



БОЛЬШИЕ
ДАННЫЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ
СМП

ТРАНСПОРТ
ДЛЯ АРКТИКИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftgaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

6 [114] 2021

ОБНОВЛЕНИЕ
АРКТИЧЕСКОГО
ФЛОТА



Входит в перечень ВАК



Курортный комплекс премиум класса Riviera Wellness Resort 5*

Вдали от городской суеты на берегу лазурного озера уютно расположился Курортный комплекс премиум класса Riviera Wellness Resort 5*

Оригинальная архитектура комплекса гармонично дополнена отличной инфраструктурой и включает в себя 50 уникальных номеров, каждый из которых – воплощение элегантности и безукоризненного стиля.

Отдельного упоминания заслуживают Гранд Сьюты. Это по-настоящему роскошные апартаменты с панорамными окнами и выходом на собственную террасу подарят возможность насладиться чудесным видом на лазурное озеро.

Теперь полноценный пляжный отдых доступен не только в приморских регионах. Riviera Wellness Resort способен удивить даже самого взыскательного гостя. Великолепный пляж с белоснежным песком, оливковый пляж, открытые подогреваемые бассейны, сезонный рыбный ресторан «Риф» и фирменные коктейли никого не оставят равнодушными.

Прекрасной возможностью провести время с пользой позволяют сезонные активности, которые щедро предлагает курорт: это и рыбалка, и полеты на воздушном шаре, и сапборды. Ну а настоящей жемчужиной Riviera Wellness Resort можно назвать единственный в своем роде Хаусбот Riviera River, прогулки на котором по руслу Северского Донца на ежедневной основе могут осуществлять гости комплекса.

В 2020 году для гостей комплекса открылась клиника превентивной и эстетической медицины «Эдельвейс», сочетающая в себе новейшие технологии и концепцию премиального отдыха. Гостям медицинского центра помогут бережно сохранить здоровье и красоту, продлить активный возраст, а также заблаговременно предупредить заболевания. Персонализированные DETOX и AntiAGE программы длятся от 3 дней и формируются на основании комплексного чек-апа с учётом индивидуальных особенностей, потребностей и пожеланий гостей. Также впервые в России Riviera Wellness Resort 5* представляет уникальное МИТОхондриальное меню, которое нормализует синтез энергии и поддерживает жизненный тонус всех систем организма.

здоровье – курорт



Отдельное удовольствие – термальная зона SPA, в которой представлены хаммам, сауна, бассейн, а также целый комплекс инновационных SPA процедур.

Для деловых поездок и организации мероприятий на курорте возведен новейший конгресс-центр Riviera Space с несколькими конференц-залами с панорамными окнами, технически и визуально оборудованный в соответствии с мировыми стандартами.



R
I
V
I
E
R
A

На территории курорта расположен ресторан RIVIERA, в котором гости могут насладиться завтраками с фермерскими сырами, суперфудами, свежевыжатыми соками и самым вкусным кофе, а вечером получить удовольствие от ярких сочных вкусов авторского меню и погрузиться в настоящее гастрономическое приключение.

Riviera Wellness Resort 5* – это особенная философия курортного отдыха. Это оздоровление тела и души, гармония с природой и самими собой. Это то место, куда хочется возвращаться вновь и вновь...

И это место... совсем рядом рядом с Вами...

Мы будем рады Вам

+7-4722-37-61-50
RIVIERAWELL.RU
INFO@RIVIERAPARK.RU

Большие данные в исследованиях для нужд морского нефтегазового комплекса



14

Перспективы развития СМП



30

Противопожарная защита арктических нефтегазодобывающих платформ



42

Обновление арктического флота



48

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Освоение арктического шельфа в контексте историко-экономической целесообразности 6

FSRU будут регистрировать в Российском международном реестре судов 8

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Большие данные в исследованиях для нужд морского нефтегазового комплекса 14

ПЕРЕРАБОТКА

Амурский газоперерабатывающий завод: начало новой эпохи российской газопереработки 22

Новости науки 28

АРКТИКА

Перспективы развития СМП 30

Реализация инвестиционных проектов в сфере энергоснабжения и энергосбережения на принципах ГЧП 38

Противопожарная защита арктических нефтегазодобывающих платформ 42

Обновление арктического флота 48

Мобильный ветрогенератор-трансформер для Арктики и Крайнего Севера 54

Госполитика сопровождения промышленных проектов в Арктике



64

Новое поколение дирижаблей для освоения месторождений Сибири, Арктики и Дальнего Востока



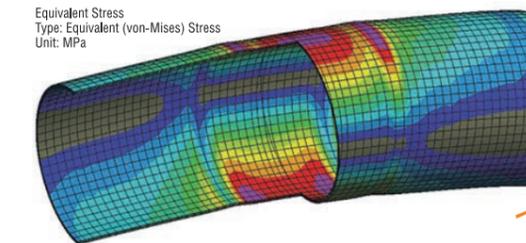
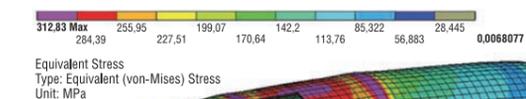
70

Целесообразность работы УЭЦН в режиме чередования частот



76

Снижение напряжения в зоне сварного шва морского трубопровода с покрытием из серного бетона



100

АРКТИКА

Портово-терминальная инфраструктура: состояние и перспективы развития в свете роста грузоперевозок по СМП 58

Госполитика сопровождения промышленных проектов в Арктике 64

Новое поколение дирижаблей для освоения месторождений Сибири, Арктики и Дальнего Востока 70

Россия в заголовках 75

ДОБЫЧА

Целесообразность работы УЭЦН в режиме чередования частот 76

Календарь событий 79

ОБОРУДОВАНИЕ

Системы измерений FAFNIR для нефтебаз и АЗС 82

Управление ресурсами при ремонте объектов добычи и транспорта углеводородов с использованием экспертных систем 84

3D-печать металлических изделий 88

ТРАНСПОРТИРОВКА

Новый метод по защите склонов от оползневых процессов 94

Снижение напряжения в зоне сварного шва морского трубопровода с покрытием из серного бетона 100

Хронограф 103

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

СОДЕРЖАНИЕ

172 года назад

В 1849 году в Канаде из нефти впервые был получен керосин. К 1857 году керосиновые лампы заменили светильники, в которых жгли китовый жир, что вытеснило китобойный промысел.

159 лет назад

В 1862 году появилась новая мера объема и транспортировки нефти – «баррель», или «бочка», т.к. нефть транспортировали в бочках.

151 год назад

В 1870 году основана первая нефтяная компания Standard Oil с капиталом в 1 млн долларов.

120 лет назад

В 1901 году было открыто месторождение Спиндлтоп в Техасе, которое было быстро выработано, но привело к очередному витку нефтяной лихорадки.

105 лет назад

В 1916 году в США было 3,4 млн автомобилей, что стало причиной превращения бензина в основной нефтяной продукт.

103 года назад

В 1918 году Советская Россия национализовала частные нефтяные компании.

93 года назад

В 1928 году создан Международный нефтяной картель, в который входили так называемые «Семь сестер» – пять американских и две европейские компании, назначавшие в уведомительном порядке цены на нефть.

92 года назад

В 1929 году были обнаружены первые нефтяные месторождения в Приуральяе, в 1932 г. было открыто крупнейшее месторождение в Башкирии – Ишимбайское, в 1937 г. – Туймазинское месторождение.

70 лет назад

В 1951 году национализована нефтяная промышленность в Иране, что привело к прекращению поставок и кризису на мировом рынке, который впервые продемонстрировал зависимость от ближневосточной нефти.

48 лет назад

В 1973 году мировую экономику потряс нефтяной кризис, до сих пор считающийся самым крупным в истории. Он начался в результате противостояния союзников Израиля (США и Европы) и коалиции арабских стран в Четвертой арабо-израильской войне.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Анна Егорова
pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

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

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 «МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Менеджер по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благоевещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407



5-8 ОКТЯБРЯ 2021



X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



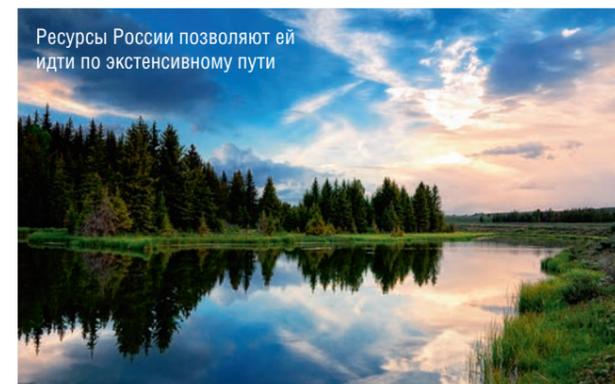
РЕКЛАМА



В России много регионов более подходящих для жизни людей, чем Арктика



Исчерпаемость ресурсов диктует бережное отношение к ним



Ресурсы России позволяют ей идти по экстенсивному пути



Тренд чистой энергетики зародился именно в Европе

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В КОНТЕКСТЕ ИСТОРИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

Анна Павлихина

Миру известны два пути развития: интенсивный и экстенсивный. Первый направлен на качественный рост, разработку и усовершенствование имеющихся ресурсов, переход к новым направлениям деятельности в существующих обстоятельствах и создание качественно нового (продукта, материала) на основе имеющегося ресурса. Второй ориентирован на количественное расширение – освоение новых территорий и действие в рамках существующей парадигмы.

Европа периода новейшей истории – это группа относительно небольших стран, владеющая ограниченными запасами ископаемых ресурсов и вынужденная по этой причине пользоваться ими бережно и приумножать за счет научного вклада в производственную деятельность.

Если Вы бывали в какой-либо европейской стране, то наверняка заметили, сколь бережливо относятся к таким само-собой разумеющимся для русского человека благам, как, например, вода или отопление. Эта бережливость может исходить как из элементарной экономии, так и из понимания того, что вода и газ – это исчерпаемый ресурс.

Вероятно, именно недостаток ресурсов – основная причина того, что мировые тренды, такие как снижение углеродного следа, проявляющиеся в переходе на возобновляемые источники энергии и использование новых видов энергоносителей, зарождаются именно в Европе.

В России, богатой территориями и полезными ископаемыми, ситуация иная, ей свойственен скорее экстенсивный путь. Развитие новых знаний, которые можно внедрить в производство и получить прибыль, – процесс не быстрый, а освоение новых месторождений, особенно если



и геологоразведка, и добыча ведутся с активной финансовой поддержкой государства, чрезвычайно привлекательны в глазах крупного бизнеса. Заложенные еще первыми нефтедобытчиками принципы не требуют революционных идей, а лишь доработки в контексте современного уровня развития технологий и оборудования, которые с большим или меньшим успехом всегда можно купить.

Такая нехитрая тактика привела к тому, что нефтегазовая экспансия уводила добывающие предприятия все дальше к северным границам страны, и сегодня основным ареалом реализации их амбиций стал шельф арктических морей. Это сделало Арктику объектом финансового интереса политических, экономических и социальных структур.

После анонсирования многомиллиардных вливаний в развитие региона, специалисты самых разных направлений начали забрасывать ответственные министерства проектами застройки северных городов, вариантами озеленения и освещения, проектами школ для детей коренных народов и т.д. Вероятно, некоторым из этих проектов будет дан ход и часть их успеет реализоваться, пока работают госпрограммы и пока компании разрабатывают там нефтяные промыслы.

Развитие регионов – это всегда хорошо. В нашей стране 85 субъектов и большинство из них более пригодны для жизни людей, чем Арктика. Именно поэтому в этих регионах, в отличие от Арктики, к сожалению, осталось так мало коренных народностей с уникальной культурой и, к счастью, в отличие от Арктики, развита (более или менее) инфраструктура, построены города. В этих регионах люди живут (и будут жить, не зависимо от того, какие проекты развивают крупные компании) столетиями, имея, как и в Арктике, свой уклад. Поддерживать и развивать этот уклад – одна из основных задач государства, достойная статуса нацпроекта.

Это совершенно не означает, что территории за 67-й широтой не нуждаются во внимании. Напротив, интерес к Арктике может быть более существенным, чем исключительно потребительский. Так, Норвегия и Финляндия планируют развивать в регионе туризм. В России, где протяженность северных границ больше, а природа и культурные традиции населения разнообразны, такой подход мог бы стать не менее выигрышным.

