскими консерваторами мы работаем над борьбой против газовой дипломатии, которую ведет Германия. Австрия настроена открыто пророссийски, поскольку ее компания OMV финансирует 10% проекта. Франция ведет себя двойственно», – полагает Турмс.

ПОЧЕМУ НЕФТЯНЫЕ МАНЕВРЫ ПУТИНА УДЕРЖАТ РОССИЮ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ

The Washington Post

Николас Трикетт

Присутствие России на Ближнем Востоке будет расширяться, что во многом объясняется сильной зависимостью госбюджета от нефтяных доходов.

Вместо того чтобы пойти на риск масштабных внутренних реформ, Путин будет полагаться на доходы от нефтяных сборов. Это значит, что на Ближнем Востоке Россия останется надолго.



Самым важным рынком для российских производителей энергоресурсов остается Европа.

Увеличение сбыта в Китае требует параллельно нарастить добычу, чтобы поддерживать долю на европейском рынке. В конце 2017 г. «Роснефть» заключила сделки, удвоившие продажи в Китай, поэтому пришлось использовать больше легкой западносибирской нефти, которую обычно направляют в Европу, а значит «Роснефть» была вынуждена подмешивать к предназначенной Европе смеси больше тяжелой нефти. Поскольку в тяжелой нефти больше примесей, европейские НПЗ угрожали сократить закупки российской нефти.

Без роста добычи Россия с трудом сможет поддерживать поставки в Европу. Ситуация с санкциями вынудила российские компании выйти за рубеж. На Ближнем Востоке затраты на производство ниже. Вступив в сирийский конфликт, Кремль сделал шаг против Запада. Неспособность Путина реформировать российскую экономику означает, что доходы от нефти остаются ключевыми для экономической и политической стабильности. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6–8 июня

5-й Юбилейный международный конгресс и выставка

СПГ Россия

Москва, Отель Балчуг Kempinski

11–15 июня

31-я Международная специализированная выставка

АСНЕМА 2018

Франкфурт-на-Майне, Германия

20–21 июня

Специализированная выставка Chemspec europe 2018

Мюнхен, Германия

ИЮНЬ

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

18–21 июня

15-я Международная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ/MIOGE 2018

Москва, Крокус Экспо

26–28 июня

22-ая специализированная выставка с международным участием

Нефть. Газ. Хим. 2018

Саратов, Выставочный центр «Софит-Экспо»



Стенд компании Транснефть



Стенд компании НПП Сенсор на выставке Нефтегаз-2018



Участники ННФ-2018



Участники Нефтегаз-2018 на церемонии открытия выставки



Участники и посетители выставки Нефтегаз-2018



П. Сорокин на стенде резидента Сколково



Д. Сенокосов



В. Арделян



Стенд компании НПО Мир на выставке Нефтегаз-2018



Стенд ТМК на выставке Нефтегаз-2018



Стенд компании Bornemann на выставке Нефтегаз-2018



Участники открытия выставки Нефтегаз-2018



Стенд компании CMD на выставке Нефтегаз-2018



Стенд компании Cyber Power на выставке Нефтегаз-2018



Открытие выставки Нефтегаз-2018



Е. Савченко



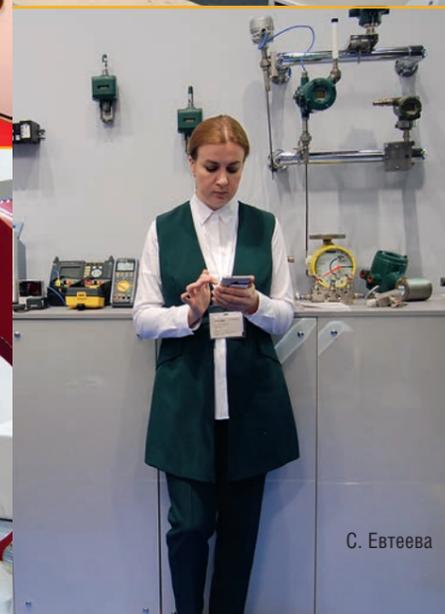
Участники и экспонаты выставки Нефтегаз-2018



Посетитель выставки Нефтегаз-2018



Н. Бондарь



С. Евтеева



В. Иванов

Участники выставки Нефтегаз-2018



К. Молодцов



Кікі на выставке Нефтегаз-2018

ЦИТАТЫ

«Газпром не исключает строительства «Северного потока-3»

А. Медведев



«Одна из наших задач – разумное замещение промышленного импорта на конкурентноспособную российскую продукцию»

Д. Медведев



«Рынок видит успехи наших усилий по сокращению объемов запасов и реагирует позитивным образом»

А. Новак



«Надо двигаться к тому, чтобы возобновляемые источники энергии выходили на первое место в системе генерации»

В. Путин



«Украина как транзитная страна в дальнейшем также должна играть роль»

А. Меркель



«Когда Нафтогаз останется без российского газа, посмотрим, кто будет «котиком»»

А. Пушков

«Будет огромной возможностью для США и других, если мы можем достичь условий, при которых Россия будет иметь меньше возможностей отключать газопроводы»

М. Помпео



«Мы никогда не ставили вопрос об отказе от украинского транзита»

А. Миллер



«Мы программу по импортозамещению выполним: результаты НИОКРов есть и они обнадеживающие»

Н. Токарев



Kuramathi – неповторимое очарование Мальдив

Курорт Kuramathi Maldives расположен на уютном архипелаге атолла Расду. Протяженность Kuramathi составляет 1,8км. Остров венчает белоснежная песчаная отмель, которая добавляет эффектности идиллической картине с бирюзовыми ласковыми водами Индийского океана, тропической флорой и фауной. Курорт предлагает гостям 12 различных категорий вилл – от индивидуальных пляжных до очаровательных надводных с бассейном. Великолепным вариантом для семей и компаний друзей станут расположенные на пляже двухспальные апартаменты Two Bedroom Beach house: два этажа с отдельными входами предлагают просторные помещения для гостей.

душе даже самым взыскательным гурманам. А в одном из 7 баров курорта попробуйте экзотические коктейли. Просторы острова открывают возможности для разнообразных вариантов досуга и активного отдыха – от привычных пробежек к завораживающей песчаной отмели до погружений вглубь океана и исследования красоты домашнего рифа. В спа-центре Kuramathi Spa гостям предлагают восстанавливающие терапевтические процедуры. Юных гостей ждут захватывающие игры и развлечения в детском клубе Vageecha с развлекательными и образовательными программами на каждый день.

Насладитесь изумительными блюдами в одном из 12 ресторанов курорта, которые придутся по

Каждый найдет что-то по душе в этом райском уголке, который воплощает собой Мальдивы в их естественном состоянии.



РЕКЛАМА

P: +960 666 0527

F: +960 666 0556

E: info@kuramathi.com

www.kuramathi.com

ШАБЛОНЫ
БОЛЬШЕ НЕ В МОДЕ.
НОВЫЙ GENESIS G70



Полноприводные
седаны

[GENESIS.COM](https://www.genesis.com)

Дженезис Джи70. Реклама.



GENESIS