Учитывая исчерпаемость углеводородов (даже в Арктике) и особенно то, что потребность в нефти и газе может закончиться раньше, чем они сами, встает вопрос о целесообразности столь фанатичного вторжения в заповедную природную и культурную среду.

Номер, который Вы держите в руках, мы посвятили деталям этого вопроса, ответ на который дают специалисты разных направлений – от правоведения до судостроения. ●

FSRU БУДУТ РЕГИСТРИРОВАТЬ В РОССИЙСКОМ МЕЖДУНАРОДНОМ РЕЕСТРЕ СУДОВ

Елена Алифирова

1 июня Совет Федерации одобрил законопроект, разрешающий регистрацию плавучих хранилищ СПГ в Российском международном реестре судов (РМРС). Законопроект вносит изменения в ст. 33 Кодекса торгового мореплавания РФ.

В настоящее время в РМРС предусмотрена регистрация судов, используемых для хранения и перевалки нефти, нефтепродуктов в российских морских портах, если возраст этих судов на дату подачи заявления о регистрации не превышает 20 лет.

Законопроект разработан в целях реализации поручения президента РФ от 5 ноября 2019 г., касающегося подготовки нормативных правовых актов, предусматривающих внесение изменений в Кодекс торгового мореплавания РФ, закрепляющих возможность регистрации в РМРС плавучих хранилищ СПГ (FSRU), используемых для хранения и перевалки СПГ в морских портах РФ, по аналогии с плавучими накопителями нефти и нефтепродуктов. Также одобрен законопроект, предусматривающий внесение изменений в ст. 427 ч. 2 Налогового кодекса РФ и определяющий особенности применения пониженных тарифов страховых взносов.

Реализация закона позволит регистрировать суда, используемые для хранения и перевалки СПГ в РМРС, по аналогии с плавучими накопителями нефти и нефтепродуктов и без ущерба для бюджетной системы РФ.

Оба законопроекта после подписания президентом РФ вступят в силу с 1 января 2022 г. Законопроекты в первую очередь разработаны в интересах НОВАТЭКа.

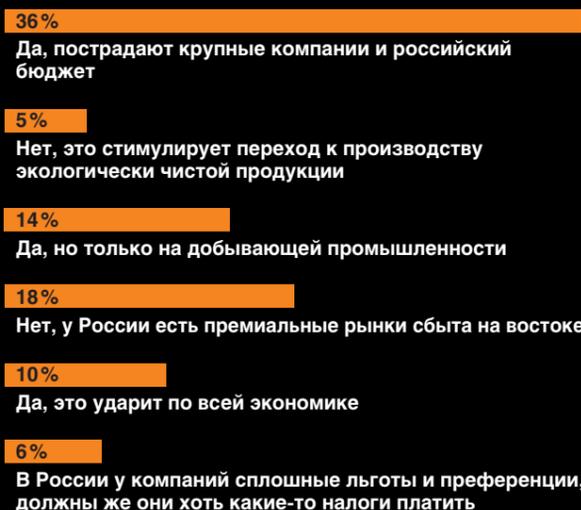
Ранее правительство РФ утвердило комплексные планы реализации инвестпроектов по строительству морских перегрузочных комплексов СПГ в Камчатском крае и в Мурманской области.

В 2020 г. НОВАТЭК разместил на Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) заказ на строительство двух FSRU для перевалочных комплексов в Мурманской области и Камчатском крае, которые будут принимать СПГ с танкерогазовозов левого класса Arc7, хранить его, а затем отгружать на обычные танкеры-газовозы для отправки покупателю. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

ЕС вводит трансграничное углеродное регулирование для сдерживания глобальных изменений климата. С 2023 г. будет действовать углеродный налог. Скажется ли это на состоянии российских компаний и экономики в целом?

Ударит ли углеродный налог ЕС по российской экономике?



В феврале 2021 г. Минэнерго рекомендовало компаниям увеличить запасы бензина для снабжения внутреннего рынка. Отгрузки топлива на внутренний рынок растут, но запасы бензина падают. Надо ли вводить запрет на экспорт бензина?

Надо ли вводить запрет на экспорт бензина?



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2022

www.neftegaz-expo.ru

18–21 апреля 2022

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+ Реклама

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

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



Новый глубоководный порт на Сахалине

Росморречфлот и Многофункциональный грузовой район (МГР) заключили концессионное соглашение о постройке глубоководного порта Поронайск на восточном берегу острова Сахалин, на границе Макаровского и Поронайского районов. Его строительство планируется завершить в конце 2026 г. Порт будет включать нефтяной и газовый терминалы, базу снабжения, угольный терминал и бункеровочный комплекс.

Мощность нефтеналивного терминала составит до 5,5 млн т, терминала газового конденсата – до 2,8 млн т, угольного терминала – до 5 млн т в год. Общий объем инвестиций – 35 млрд руб., из федерального бюджета на обустройство инфраструктуры будет выделено 3,96 млрд руб. Инвестор сможет пользоваться портом в течение 49 лет.

Администрация области будет содействовать включению нового порта в состав ТОР Южная, резиденты которой, в том числе, получают налоговые преференции.

Второй гелиевый завод построят в Иркутске

Иркутская нефтяная компания намерена построить второй гелиевый завод на Марковском НГКМ в рамках создания газохимического кластера в Иркутской области. Строительство второго завода позволит ИНК выпускать 15–17 млн л гелия в год, что сделает компанию вторым по величине производителем



гелия в России. Завершение строительства намечено на 2025 г. В настоящее время ИНК строит гелиевый завод на Ярактинском НГКМ, запуск которого намечен на 2022 год. С 2014 г. компания создает в г. Усть-Куте газохимический

кластер, включающий объекты по добыче, подготовке, транспорту и переработке газа, гелиевый завод и Иркутский завод полимеров. Стоимость проекта составляет 500 млрд руб.

ЛУКОЙЛ приобрел долю Аль-Фараби на шельфе Каспия

Теперь российской компании принадлежит 49,99% доли участия в уставном капитале Аль-Фараби Оперейтинг. В рамках ПМЭФ-2021 президент ЛУКОЙЛа В. Алекперов и председатель правления



КазМунайГаза А. Айдарбаев подписали договор купли-продажи 49,99% доли участия в уставном капитале товарищества с ограниченной ответственностью Аль-Фараби Оперейтинг. После выполнения ряда отлагательных условий ЛУКОЙЛ станет участником проекта разведки и добычи на шельфовом участке недр Аль-Фараби (ранее I-P-2), расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря.

Анонсировав неназванные отлагательные условия, стороны поставили возникновение прав и обязанностей по подписанному договору в зависимость от обстоятельств, относительно которых неизвестно, наступят они или не наступят.



«Газпром нефть» и «НОВАТЭК» вместе разработают арктический шельф

«Газпром нефть» и «НОВАТЭК» подписали соглашение о создании СП для разработки Северо-Врангелевского участка недр. Данный проект должен стать первым совместным проектом «Газпром нефти» и «НОВАТЭКа» на шельфе Арктики, хотя компании успешно сотрудничают по сухопутным добычным проектам, в т.ч. в рамках СП «Арктикгаз» и «Нортгаз» в ЯНАО. Согласно условиям сделки «НОВАТЭК» приобретает долю участия 49% в уставном капитале «Газпромнефть-Сахалина», дочке «Газпром нефти», который является владельцем лицензии на право геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Северо-Врангелевского участка нефти. Доля участия «Газпром нефти» в СП составит 51%.

СПГ для перевозки гелия

«Газпром гелий сервис» ввел в эксплуатацию первую на Дальнем Востоке малотоннажную установку

по производству СПГ проектной производительностью 0,4 т/час. Площадка строящегося гелиевого хаба была обеспечена природным газом для пусконаладочных работ на СПГ-установке в апреле 2021 г.

Установка по производству СПГ обеспечит газомоторным топливом специально разработанные для проекта гелиевого хаба монотопливные седельные СПГ-тягачи КАМАЗ-5490 NEO. Газомоторный транспорт обеспечит перевозку



жидкого гелия в изотермических контейнерах, сохраняющих температуру -269 °С, от Амурского ГПЗ через гелиевый хаб, создаваемый на ТОР Надеждинская, и далее в порты Приморского края. Мощность производства гелия на Амурском

ГПЗ «Газпрома» составит 60 млн м³/год. Планируемая пропускная способность хаба составит более 4,5 тыс. технологических операций с контейнерами в год.

Строительство скважин на арктическом шельфе по новой схеме

Компания «Газпром недр» разработала прогрессивную схему строительства скважин на Арктическом шельфе, которая предусматривает использование одной морской буровой установки для строительства двух скважин

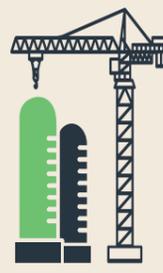


в двух акваториях в один полевой сезон. Согласно этой схеме на открытой воде в период с апреля по июнь ведется строительство одной поисковой или разведочной скважины на шельфе Баренцева моря. По завершении работ, когда открываются «Карские ворота» и акватория очищается ото льда, буровая перебазирована и с июля по ноябрь осуществляет строительство скважины на лицензионных участках Карского моря. По мнению руководителя «Газпром недр», такой подход, помимо задач, связанных с подготовкой месторождений к разработке и увеличению ресурсной базы, обеспечит снижение затрат. ●

400 
млн долл. США

хочет вложить Smart Energy в добычу УВ до 2031 года

На ближайшие 10 лет запланировано бурение свыше **30** новых скважин. Суммарный объем инвестиций компании в добычу в 2011–2020 г. – **3,5 млрд грн.**

76,5 % 
составил общий прогресс по проекту строительства Амурского ГПЗ в мае 2021 г.

На **6,3** % 
снизилась добыча нефти в РФ в январе–мае 2021 г., составив 212,22 млн т
Добыча газа выросла на **11%**

2000 -я 
партия СПГ,
произведенная с момента запуска в 2009 г. первого в России СПГ-завода, была отгружена в морском порту Пригородное на борт танкера-газовоза Energy Advance

1 млн т 
угля добыли на шахте Восточная Денисовская в Якутии
Работа шахты в 2021 г. позволит увеличить добычу угля на **40%**. Мощность новой шахты – **4 млн т** угля в год. Срок выработки – **37 лет**

35 млн т 
жидких углеводородов добыто на Новопортовском месторождении

100 км 
осталось до завершения строительства Северного потока-2

Достроить МГП планируют до конца **2021 г.**

400 
зарядных станций
для электромобилей появится в Москве в ближайшие 3 года
Сегодня функционирует **50** ЭЗС

На **147** тыс. т 
сократила добычу нефти Татнефть с начала 2021 г.
Добыча сверхвязкой нефти выросла до **315,3 тыс. т**

От 10 тыс. руб. до **1** млн руб. 
штрафа придется заплатить за недостоверные данные о разливах нефти

На **46,8** % 
выросли доходы Газпрома от экспорта газа за январь–апрель
Физический объем экспорта газа за 4 месяца вырос до **74,8 млрд м³**

6 трлн м³ 
достигла накопленная добыча газа Газпром добыча Ямбург
Юбилейная цифра была зафиксирована **5 июня 2021 г.**

41 
отдаленный населенный пункт в Якутии обеспечат электроэнергией с помощью ВИЭ

На **15,7** % 
Россия сократила экспорт нефти в дальнее зарубежье в январе–мае 2021 г.
Поставки нефти на российские НПЗ снизились на **2,1%**, экспорт российской нефти в страны дальнего зарубежья снизился в годовом исчислении на **15,7%**, до **85,36 млн т**

На **100** млрд руб. 
Росатом выпускает «зеленые облигации»
Первый выпуск планируется в объеме **10 млрд руб.** для рефинансирования расходов на программу Ветроэнергетика

2,6 млрд руб. 
выделит правительство России на строительство ЛЭП на Чукотке
Деньги на эти цели поступят в **2022 г.**

26,1 млрд руб. 
может выделить из ФНБ Кабмин на развитие водородного транспорта
Из бюджета могут выделить **154 млрд руб.**

7 соглашений 
по проекту Восток Ойл подписала Роснефть в рамках ПМЭФ с российскими компаниями
На ССК Звезда размещен заказ на **10** танкеров ледового класса Arc7, а всего для Восток Ойла планируется построить **50** судов различных классов. Подписан контракт на поставку до **100** буровых установок отечественного производства

БОЛЬШИЕ ДААННЫЕ

В исследованиях для нужд морского нефтегазового комплекса

Шабалин Николай Вячеславович

исполнительный директор,
ООО «Центр морских исследований
МГУ им. М.В. Ломоносова»

Семенова Марина Ивановна

руководитель управления геоинформационных технологий,
ООО «Центр морских исследований
МГУ им. М.В. Ломоносова»

Михайлюкова Полина Геннадьевна

начальник отдела спутникового мониторинга,
ООО «Центр морских исследований
МГУ им. М.В. Ломоносова»

Андронов Денис Павлович

специалист отдела спутникового мониторинга,
ООО «Центр морских исследований
МГУ им. М.В. Ломоносова»

Шурыгина Анастасия Алексеевна

специалист отдела геоинформационных технологий,
ООО «МОРИНТЕХ»

Титов Герман Сергеевич

специалист отдела геоинформационных технологий,
ООО «МОРИНТЕХ»

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЙ ОПЫТ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ХРАНЕНИЯ, ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА БОЛЬШИХ ДАННЫХ О СОСТОЯНИИ МОРСКИХ АКВАТОРИЙ И ПРИБРЕЖНЫХ ТЕРРИТОРИЙ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ. В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОСНОВНЫХ ВИДАХ ИСТОЧНИКОВ ДАННЫХ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ И СПОСОБАХ СБОРА, ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ. ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОГО ХРАНЕНИЯ И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

THE ARTICLE DEALS WITH EXISTING EXPERIENCE, PROBLEMS AND PROSPECTS OF STORAGE, PROCESSING AND ANALYSIS OF BIG DATA ON CONDITION OF OFFSHORE ZONES AND COASTAL TERRITORIES OF ARCTIC REGION REQUIRED FOR DEVELOPMENT AND FUNCTIONING OF MARINE OIL AND GAS PROJECTS. THE ARTICLE PROVIDES INFORMATION ON BASIC TYPES OF DATA SOURCES, THEIR CHARACTERISTICS AND WAYS OF INFORMATION COLLECTION AND PROCESSING. THE MAIN PROBLEMS OF EFFICIENT STORAGE AND PROCESSING OF DATA ARE REVEALED

Ключевые слова: морские исследования, морской нефтегазовый комплекс, морская добыча и транспортировка углеводородов, большие данные, геоинформационные системы, спутниковый мониторинг, БПЛА, нейросети, система мониторинга.

Ежегодно объем генерируемой человечеством информации растет, и морские данные не исключение. Хозяйственное освоение акваторий требует их детального изучения и сбора информации об актуальном состоянии экосистем морей. Российский сектор Арктики – зона общих интересов государства и компаний, осуществляющих экономико-хозяйственную деятельность в регионе. Компании нефтегазовой отрасли производят значительный объем морских данных, а перспективы развития Северного морского пути как транспортной артерии при обустройстве месторождений и вывозе углеводородов говорят только об увеличении объема и потока морских данных в ближайшем будущем. Так, проект «Умная Арктика» госкорпорации Росатом направлен на объединение всех информационных ресурсов в единую цифровую платформу [1]. Таким образом кооперация государственного и частного сектора в области совместного использования накопленных данных является одной из форм взаимовыгодного сотрудничества сторон, участвующих в развитии Арктического региона.

При этом очень важно понимать, что большие данные – это не только объем информации, выражающийся в гигабайтах или терабайтах, а подходы и методы обработки разнородных данных (машинное обучение, предиктивная аналитика, моделирование, пространственный, статистический анализ и т.д.) и генерации производных продуктов на их основе для принятия решений в различных отраслях.

Проблематика

Особенности Арктической зоны (экстремальные природно-климатические условия, неравномерность промышленно-хозяйственного освоения, высокая ресурсоемкость) являются ограничивающими факторами для создания эффективной системы управления. Основная проблема – отсутствие общего информационно-координационного центра по сбору, обработке и обмену всей накапливаемой информацией.

ФАКТЫ

Инструментальные наблюдения

в Российской Арктике ведутся с середины XIX века, но плотность действующих станций недостаточна для точных исследований о динамике природных процессов и явлений

Колоссальный объем архивных и оперативных данных полярных научных экспедиций, наземных сетей мониторинга, дистанционного зондирования и их производных, результатов изысканий частных и государственных компаний бессистемно хранится в архивах, на локальных серверах и в нестандартизированном виде. Каждый владелец данных использует собственные форматы, методики, способы обработки и анализа. Это приводит к тому, что зачастую сравнивать данные между собой практически невозможно, и ежегодное увеличение объема морских данных делает работу по стандартизации и консолидации данных только сложнее.

Ко всему прочему в настоящий момент отсутствуют методы комплексного анализа гетерогенных и многомерных морских данных. Современные подходы затрагивают только отдельные процессы и явления (например, гидрометеорологические условия), но не систему в целом. Научному сообществу необходимо будет создать новые подходы, разработать усовершенствованные модели и алгоритмы для получения более точных результатов и основы для принятия решений.

Виды данных и их источники

В России можно выделить несколько подходов к организации систем наблюдения и сбора данных. Одни из них основаны на инструментальных измерениях, другие – на дистанционных.

Инструментальные наблюдения в российской Арктике ведутся с середины XIX века, однако на текущий момент считается, что плотность действующих станций недостаточна для точных региональных и локальных исследований о динамике природных процессов и явлений [2]. Регулярными инструментальными наблюдениями в масштабах страны занимаются государственные организации и институты Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), такие как Арктический и антарктический научно-исследовательский институт (далее – ААНИИ) и т.д. На региональном и локальных уровнях компании, ведущие хозяйственную деятельность, проводят экологический мониторинг, геологоразведочные работы, гидрометеорологические и инженерные изыскания, но эти данные остаются закрытыми, недоступными для общего пользования.

Источниками данных инструментальных наблюдений могут быть:

1. Данные автоматической идентификационной системы (далее – АИС). Устройствами АИС оборудована большая часть морских судов. Данные АИС могут собираться как спутниковыми системами (когда сигнал передается на специализированную группировку космических аппаратов), так и наземными береговыми станциями.
2. Данные с гидрометеорологических станций сети Росгидромета.
3. Данные с автономных метеостанций, буйковых и донных станций, собирающих данные о скорости и направлении течений от поверхности до дна, волнениях, уровне воды, термохалинных характеристиках, толщине, скорости и направлении дрейфа льда.
4. Данные спутниковых передатчиков (Argos, Iridium), установленных на животных или ледовых образованиях.
5. Данные с беспилотных подводных и надводных аппаратов для получения биологических (фитопланктон, зоопланктон, рыбы, морские млекопитающие), климатических и океанографических данных.
6. Данные, получаемые со специализированных научно-исследовательских судов в ходе экспедиций и при попутных судовых наблюдениях с судов для получения метеорологических, гидрохимических, биологических (фитопланктон, зоопланктон, рыбы, морские млекопитающие), климатических и океанографических данных.
7. Результаты геолого-геофизических работ, получаемые при сейсморазведочных, геофизических и инженерно-геотехнических изысканиях.

При этом организация и выполнение работ по инструментальным наблюдениям имеет свою специфику. Например, вследствие природных и антропогенных факторов ряд гидрометеостанций в процессе эксплуатации были перемещены на расстояния в несколько километров от прежнего

ФАКТЫ

Смена

приборов и датчиков вследствие технологического прогресса, которыми выполняются наблюдения, приводит к тому, что многолетний ряд измерений может иметь разнородную точность в разные временные отрезки

положения. Это приводит к нарушению непрерывности ряда наблюдений, что может вносить свои корректировки в точный анализ многолетней динамики климатических показателей. В качестве примера можно привести метеостанцию на острове Котельный (ID WMO 21432), которая была перенесена в 2003 году на 1,2 км к западу от прежнего местоположения [3].

Другой проблемой инструментальных наблюдений является смена приборов и датчиков вследствие технологического прогресса, которыми выполняются наблюдения, из-за чего многолетний ряд измерений может иметь разнородную точность в разные временные отрезки. Если говорить о специфике организации работ в России, то для некоторых гидрометеостанций могут отсутствовать ряды наблюдений (что связано с социально-экономическими событиями в жизни страны, например распад СССР, приведший к сокращению действующих станций в России практически в два раза), а для части из них архивы измерений до сих пор не оцифрованы.

Помимо смены приборов, методики определения тех или иных показателей могут отличаться в различных лабораториях и институтах, что также приводит к усложнению анализа данных.

Дистанционные наблюдения

Применение космических средств наблюдения является одним из наиболее эффективных методов получения актуальной информации о состоянии природных и промышленных объектов. Требования к технологиям наблюдения из космоса постоянно растут, что приводит к увеличению количества космических аппаратов на орбите и различных типов данных, а также увеличению их скорости поступления.

В России существующие системы наблюдения за Арктикой ориентированы главным образом на привлечение спутниковой информации. Результаты наземных инструментальных наблюдений зачастую представляют собой архивы информации (пусть и электронные), в большинстве



случаев оторванные от мониторинговых систем. Характерным примером такого архива является система Единой государственной системы информации об обстановке в мировом океане (далее – ЕСИМО) [4], содержащая метаданные и данные разных ведомственных структур в сфере гидрометеорологии, и информационная система Гидрометцентра РФ.

Системы наблюдений, основанные на спутниковых наблюдениях, разрабатываются преимущественно научно-исследовательскими институтами и центрами. Большинство из них, например, ААНИИ, Научно-исследовательский центр космической гидрометеорологии «Планета» (далее – НИЦ ПЛАНЕТА), Российский государственный гидрометеорологический университет (далее – РГГМУ), включает мониторинг всей Арктической зоны, а другие организации, например Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской Академии наук (далее – ТОИ ДВО РАН) [5], осуществляют региональный мониторинг, частично захватывая и арктические зоны. Основным направлением практически всех институтов является исследование ледяного покрова акваторий, его сезонной и многолетней динамики.

Подобные системы наблюдения за состоянием арктических геосистем лишены части недостатков, присущих инструментальным наблюдениям. Так, при проектировании новых съемочных систем стараются создавать аналоги уже существующих для обеспечения непрерывности однотипных спутниковых наблюдений. В качестве примеров можно привести микроволновые радиометры AMSR, AMSR-E, AMSR-2 (Япония), радиометры серии SMMR, SSM/I, SSMIS (США), сканер серии MTB3A [6]. В дистанционном зондировании существуют методы (например, интеркалибровка), ориентированные на то, чтобы обеспечить возможность сопоставления информации. Оптимальным видится создание комплексной системы, которая будет включать методы сбора и алгоритмы первичной обработки информации, а также алгоритмы интерпретации и прогноза.

ФАКТЫ

Методики

определения тех или иных показателей могут отличаться в различных лабораториях и институтах

В последние годы в связи с развитием беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА) значительно вырос и объем данных, получаемых с их помощью. Информация, получаемая с БПЛА, максимально объективна и дает наивысшую детальность о характере окружающей обстановки. Результатами аэрофотосъемки могут быть цифровые ортофотопланы, модели рельефа и местности, 3D-модели, видеосъемка, съемка со специального оборудования (тепловизоры, лазерные сканеры) и продукты тематического дешифрирования.

Применение БПЛА в Арктической зоне помогает решать задачи, которые ограничены суровыми климатическими условиями и труднодоступностью районов исследования, но при этом эти же климатические условия, в особенности низкие отрицательные температуры и порывистый ветер, влияют на работоспособность БПЛА. Тем не менее польза от применения БПЛА в различных отраслях неоспорима, и производители разрабатывают решения, позволяющие работать в непростых арктических условиях.

Для обработки и анализа данных с БПЛА, в особенности в режиме реального времени, требуются значительные вычислительные мощности и хранилища. В этой связи владельцы данных сталкиваются с проблемой хранения сырых и архивных данных, и уже на начальных стадиях регулярного мониторинга объектов им требуется принимать решения о глубине хранения данных и какие именно данные хранить (сырые или производные продукты) и т.д.

Спутниковые изображения и данные с БПЛА одновременно могут покрыть обширные территории, но количество производных продуктов анализа, к сожалению, ограничено. Комплексирование инструментальных и дистанционных методов должно стать стандартом в изучении природных процессов в Арктической зоне. В международной практике системы мониторинга также включают в себя как и инструментальные наблюдения, так и спутниковые. Разработки таких систем имеются у Канады [7], США [8], Норвегии [9] и др. Хорошим примером

является японский сервис по предоставлению большого количества информации об арктической зоне – The Arctic Data Archive System [10]. Страна, не имеющая арктических территорий, делится информацией, полученной японской аппаратурой и которая является очень ценной для анализа и изучения арктических процессов.

Открытые данные

Пространственных данных из открытых источников едва ли не больше (по числу наименований и суммарному объему), чем коммерческих, особенно в области дистанционного зондирования:

- Данные о гидрометеорологической ситуации публикуются каждые три часа в виде карт или таблиц (например, на портале ЕСИМО или ААНИИ)
- Ежедневно обновляется информация о пространственном распределении веществ, дешифрируемых при помощи данных ДЗЗ: хлорофилла, углерода, взвесей (сайты NASA [11], NOAA [8], геологической службы США USGS [12]);
- Copernicus Marine Service: температура, соленость, волны, скорость, характеристика планктонных сообществ, гидрохимия [13];
- Arctic Data Center – сервис, аккумулирующий данные для Арктической секции управления полярных программ Национального научного фонда [14];
- Windy – гидрометеорологические параметры и их прогноз на следующие 5 дней [15];
- Портал Норвежского метеорологического института – карты концентрации морского льда [9];
- Портал Университета Бремена – ледовые карты по результатам микроволновой съемки [16].

Открытые данные предоставляются во множестве форматов, они имеют разное качество, частоту обновления и ждут подготовленного пользователя для интеграции и анализа. На их основе выполняются локальные задачи для моделирования и прогнозирования тех или иных явлений, но специалистам приходится вручную скачивать и обрабатывать большие массивы данных. В настоящее время не стоит вопрос о создании единой международной системы, которая будет хранить в себе все вышеперечисленные данные, это практически непосильная задача. Но для эффективного применения собираемых данных требуется создать инструменты и подходы обработки данных, предлагающие готовые решения на их основе.

Возможные решения и перспективы

Согласно стратегии развития Арктической зоны РФ (далее – АЗРФ) [17] в ближайшие годы активное развитие ждет Северный морской путь для обеспечения развития таких крупных проектов, как «Восток Ойл» компании ПАО «НК «Роснефть», который ориентирован на освоение нефтяных месторождений в Красноярском крае, строительство порта в бухте Север (полуостров Таймыр) для вывоза нефти с месторождений и строительство нефтепровода к порту. Другими примерами

ФАКТЫ

40%

от общего объема электропотребления ЦОД расходуется на систему охлаждения и кондиционирования воздуха

являются проекты ПАО «Новатэк» по производству сжиженного природного газа (например, «Арктик СПГ-2»), в которых заинтересованы инвесторы из Европы, Китая и Японии. Еще одна крупная российская нефтедобывающая компания, «Газпром нефть», увеличивает долю арктической нефти в общем объеме добычи за счет развития месторождений Новопортовское, Приразломное, Восточно-Мессояхское.

Развитие нефтедобывающего сектора экономики в Арктике на текущем этапе развития технологий невозможно без создания цифровых платформ и единой системы государственного экологического мониторинга, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Таким образом, приоритет создания информационно-управляющей системы арктической зоны очень высок.

В первую очередь требуется определить список параметров, которые подлежат мониторингу и прописать для них правила классификации и описания. Использование стандартов описания данных делает их интероперабельными. Стандартизация должна проводиться на отраслевом уровне.

Во вторую очередь необходимо организовать систему хранения данных. Обработка больших данных требует больших хранилищ и немалых вычислительных мощностей. Для решения подобных задач строятся центры обработки данных (далее – ЦОД). Изначально ЦОД строились рядом с крупнейшими городами, но за последнее десятилетие наметился тренд на их строительство в северных странах. Отличный пример – глобальная зона ЦОД Node Pole, расположенная в Швеции в 50 милях от полярного круга. Круглосуточная бесперебойная работа ЦОД требует систем охлаждения и кондиционирования воздуха для предупреждения перегрева серверов. В обычных условиях их эксплуатация стоит дорого, так как в среднем электропотребление ЦОД составляет около 40% от общего объема [18]. Но в высоких широтах появляется возможность использовать технологию естественного охлаждения

«free cooling», которая позволяет значительно сократить расходы на электроэнергию [19]. Холодный климат, полностью возобновляемые источники энергии позволяют сокращать большую часть расходов на энергопотребление ЦОД, что привлекает такие крупные компании, как Facebook и Microsoft. В этой связи Арктическая зона очень заманчива для строительства ЦОД и согласно Стратегии развития Арктической зоны РФ и Стратегии развития экспорта услуг [20] в ближайшее десятилетие ожидается создание сети ЦОД в Российской Арктике.

Однако невозможно создать одну огромную систему, которая будет собирать и быстро оперировать всеми данными. Специалисты говорят о новом формирующемся подходе «Умная периферия» [21]. Это объединение искусственного интеллекта, быстрых беспроводных сетей и компактных вычислительных систем, которые возможно разместить вблизи датчиков и измерительных приборов. Делойт прогнозирует, что в 2021 г. рынок технических, технологических и программных решений вырастет на 35% и достигнет 12 млрд долл. США. А к 2023 году 70% предприятий вынесут обработку своих данных на границы своих сетей [21]. Перенос вычислительных мощностей ближе к источникам данных и местам их использования, например к морским портам, открывает возможности для ускорения, удешевления и повышения безопасности процессов. Такой подход позволит принимать решения на месте и отфильтровывать нерепрезентативные данные перед передачей в головной центр. Этот подход не подразумевает полного отказа от ЦОД или облачных серверов, наилучшим вариантом будет комплексирование разных подходов для создания более гибкой архитектуры, тем более что владельцами данных выступает не только государство, но и частные компании.

В-третьих, предлагается разработать инфраструктурную цифровую платформу, которая станет единой точкой доступа ко всем данным [22]. Создание подобных платформ приводит к существенной оптимизации и ускорению операционных циклов пользователей. В качестве администратора и владельца подобной платформы может выступать государственный регулятор. Пользователями платформы будут как государственные организации и институты, так и частные компании, научное сообщество. Инфраструктурная цифровая платформа будет предоставлять доступ ко всем существующим архивным и оперативным данным, типовым моделям, средствам и инструментам обработки, анализа данных, а также интерфейсов, например, API (Application Programming Interface – программный интерфейс приложения). При этом компании и организации могут создавать собственные прикладные цифровые сервисы для решения конкретных задач с использованием уже систематизированных данных, разработанных методов и инструментов их обработки.

Примером функционирующих цифровых платформ являются Автоматизированная

ФАКТЫ

На 15%

снизила удельные затраты на вывоз 1 тонны арктической нефти компания «Газпром нефть» за счет внедрения системы «Капитан»

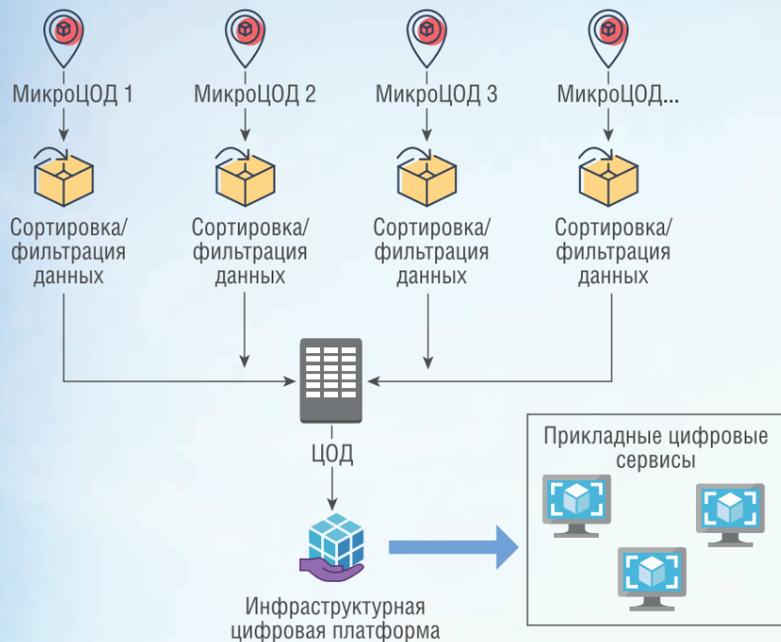
система управления Центра организации плавания судов – Штаба морских операций ФГУП «Атомфлот» (АСУ ШМО), которая решает задачи сбора данных, визуализации оперативной информации, динамического моделирования и выработки сценариев использования флота для поддержки принятия управленческих решений. Другим показательным примером является интеллектуальная цифровая система управления арктической логистикой «Капитан» («Газпром нефть»), разработанная для эффективного обеспечения круглогодичного бесперебойного вывоза нефти с Приразломного и Новопортовского месторождений. За счет внедрения системы «Капитан» «Газпром нефть» уже снизила удельные затраты на вывоз 1 тонны арктической нефти на 15%.

Прикладные цифровые платформы могут быть разработаны в формате геоинформационных порталов (далее – геопортал) для возможности работы с пространственными данными и их визуализацией. Геопорталы как минимум должны обеспечивать:

1. Подключение к базе данных и метаданным;
2. Подключение к геосервисам визуализации пространственных данных;
3. Анализ данных (машинное обучение, предиктивная аналитика, моделирование, пространственный и статистический анализ и т.д.).

В компании ООО «Центр морских исследований МГУ им. М.В. Ломоносова» ведется разработка геоинформационного портала для ключевых районов арктических морей. Уже сейчас цифровая платформа в качестве исходных данных использует информацию с космических аппаратов, БПЛА, спутниковых буев, передающих информацию о дрейфе льда, а также фактическую, прогнозную гидрометеорологическую информацию и результаты полевых исследований. В дальнейшем планируется расширение функционала, источников данных, а также методов обработки данных.

РИС. 1. Схема концепции сбора и обработки больших данных



Суммируя все вышесказанное, можно предоставить следующую концепцию сбора и обработки больших данных (рисунок 1).

Выводы

Сбор данных ради самих данных – путь в никуда. Их можно бесконечно накапливать, придумывать новые технологии сбора, ускорять процессы передачи, но без создания инфраструктуры хранения и обработки данных, методики и алгоритмов анализа они будут бесполезны, потому что с каждым годом будет все сложнее управлять увеличивающимся потоком данных.

Для создания эффективной информационно-управляющей системы Арктической зоны необходимо:

1. определить список параметров, подлежащих мониторингу, и прописать для них правила классификации и описания;
2. ввести регулярный мониторинг;
3. создать инфраструктуру хранения и обработки данных;
4. наладить процесс оперативного сбора и обмена данными между поставщиками данных и регулятором;
5. разработать методы, средства обработки и анализа данных с привлечением современных технологий (машинное обучение, предиктивная аналитика, моделирование, пространственный и статистический анализ и т.д.);
6. создать инфраструктурную цифровую платформу.

Таким образом, создание инфраструктуры с учетом всех перечисленных выше пунктов позволит оперативно обрабатывать большие массивы информации и своевременно принимать управленческие решения. ●

Литература

1. Лихачев А.Е. Мы хотим войти в топ-3 в целом ряде неотомных направлений. Страна Росатом. 2021, № 1 (465), с. 5.
2. Не дураки и не дороги: что плохо в российской метеорологии. URL: <https://indicator.ru/earth-science/rosgidromet-i-prokuratura.htm>
3. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. URL: <http://meteo.ru/data/790-srednemesyachnaya-otnositelnaya-vlazhnost-vozdukha>
4. Единая государственная система информация об обстановке в Мировом океане. URL: <http://esimo.ru/porta/>
5. Океанологическая информационно-аналитическая система ДВО РАН. URL: <http://oias.poi.dvo.ru/>
6. Г. М. Чернявский, Л. М. Митник, В. П. Кулешов, М. П. Митник, И. В. Чёрный. Микроволновое зондирование океана, атмосферы и земных покровов по данным спутника «Метеор-М» № 2 // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2018. Т. 15. № 4. С. 78–100.
7. Environment and Climate Change Canada. URL: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change.html>
8. National Centers for Environmental Information. URL: <https://www.ncei.noaa.gov/>, National Oceanic and Atmospheric Administration. URL: <https://www.noaa.gov/marine-aviation>
9. Портал Норвежского метеорологического института. URL: <https://cryo.met.no/>
10. The Arctic Data archive System. URL: <https://ads.nipr.ac.jp/>
11. Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer. URL: <https://modis.gsfc.nasa.gov/data/dataproduct/>
12. Геологическая служба США. URL: <https://www.usgs.gov/products/data-and-tools/overview>
13. Copernicus Marine Service. URL: <https://marine.copernicus.eu/>
14. NSF Arctic Data Center. URL: <https://arcticdata.io/catalog/data>
15. Windy: Wind map & Weather forecast. URL: <https://www.windy.com/>
16. Портал Университета Бремена. URL: <https://seaice.uni-bremen.de/sea-ice-concentration/amsr-amsr2/>
17. Указ Президента Российской Федерации от 26 октября 2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года».
18. Zhang Y., Wei Z., Zhang M. Free cooling technologies for data centers: energy saving mechanism and applications. Energy Procedia. 2017, vol. 143. pp. 410–415.
19. Майоров М. Данные в холоде: Арктика начинает и выигрывает. Портал GoArctic. URL: <https://goarctic.ru/work/dannye-v-kholode-arktiki-nachinaet-i-vyigryvaet/>
20. Распоряжение Правительства РФ от 14 августа 2019 года № 1797-р об утверждении «Стратегии развития экспорта услуг до 2025 года».
21. Высокие технологии, телекоммуникации, развлечения и СМИ: прогнозы развития отраслей 2021, Deloitte Insight, 2020. 122 с.
22. Ростелеком: Цифровые платформы. Подходы к определению и типизации. URL: https://files.data-economy.ru/digital_platforms.pdf

KEYWORDS: marine research, offshore oil and gas complex, offshore production and transportation of hydrocarbons, big data, geoinformation systems, satellite monitoring, UAVs, neural networks, monitoring system.



АМУРСКИЙ ГПЗ



НОВЫЙ ЗАВОД ЖДЁТ ПРОФЕССИОНАЛОВ

- ✓ Один из крупнейших в мире газоперерабатывающих заводов
- ✓ Самые современные достижения в области газопереработки
- ✓ Самое современное оборудование

Присылайте резюме в отдел по подбору персонала
ООО «Газпром переработка Благовещенск»

OK@AMURGPZ.RU



АМУРСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД:

начало новой эпохи
российской
газопереработки



9 ИЮНЯ 2021 ГОДА ПРЕЗИДЕНТ РОССИИ ВЛАДИМИР ПУТИН И ГЛАВА «ГАЗПРОМА» АЛЕКСЕЙ МИЛЛЕР ДАЛИ СТАРТ РАБОТЕ ОДНОГО ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ – АМУРСКОГО ГПЗ. ЗАРАБОТАЛА ПЕРВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ НОВОГО ЗАВОДА, КОТОРЫЙ РАСПОЛОЖЕН РЯДОМ С Г. СВОБОДНЫМ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ. ОН СТАНЕТ ЯКОРНЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ КРУПНОГО ЦЕНТРА ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА, ВОЗВОДИМОГО НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ РОССИИ

ON JUNE 09, 2021 THE PRESIDENT OF RUSSIA VLADIMIR PUTIN AND THE HEAD OF GAZPROM ALEKSEI MILLER LAUNCHED THE WORK OF ONE OF THE LARGEST GAS PROCESSING ENTERPRISES IN THE WORLD, WHICH IS AMUR GAS PROCESSING PLANT. THE FIRST TECHNOLOGY LINE OF THE NEW PLANT, WHICH IS LOCATED NEAR SVOBODNY OF AMUR REGION, STARTED WORKING. IT WILL BE THE ANCHOR ENTERPRISE OF THE LARGE ADVANCED GAS PROCESSING CENTER CONSTRUCTED IN FAR EAST OF RUSSIA

Ключевые слова: Амурский газоперерабатывающий завод, глубокая переработка, месторождения Восточной Сибири, газификация, газовый хаб.

Борис Марцинкевич
эксперт

Амурский ГПЗ будет перерабатывать до 42 млрд м³ газа в год и выделять ценные компоненты из сырьевого газа месторождений Восточной Сибири – Чаяндинского (Якутия), а в дальнейшем и Ковыктинского (Иркутская область). На полную мощность завод выйдет с 2025 года. Очищенный метан будет поступать обратно в «Силу Сибири» и направляться в КНР согласно контракту. А продукцией ГПЗ

при полной загрузке станут 2,4 млн тонн этана, 1,5 млн тонн сжиженных углеводородных газов (СУГ) – пропана и бутана, 200 тыс. тонн пентан-гексановой фракции. Основным потребителем этана и СУГ Амурского ГПЗ будет Амурской газохимический комплекс (совместный проект СИБУРа и Sinopec).

По выпуску гелия – 60 млн куб. м в год – Амурской ГПЗ станет мировым лидером.

УДК 661.9

К реализации проекта было привлечено порядка 1000 поставщиков оборудования и свыше 500 подрядных организаций, на строительной площадке занято порядка 35 тыс. человек.

Газификация как основа

В 2015 году «Газпромом» была создана дочерняя компания «Газпром переработка Благовещенск», которая является инвестором и заказчиком проекта строительства завода, а в последующем станет эксплуатирующей организацией Амурского ГПЗ. В том же году забили первую сваю в фундамент завода. Впрочем, идея этого гигантского проекта обсуждалась в недрах правительства и «Газпрома» задолго до этого – было понятно, что для развития Дальнего Востока страны нужна газификация. Эту проблему пытались решить еще в СССР. Но населения и промышленных предприятий в этом регионе существенно меньше, чем на территориях до Урала. Соответственно, обеспечить необходимый для разработки восточных месторождений объем потребления газа было крайне сложно. Контракт с КНР и строительство «Силы Сибири» дали возможность вплотную подойти к решению проблемы газификации Дальнего Востока.

О газификации сейчас много пишут журналисты и эксперты отрасли, а правительство дорабатывает национальную программу, которая должна максимально полно решить эту проблему. Критики по поводу якобы слишком медленных темпов газификации предостаточно, вот только при этом подавляющее большинство критиков отказываются принимать во внимание несколько очевидных фактов. По состоянию на конец 1991 года уровень газификации территории нашей огромной страны едва превышал 50%. Это объективный результат четырех пятилеток времен СССР, если считать, что «эпоха большого газа» началась с момента открытия и разработки гигантских месторождений природного газа в Сибири. При этом газифицировалась тогда прежде всего европейская часть России, поскольку именно в этом проложили магистральные газопроводы – в том направлении, куда полвека назад и начались экспортные поставки. Пресловутая «газовая



игла» не является результатом работы правительства Российской Федерации, ее «отковали» еще во времена плановой экономики. Уровень газификации Восточной Сибири и Дальнего Востока при советской власти был просто нулевым, выработка тепловой и электрической энергии «по ту сторону Урала» осуществлялась за счет ГЭС и угольных электростанций (единственное исключение – геотермальные электростанции на Камчатке). С 1992 года в России нет министерства газовой промышленности, с этого же времени в газификацию России перестали вкладываться средства из государственного бюджета, вся работа шла преимущественно за счет газовых компаний. Да, в советские времена в РСФСР было министерство геологии, которое проводило в разы большее количество разведочных работ, чем нынешняя Росгеология, – это тоже факт. В 70–80 годах прошлого века Дальневосточная морская экспедиция разведочного бурения открыла более трех десятков месторождений нефти и газа на северо-восточном шельфе Сахалина, в 1987 году было открыто Ковыктинское месторождение в Иркутской области, в 1989 году – Чаяндинское в Якутии, однако это не привело к началу массовой газификации этих регионов. Даже у СССР не хватало средств на подобную программу – об этом стоит помнить всем тем, чья критика в адрес «Газпрома» сводится к лозунгу «Хочу все и сразу, кто мне этого не дает – тот бяка». Иркутские и якутские месторождения не были объединены с ЕСГ –

единой системой газоснабжения. Европейским потребителям вполне хватало газа, добываемого в Западной Сибири. Населения и промышленности в дальневосточном регионе по сравнению с европейской частью страны было существенно меньше и в советские времена. Газификация в европейской части России шла по принципу «есть магистральный газопровод – будут и распределительные сети, а на нет и суда нет». Те территории, которые газифицирует прежде всего «Газпром», не были знакомы с природным газом в советские времена – это просто данность, нравится она кому-то или нет.

«Восточная программа» «Газпрома»

В 2007 году была принята государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки и газоснабжения с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона». Реализация была поручена «Газпрому», что само по себе достаточно интересно. «Газпром» уже давно не является монополистом отрасли на внутреннем рынке – не менее 30% рынка занимают НОВАТЭК, Роснефть, ЛУКОЙЛ и ряд других, менее крупных компаний. «Газпром» является монополистом только трубопроводных экспортных поставок природного газа. Это, конечно, привилегия, но рассчитывается за нее наш государственный газовый концерн тем, что несет на себе колоссальную



социальную нагрузку. В том числе обеспечивает возможность проведения газификации вышеупомянутого огромного региона, строит объекты социальной инфраструктуры.

Реализация программы не могла быть простой и быстрой. Запасы газа промышленных категорий на лицензионных участках «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке превышают 4 трлн кубометров. Но месторождения отнюдь не распределены по этой территории равномерно. Более половины запасов – это всего два месторождения: Чаяндинское (1,2 трлн кубометров) в Якутии и Ковыктинское (1,8 трлн кубометров) в Иркутской области. Соответственно, без разработки и создания системы транспортировки газа двух этих месторождений о реализации «Восточной программы» даже думать не приходилось. Однако в 2007 году Чаяндинское месторождение находилось в нераспределенном фонде, а лицензия на разработку Ковыктинского месторождения принадлежала компании «РУСИА Петролеум», с контрольным пакетом акций у ТНК-ВР. Только спустя четыре года, в 2011 году, «Газпром» сумел получить контроль над этими месторождениями. То есть первые четыре года реализации «Восточной программы» ушли на решение организационных вопросов, о чем не стоит забывать всем, кто считает, что низкий темп газификации этого региона – некая «нерасторопность» «Газпрома».

Инвестиционное решение по разработке Чаяндинского и Ковыктинского месторождений не

могло быть сформировано быстро. Чтобы понять это, достаточно посмотреть на низкую плотность населения Восточной Сибири и Дальнего Востока, оценить, где именно располагались промышленные предприятия, которые могли бы стать достаточно крупными потребителями. Но в названии государственной программы далеко не случайно имеются слова о возможном экспорте российского газа на рынок Китая. Уже в нулевые годы было очевидно, что темп развития экономики КНР значительно превышает мировые показатели. Специалисты отрасли понимали, что собственной добычи природного газа Китаю будет недостаточно, чтобы расти дальше. Принцип тот же, что был использован в советское время – основой для газификации региона станет экспортный магистральный газопровод, который позволит разработать бизнес-план, не только определить объем необходимых инвестиций, но и сроки их возврата. Напомним, что даже при той плотности населения и уровне развития промышленности, которые были у советской Украины, базой для ее газификации стали именно экспортные газовые магистрали. Это стоит иметь в виду, прежде чем пытаться удивиться тому, что «Газпром» действует так, а не как-то иначе. Только после того, как появился и был реализован проект строительства МГП (магистрального газопровода) «Сила Сибири», «Газпром» инициировал подписание новых соглашений с субъектами федерации региона о пятилетних планах газификации – иного варианта быть не могло.

Уникальный газ Чаянды и Ковыкты

При этом «Восточная программа» изначально имела специфику, заданную тем, из каких компонентов состоит газ Ковыктинского и Чаяндинского месторождения – с повышенным содержанием этана, пропана, бутана, пентана и гексана. Его поставки в Китай без переработки привели бы к потере дополнительной рентабельности, лишили бы Россию возможности развивать газохимическое производство в Дальневосточном регионе, возможность наращивать несырьевой экспорт. Сейчас мало кто вспоминает, но планы компании «РУСИА Петролеум» поставлять газ в Китай никакой глубокой переработки не предполагали – весь богатый компонентный состав в виде «скважинной жидкости» (были и такие термины в «смутные» времена) ушел бы в Поднебесную.

Но и это не все, у газа Чаяндинского и Ковыктинского есть еще одна уникальная особенность, о которой стоит рассказать подробнее, поскольку именно она делает проект Амурского ГПЗ уникальным не только в России, но и в мире. Речь о «солнечном газе» – гелии, спрос на который растет с каждым годом, а вот количество его поставщиков на мировой рынок крайне ограничено. Именно по этой причине прежде, чем анализировать ход исполнения «Восточной программы», мы постараемся хотя бы в общих чертах познакомить с тем, как «Газпром» подготовился к реализации своего гелиевого проекта.

Прежде, чем приступить непосредственно к строительству Амурского ГПЗ, газовому концерну пришлось построить с нуля инфраструктуру доставки оборудования и стройматериалов (авто и ж/д пути) и начать строить новый жилой микрорайон в Свободном. Однако удивляться такой универсальности «Газпрома» после того, как он собственными силами построил самую северную в мире железную дорогу от станции Обская до станции Карская протяженностью 572 км, уже не приходится. А вот то, насколько гармонично проект строительства Амурского ГПЗ вписывается в реализацию «Восточной программы», насколько четко оказались уложены в календарный график составные части проекта ГПЗ,

как дисциплинированно выполняют свои части работы дочерние компании концерна, позволяя четко по плану реализовать гигантский проект, вызывает заслуженное уважение. Составных частей было действительно много: промышленная разработка уникальных газовых месторождений, строительство магистрального газопровода по сложнейшему маршруту, строительство газовой теплоэлектростанции мощностью 160 МВт четко к тому сроку, когда технологические линии завода потребуют снабжения горячим паром. География проекта диктовала его особенности. Например, крупногабаритное оборудование можно доставить только по воде. Город Свободный стоит на берегу реки Зeya, на которой гарантированные глубины судового хода составляли всего 1,1 метра. Компания «Газпром переработка-Благовещенск» для доставки крупногабаритного оборудования должна была провести дноуглубительные работы и построить причал для разгрузки. Также было построено 27 км автомобильных дорог, железнодорожная ветка к Транссибу и ж/д мост. При этом «Газпром» побеспокоился еще и об образовательной программе для школьников и студентов – Амурскому ГПЗ требуются квалифицированные специалисты. Подробности всего того, что успел сделать «Газпром» за последние пять лет в Амурской области расскажем позднее, это действительно интересно. Но пока продолжу о «солнечном газе».

Мировой рынок «солнечного газа»

В составе газа Чаяндинского месторождения содержится 0,45% гелия, в газе Ковыктинского месторождения гелия – до 0,28%. Для сравнения: на день сегодняшний весь объем производства гелия в России сосредоточен на Оренбургском ГПЗ, где перерабатывается природный газ одноименного месторождения с содержанием гелия 0,045%. Гелий относится к так называемым «благородным газам», то есть не вступает ни в какие химические соединения. Чистого гелия на нашей планете просто нет – отсутствуют месторождения, в которых бы его содержалось 100%. Еще одна особенность гелия – он чрезвычайно легок, что позволяет ему беспрепятственно покидать недра Земли. Но и в атмосфере он не задерживается, уходит в верхние слои и улетучивается за ее пределы. В результате гелий можно найти и выделить только из природного газа. Газ используется в космической отрасли, его требуют современные виды медицины, он необходим в электронном производстве, он нужен металлургам, растет его потребление в научных лабораториях многих стран – список областей его применения с каждым годом становится все более обширным. Если опираться на анализ, который дает Геологическая служба США (<https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020.pdf>), то структура использования гелия выглядит следующим

образом: в магнитно-резонансной томографии – 30%, в качестве азростатного газа – 17%, в научных лабораторных исследованиях – 20%, в сварочных работах – 9%, техническое применение – 6%. Разумеется, востребован газ и в России, но этот спрос «Газпром» обеспечивает за счет производства на Оренбургском ГПЗ. Производство гелия за счет переработки газа Чаяндинского и Ковыктинского месторождений изначально ориентировано на экспорт, что позволит ускорить возврат инвестиций, необходимых для реализации «Восточной программы», ускорить и саму реализацию. Кроме того, рост производства гелия в России создает потенциальные возможности для роста тех отраслей, в которых он используется. К примеру, есть все основания полагать, что потребителем для этой продукции Амурского ГПЗ станет расположенный в той же Амурской области космодром «Восточный». Наличие гелия может послужить драйвером роста и для других высокотехнологичных направлений в Дальневосточном регионе.

Исходя из специфики состава газа двух крупнейших месторождений Иркутской области и Якутии, специалисты «Газпрома» и стали формировать концепцию проекта строительства Амурского ГПЗ. На нем извлекают наиболее ценные фракции газа, при этом реализуя и гелиевую программу. Специфика последней связана как с особенностями самого гелия (имеет слишком низкую



плотность для рентабельной трубопроводной транспортировки, при этом температура сжижения гелия составляет -269 градусов Цельсия), так и с тем, что происходит на мировом рынке гелия. Его емкость составляет от 160 до 190 млн кубометров в год и сильно зависит от самых разных факторов. Один из них звучит достаточно несерьезно – до 10% потребления гелия приходится на воздушные шары, которые мы так любим запускать в небо на самых разных праздниках. Теперь вспоминаем минувший год: пандемия COVID-19, всему миру не до праздников – спрос на гелий пошел вниз не только из-за того, что противозидемические меры привели к спаду в самых разных отраслях экономики, но и вот из-за этого «смешного» фактора.

«Архитектура» проекта Амурского ГПЗ

В составе шести технологических линий Амурского ГПЗ предусмотрены три установки по очистке и сжижению гелия, что позволит производить до 60 млн кубометров ценного газа в год. Теоретически Россия может получить почти 30%-ный сегмент мирового рынка, но и тут не все так просто. Если смотреть данные 2019–2020 годов, то цены 1000 кубометров гелия находились в диапазоне от 3100 до 7600 долларов США (в среднем в 20 раз выше стоимости природного газа). Но поставка на мировые рынки 60 млн кубометров гелия в год могут привести к значительному падению цены, в чем «Газпром», разумеется, не заинтересован. При этом Амурской ГПЗ не сможет снижать объемы переработки поступающего природного газа – нужно выполнять контрактные обязательства перед китайскими потребителями по объемам поставок. Кроме того,

в 2018 году «Газпром» подписал предварительный договор с СИБУРОм по поставкам на Амурской ГХК этановой фракции в объеме 2 млн тонн, в 2019 году эти же компании пришли к соглашению по поставкам 1,5 млн тонн пропан-бутановой фракции. Основываясь на этих соглашениях, СИБУР принял окончательное инвестиционное решение по проекту Амурской ГХК и в 2020 начал его строительство. В результате перед специалистами «Газпрома» встал вопрос о том, как не допустить снижения мировых цен на гелий из-за огромного объема его производства, но при этом выполнить все обязательства по объемам поставок метана в Китай и по объемам поставок этана, пропана и бутана на Амурской ГХК. Не самая тривиальная задача, но в истории мировой индустрии гелия нечто весьма похожее уже встречалось.

Опыт хранения гелия: резерв «Клиффсайд»

В 50-е годы прошлого века на территории штата Техас шла активная разработка газового месторождения Клиффсайд с уникальным содержанием гелия – 1,8%. То, что это месторождение достаточно быстро было полностью выработано, и подтолкнуло реализовать проект подземного хранилища концентрата гелия. Сейчас в США законодательно закреплено требование: при концентрации в газе гелия выше 0,3% его выделение становится строго обязательным, при этом частные компании получили право хранить полученный концентрат газа в теперь уже Федеральном гелиевом резерве США «Клиффсайд». В режиме частно-государственного партнерства в Штатах была создана целая система транспортировки и хранения, транспортировки и продажи гелиевого концентрата,

которая была принята в эксплуатацию в 1973 году. Имеется и жестко соблюдаемое юридическое сопровождение: долгосрочные контракты хранения гелия, принадлежащего частным компаниям в государственном «Клиффсайте», запрет на экспорт газа, который возможен только после получения государственной лицензии на каждую поставляемую партию. Если опираться на данные, опубликованные в уже указанном источнике, то в 2019 году общий мировой объем рынка гелия составил 160 млн кубометров, из которых США поставили 87 млн кубометров, причем из природного газа в том году было извлечено 68 млн кубометров гелия, а еще 21 млн был поставлен на мировой рынок из объемов «Клиффсайда». Именно таким способом американцы не только удерживают свой сегмент мирового рынка гелия, но и существенно влияют на уровень цены, при этом полностью обеспечивая внутренний спрос в своей стране.

В 1979 году технологически схожая схема была реализована в Оренбургской области: гелий, выделяемый из состава природного газа на Оренбургском ГПЗ, поступает на хранение в шесть подземных выработок общим объемом 235 тысяч кубометров, намытых специально для этого в подземных солевых пластах. Советская, а теперь российская система производства и хранения гелия работает без малейших нареканий, но применить тот же подход в случае с Амурской ГПЗ невозможно. Нет рядом с городом Свободным ни выработанных газовых месторождений, ни глубинных пластов каменной соли. Строить сразу два завода для извлечения гелия на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях – слишком дорого, не говоря уже

о том, что транспортировка гелия потребителям в Юго-Восточной Азии вполне способна сделать такой экспорт совершенно не рентабельным. Температура сжижения гелия, напомним, -269 градусов, и эту температуру необходимо поддерживать с момента загрузки жидкого гелия в транспортное средство до доставки его конечным потребителям.

Морозоустойчивые гелиевые мембраны

Для «Газпрома» ситуация с гелием Якутии и Иркутской области стала интересной технологической задачей, которую решали специалисты ЦКБН (дочерняя компания «Газпрома» «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры»), «Газпром ВНИИГАЗ» и «Газпром развитие». К 2013 году технология была разработана, называется она «Двухступенчатая волоконная нанокompозитная мембранная установка для выделения гелиевого концентрата». Кстати, в масштабах, как на Чаяндинском месторождении, такая технология применена впервые в мире. К 2015 году были завершены и испытания непосредственно в промысловых условиях – необходимо было проверить, как поведут себя мембраны в зимних температурах, при разных режимах нагрузки. К 2019 году, когда было завершено строительство МГП «Сила Сибири», в подмосковной Дубне создали производственную площадку, которая способна обеспечить месторождения необходимыми комплектами мембран и мембранных картриджей. Гелий, выделяемый при помощи мембран, закачивается в пласт, который уже превращен в хранилище, что обеспечивает возможность работы Амурской ГПЗ в гибком режиме, соотнося объемы производства этого газа с ситуацией, складывающейся на мировых рынках. Тактика схожа с используемой в США, однако производственная динамика там прямо противоположная: если в 2015 году объем «свежего» гелия, извлеченного из природного газа, составил 71 млн кубометров, то в 2020 – только 61 млн кубометров. Конечно, за счет гелия в хранилище «Клиффсайд» США удержали свою долю на рынке, но назвать мировой рынок устойчивым без участия России нельзя: объем

гелия в «Клиффсайте» отнюдь не бесконечен, а крупных поставщиков всего три. Кроме Штатов, большие объемы производят Катар (порядка 40 млн кубометров) и Алжир (12–13 млн кубометров в год). В 2017 году Саудовская Аравия, через территорию которой транспортировался гелий из Катара, объявила последнему экономическую блокаду. Рынок мог столкнуться с дефицитом в 40 млн тонн гелия в год, избежать этого удалось только за счет того, что Катар быстро модернизировал свои портовые мощности, организовав морскую транспортировку. В пользу российского газового проекта играет и то, что быстрее всего спрос на гелий растет не просто «в регионе Юго-Восточной Азии», а в совершенно конкретном Китае – в связи с активным развитием электронной промышленности. В любом случае «Газпром» готов к своему выходу на мировой рынок с совершенно новой продукцией. Мембранное разделение на Чаяндинском месторождении уже начато, на Амурской ГПЗ предусмотрена уникальная криогенная технология, обеспечивающая не только выделение гелия из состава поступающего природного газа, но и доведение его до чистоты уровня 99,9%, последующее охлаждение до температуры -269 градусов Цельсия, сжижение и налив в специальные криогенные емкости для дальнейшей транспортировки.

Гелиевый хаб «Надеждинского» TOPa

Чтобы обеспечить логистику такого уникально холодного продукта, как жидкий гелий, в рамках Восточной программы реализован еще один необычный проект – около Владивостока построен крупнейший в мире Логистический центр обслуживания гелиевых контейнеров (ХАБ). Гелий, произведенный в городе Свободном, будет транспортироваться до ХАБа в Приморском крае, на территории опережающего развития «Надеждинская». Уже полностью сформирована вся производственная инфраструктура ХАБа: создана площадка хранения гелиевых контейнеров для дальнейшей перегрузки их на морские суда, полностью смонтировано криогенное технологическое оборудование, построены все необходимые

административные и бытовые здания. В распоряжении компании «Газпром гелий сервис», которая строит ХАБ, 18 автотягачей «КамАЗ» и 34 полуприцепа, которым предстоит курсировать от Свободного до Находки. Магистральные тягачи специально для гелиевой программы «Газпрома» оснащены двумя криобаками емкостью по 530 литров – именно такое количество СПГ, который служит моторным топливом, позволяют им совершать пробеги продолжительностью в 1400 км без дозаправок. Установка для сжижения газа на территории гелиевого хаба мощностью до 3000 тонн СПГ в год в мае 2021 года уже принята в эксплуатацию. Организован и промежуточный заправочный пункт в поселке Чирки Хабаровского края – нельзя ведь исключать, что погодные условия на зимней трассе потребуют дополнительных объемов СПГ.



Тем временем работы по запуску в работу первой технологической линии Амурской ГПЗ завершены в намеченный срок. Запуск следующих пяти линий синхронизирован с ростом объемов транспортировки газа по «Силе Сибири». На Чаянде будет постепенно расти добыча газа, а также через 3 года в магистральный газопровод и соответственно на Амурской ГПЗ поступит газ Ковыкты. Одновременно будет расти производственная мощность Амурской ГПЗ как по фракционированию природного газа, так и по производству гелия. Так же, поэтапно, будет идти и реализация «Восточной программы» «Газпрома», будут выполняться обязательства по договорам о газификации с субъектами федерации этого региона. Этот проект получился на редкость комплексным, каждая из его составных частей выгодна не только «Газпрому», но и всей экономике России. Новые технологические рабочие места в регионе, новые жители города Свободного, новые возможности для роста числа резидентов TOP «Свободный», для роста объемов малотоннажной переработки газа. Красивый проект, о реализации которого мы обязательно продолжим рассказывать. ●

KEYWORDS: Amur gas processing Plant, deep processing, deposits of Eastern Siberia, gasification, helium hub.

2021 – ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ



Ученые разработали метод синтеза сенсоров, чувствительных к токсичным газам

Одна из причин пожаров, возникающих в результате утечки газов, – смешение горючих газов и паров с воздухом. Чтобы избежать этого, специалисты проводят постоянный мониторинг их присутствия в воздухе. Российские ученые разработали сенсоры четырех составов и применили метод главных компонент, при котором можно селективно разделять сигналы при детектировании выбранных газов. В качестве катализатора использовали платину. Исследователей интересует ВТЕХ – группа легкогорючих газов, в большом количестве содержащихся в атмосфере регионов нефтегазодобычи.

Если их ПДК превышена, то и содержание более сложных сопутствующих соединений превышает норму. Ученые предложили отслеживать простейшие ароматические газы при помощи полупроводниковых газовых сенсоров. Новизна подхода в применении метода пневматической микроплоттерной печати – аддитивная технология, позволяющая воспроизводимо получать чувствительные слои газовых сенсоров.



Ученые предложили эффективный способ разработки ТРИЗ

Для оценки нефтеносных пластов с естественными трещинами компании вынуждены использовать дорогостоящее оборудование, часто для исследований нужно останавливать добычу нефти. Ученые из России и университета Кертна в Австралии создали технологию, позволяющую оценить потенциал нефтеносных пластов трещиноватых коллекторов. Методика может повысить оперативность и при этом снизить стоимость определения параметров трещин для эффективной добычи нефти. Технология основана на обработке данных гидродинамических исследований скважин и промысловых параметров с помощью специального алгоритма. Сравнение полученных результатов с измерениями образцов горной породы и данными геофизических исследований выявили погрешность в пределах 3%.



Ученые нашли способ выявить деформации земли при нефтедобыче в режиме online



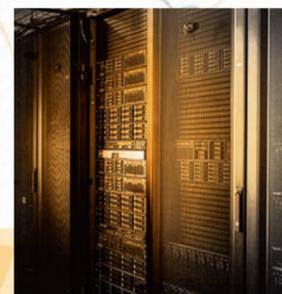
Ученые Пермского политеха предложили способ, который позволяет в режиме реального времени отследить деформации земли при добыче нефти и газа.

При традиционном мониторинге создают локальные системы, в которых измерения производят с использованием спутниковых систем навигации. Они состоят из точек наблюдения в зоне, где возможны деформации, и опорных точек, находящихся за ней. Этот подход эффективно работает, когда месторождения расположены далеко друг от друга и опорные пункты можно установить в месте без деформаций. Но месторождения могут располагаться близко или даже перекрывать соседнюю зону. В этом случае сложно определить место для размещения опорных пунктов. Ученые Пермского Политеха предложили использовать в качестве исходных пунктов точки IGS-сети (International GNSS Service). Они расположены по всему миру, и их координаты определяются с высокой точностью. Но в России этих точек немного. Чтобы уточнить показания приборов, ученые оценили влияние внешних факторов на наблюдения. Ученые выяснили, что на положение спутниковых систем влияют твердотельные приливы и отливы. Этот показатель зависит от влажности грунта в районе расположения пунктов IGS и района мониторинга. Метод позволил повысить точность показаний до 3 раз. Технологию уже применили на НГКМ им. Ю. Корчагина и на Приразломном месторождении. Сейчас ее реализуют на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». По мнению разработчиков метод можно использовать для мониторинга морских нефтяных платформ.



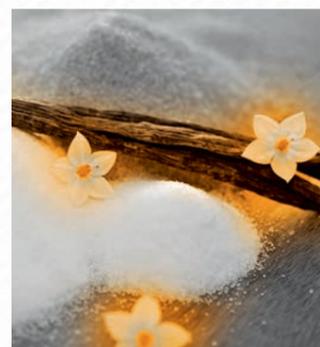
Ученые создали основу для световых компьютеров

Долгое время вычислительные мощности и объемы памяти компьютеров удваивались каждые два года. В последние годы по размерам транзисторы приближаются к атомам. Поэтому ученые пытаются заменить электронные логические цепочки световыми аналогами. Но движением света сложно управлять внутри миниатюрных чипов. Ученые из Сколковского института науки и технологий создали материал на основе кремния и германия, который может эффективно взаимодействовать с частицами света. Они внедрили в толщу кремния наноточки из германия, уложив их в особый узор из шестигранников, что поменяло квантово-механические свойства полупроводникового материала и заставило его активнее взаимодействовать с фотонами. Это позволяет использовать разработку для создания оптоэлектронных интегральных схем и других компонентов световых компьютеров будущего.



Ученые превратили пластик в ванилин

Ученые Эдинбургского университета разработали новый способ решения проблемы пластикового загрязнения, используя бактерии *E. coli* для преобразования отходов в ванильный ароматизатор. Такая трансформация может стимулировать экономику замкнутого цикла. В ходе работ команда ученых применила модифицированную в лаборатории кишечную палочку. Терефталевая кислота – молекула, полученная из ПЭТ, – была преобразована в высокоценное соединение ванилин посредством ряда химических реакций. Затем биологи продемонстрировали, как работает этот метод, превратив использованную пластиковую бутылку в ванилин, добавив кишечную палочку к разложившимся пластиковым отходам. Мировой кризис пластмасс вызвал необходимость в разработке новых методов переработки ПЭТ – пластика, получаемого из невозобновляемых материалов, таких как нефть и газ, и широко используемого для упаковки пищевых продуктов.



Ученые получили магнитный нанопорошок для 6G-технологий



Ученые разработали быстрый метод получения эpsilon-оксида железа и продемонстрировали его перспективность для применения в устройствах связи нового поколения – например, для устройств связи 6G.

Благодаря новому методу синтеза эpsilon-оксид железа можно получить примерно за один день – то есть в 30 раз быстрее. Эpsilon-оксид железа обладает высокой коэрцитивной силой и поглощает электромагнитное излучение в субтерагерцовом диапазоне (100–300 ГГц) за счет эффекта естественного ферромагнитного резонанса. Частота резонанса является одним из критериев для применения материалов в устройствах беспроводной связи: 4G-стандарт использует мегагерцы, 5G – десятки гигагерц. Субтерагерцовый диапазон планируется использовать в технологиях шестого поколения (6G). В новой работе ученые из МГУ синтезировали соединение, а физики из МФТИ изучили его свойства, что в итоге позволило разработать новый перспективный метод получения эpsilon-оксида железа.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СМП

Андреева Екатерина Валерьевна

кафедра гидрографии моря
ГУМРФ имени адмирала С.О. Макарова,
аспирант

Исаулова Кристина Яновна

кафедра гидрографии моря
ГУМРФ имени адмирала С.О. Макарова,
аспирант

ОТМЕЧЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ФЛОТА, УСЛОВИЙ ПЛАВАНИЯ СУДОВ И РАЗВИТИЯ СЕТИ СУДОХОДНЫХ МАРШРУТОВ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ, СВЯЗАННЫХ С РАЗВИТИЕМ СЕТИ СУДОХОДНЫХ МАРШРУТОВ ВОСТОЧНОГО СЕКТОРА АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ. ПРИВЕДЕНЫ ОБЪЕМЫ ФАКТИЧЕСКИХ И ПРОЕКТНЫХ ГРУЗОПЕРЕВОЗОК ПО АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ. РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕЙ И СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

THE MAIN TENDENCIES OF CHANGES IN THE STRUCTURE OF THE FLEET, NAVIGATION CONDITIONS OF SHIPS AND THE DEVELOPMENT OF A NETWORK OF SHIPPING ROUTES IN THE ARCTIC SEAS ARE NOTED. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE RESULTS OF STUDIES RELATED TO THE DEVELOPMENT OF A NETWORK OF SHIPPING ROUTES IN THE EASTERN SECTOR OF THE NORTHERN SEA ROUTE. THE VOLUMES OF ACTUAL AND PROJECTED CARGO TRANSPORTATION ALONG THE WATER AREA OF THE NORTHERN SEA ROUTE ARE GIVEN. CONSIDERED ARE PROMISING MEASURES AIMED AT ACHIEVING THE GOALS AND STRATEGIC OBJECTIVES OF THE DEVELOPMENT OF THE NORTHERN SEA ROUTE

Ключевые слова: Северный морской путь, судоходные пути, ледовые условия, глубины, перспективы.

Цели и стратегические задачи развития Северного морского пути (СМП) на ближайшую перспективу определены рядом документов, основные среди которых Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2030 года (с изменениями на 12 мая 2018 года, утверждена Постановлением Правительства Российской Федерации № 1734-р от 22.11.2008 г.); Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие арктической зоны Российской Федерации» (в ред. от 02.12.2019); Федеральный проект «Северный морской путь» в составе комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года (утвержден Распоряжением Правительства Российской Федерации № 2101-р от 30.09.2018 г.); План развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 года (утвержден Распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2019 г. № 3120-р).

СМП в навигационном отношении представляет собой одну из самых сложных и опасных морских транспортных коммуникаций, отличающейся большой протяженностью, обширными мелководными участками, удаленными от берега на значительные расстояния, многочисленными районами, гидрографическая изученность рельефа дна которых является недостаточной, и тяжелыми ледовыми условиями. Несмотря на все сложности,

ФАКТЫ

9,5_м

– предельная осадка для традиционных маршрутов на мелководных участках СМП

начиная с 2010 года в арктической транспортной системе начали происходить значительные изменения, которые в первую очередь начали проявляться в резком возрастании интенсивности судоходства, увеличении доли крупнотоннажных судов, расширении сети судоходных маршрутов и увеличении площади акватории, на которой стал использоваться режим круглогодичной навигации [1].

Развитие СМП связано с изменением состава и структуры арктического транспортного флота. Наибольшее значение в морских транспортных перевозках имеют нефтяные танкеры, танкеры для перевозки сжиженного природного газа (СПГ) и контейнеровозы. В таблице 1 представлена сравнительная характеристика самых крупных судов СМП и мирового флота. Видно, что по параметрам СПГ-танкеры, эксплуатирующиеся на СМП, достигли уровня мирового флота. Нефтяные танкеры, работающие на СМП, по своим габаритам существенно отличаются от танкеров мирового флота. Главной причиной такого положения служит ограничение по глубине. На мелководных участках СМП осадка 9,5 м для традиционных маршрутов является предельной. В акватории СМП использование контейнеровозов, имеющих большие размерения, ограничено глубинами и осадкой судов.

Поиск глубоководных маршрутов для нефтяных танкеров и контейнеровозов представляет собой важную практическую задачу.

ТАБЛИЦА 1. Размерения самых крупных судов

Тип судна	Флот СМП	Мировой флот
	Основные размерения судов	
СПГ-танкеры	Длина – 299 м Ширина – 50 м Осадка – 12 м	Длина – 345 м Ширина – 55 м Осадка – 12 м
Нефтяные танкеры	Длина – 248 м Ширина – 34 м Осадка – 9,5 м	Длина – 380 м Ширина – 68 м Осадка – 24,5 м
Контейнеровозы	Длина – 200 м Ширина – 35 м Осадка – 11 м	Длина – 400 м Ширина – 61 м Осадка – 14,4 м

СМП условно можно разделить на Западный и Восточный сектора. К Западному сектору относится Карское море, к Восточному сектору – море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря. Развитие СМП в разных частях акватории арктических морей происходит неравномерно. Наибольшие изменения происходят в Карском море, отличающемся сравнительно легкими ледовыми условиями, относительно большими глубинами и близостью к промышленным центрам Европы. Толчком современного этапа развития судоходства в Карском море послужило начало строительства портов в Обской губе и создание промышленного комплекса по добыче и переработке углеводородов, составивших основную долю грузовой базы морских арктических грузоперевозок.

В ближайшее время планируется значительный рост объема грузоперевозок в Карском море, связанный с расширением грузовой базы, строятся новые порты, проводятся дноуглубительные работы, проектируются и осваиваются новые судоходные маршруты. Проводимые мероприятия сопровождаются увеличением интенсивности движения транспортных судов в Западном секторе акватории СМП. В перспективе развитие СМП будет связано не только с развитием судоходства и инфраструктуры Карского моря, но и с развитием судоходства в море Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях [2]. На пути развития Восточного сектора СМП встает множество задач, от успеха решения которых будет зависеть решение общей для Российской Федерации проблемы транспортной связанности арктической территории.

Развитие Восточного сектора СМП по сравнению с Западным сектором сдерживается более тяжелыми ледовыми условиями, малыми глубинами, отсутствием глубоководных портов, отсутствием месторождений полезных ископаемых, доведенных до уровня промышленного использования, удаленностью от промышленных центров и малой плотностью населения. Несмотря на препятствия, перспективы развития судоходства в морях Восточного сектора в последнее время стали отчетливо проявляться. Значимым событием в этом направлении послужила реконструкция порта Певек, который стал первым глубоководным портом в Восточном секторе, способным принимать суда с осадкой до 13 м.

ТАБЛИЦА 2. Распределение глубин по площади морей

Диапазон глубин, м	Доля площади, %			
	Карское море	Море Лаптевых	Восточно-Сибирское море	Чукотское море
0–10	3,5	11,1	14	1
10–20	5,3	37,4	47	
20–30	10,1	22,7	25,5	6
30–40	9,3	17,8	13,1	8
40–50	3,8	11,0	–	55
50–100	18,3	–	–	30
100–200	20	–	–	
>200	29,7	–	–	

ФАКТЫ

УВ
ресурсы

составляют основной объем морских грузоперевозок в морях Восточного сектора СМП

В последние годы основной объем морских грузоперевозок составляют углеводородные минеральные ресурсы. Перевозки выполняются по следующим основным направлениям:

- вывоз сырой нефти (Новопортовское месторождение, порт Новый Порт, терминал «Ворота Арктики»);
- вывоз СПГ (Южно-Тамбейское газовое месторождение – порт Сабетта; Салмановское (Утреннее) месторождение на Гыданском полуострове – терминал Утренний, проект «Арктик СПГ-2»; Северо-Обский лицензионный участок в акватории Обской губы, проект «Арктик СПГ-3»);
- грузы Норильского никеля, порт Дудинка;
- северный завоз;
- транзитные грузы по СМП;
- проектные грузы;
- каботаж.

Согласно планам правительства РФ, объем морских грузоперевозок в акватории СМП к 2024 году должен достичь 80 млн тонн, после 2035 года – 160 млн тонн. Увеличение грузопотока будет связано с увеличением интенсивности судоходства, изменением состава и структуры транспортного и ледокольного флота, расширением сети судоходных маршрутов с круглогодичным режимом плавания и решением других задач.

Распределение глубин арктических морей

Арктические моря в основном мелководны. В таблице 2 представлены данные о распределении площади морей по диапазонам глубин.

В Карском море глубины до 20 м занимают около 9% площади акватории, в Чукотском море – 7%. В море Лаптевых и Восточно-Сибирском море глубины до 20 метров занимают половину площади акватории и более. В Карском море эта доля достигает всего 9%. По этим мелководным участкам пролегают основные традиционные прибрежные и высокоширотные трассы СМП.

РИС. 1. Схема трасс СМП



Схема маршрутов

Трассы СМП в основном пролегают по участкам арктических морей с многочисленными подводными опасностями. На рисунке 1 схематично представлены трассы, которые включает в себя СМП.

На схеме красной линией показана альтернативная высокоширотная трасса, зеленой линией – основная высокоширотная трасса, коричневой линией – рекомендованные пути в Обской губе и на подходах к ней. Черными линиями представлены прибрежные трассы.

Проектирование прибрежных трасс в акватории СМП началось в 30-х годах прошлого века и продолжается на отдельных участках в настоящее время. Трассы предназначены для выполнения комплекса ежегодных мероприятий, связанных с обеспечением территорий Крайнего Севера Сибири, Дальнего Востока и Европейской части России основными жизненно необходимыми товарами. Основной особенностью прибрежных трасс является их мелководность. Прибрежные трассы незначительно удалены от материкового берега, что позволяет на большинстве участков трасс видеть средства навигационного оборудования. Также это не затрудняет проведение морских аварийно-спасательных операций.

Проектирование высокоширотной трассы началось в 2009–2010 годах. Трассы предназначены для транзитного плавания крупнотоннажных судов по СМП. Высокоширотная трасса делится на альтернативную и основную высокоширотные трассы. Альтернативная трасса проходит севернее основной трассы по относительно большим глубинам. Основным недостатком маршрута – пересечение области вероятного положения многолетних ледовых массивов. Отдельные участки высокоширотных трасс удалены на большое расстояние от материкового берега, что не позволяет использовать зрительные средства навигационного оборудования.

Приполюсная трасса – это глубоководная трасса, которая проходит от Мурманска до Берингова пролива. Приполюсные трассы по всей протяженности имеют достаточно большие глубины. Многолетний лед, перекрывающий трассу практически круглый год, является основным фактором, который влияет на безопасное судоходство. Приполюсные трассы удалены от берега на большие расстояния, что затрудняет проведение

морских аварийно-спасательных операций. С наличием мощных ледоколов, которые будут преодолевать ледовые поля до 4 м, трасса станет перспективным маршрутом.

Флот

Морские транспортные потоки в акватории СМП образованы двумя основными группами судов: транспортные суда и ледоколы. Транспортные суда и ледоколы условно объединены в три группы:

- Arc7 и ледоколы. Работают круглогодично и совершают самостоятельное плавание в зимнюю навигацию;
- Arc4-Arc6. Работают круглогодично, но зимой совершают плавание под проводкой ледоколов;
- Суда без ледового класса и суда с ледовыми категориями Ice1, Ice2, Ice3. Работают только летом, плавание в акватории СМП зимой запрещено.

Ледокольный флот состоит из атомных и дизельных ледоколов. Атомные ледоколы могут длительно находиться на трассах СМП, не нуждаясь в заправке. Таким образом, обеспечивается автономность выполнения задачи по проводке судов, что особенно важно в сложных условиях ледяного Севера.

Для ледоколов с категорией ледовых усиления Icebreaker 6 – Icebreaker 8 разрешено самостоятельно плавать в акватории СМП в период навигации с июля по ноябрь. В период навигации с января по июнь и в декабре ледоколам с категорией ледовых усиления Icebreaker 7, Icebreaker 8 при тяжелых ледовых условиях самостоятельное плавание в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море запрещено. Ледоколам Icebreaker 6 в период навигации с января по июнь и в декабре при тяжелых ледовых условиях самостоятельно плавать по арктическим морям запрещено, а также при средних ледовых условиях в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море [3].

На рисунках 2, 3 представлено распределение среднемесячного количества судов в Западном и Восточном секторах СМП за 2020 г. В зимнюю навигацию 2020 года

ФАКТЫ

80 МЛН Т

должен достичь объем морских грузоперевозок по акваториям СМП к 2024 году

РИС. 2. Распределение среднемесячного количества судов в западном секторе СМП за 2020 г.

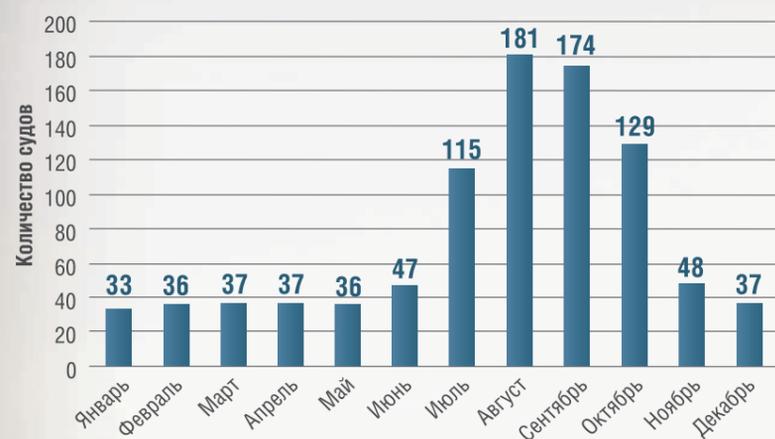
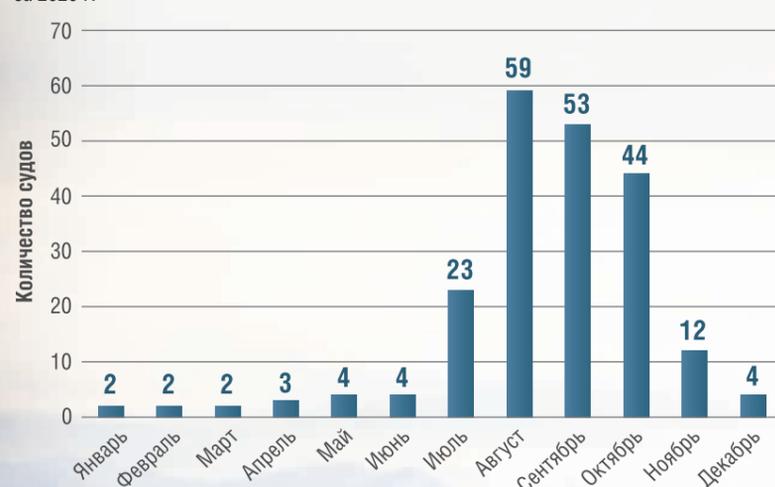


РИС. 3. Распределение среднемесячного количества судов в Восточном секторе СМП за 2020 г.



в Западном секторе ежемесячно осуществляли работу в среднем 35 судов, в то время как в Восточном секторе навигация не осуществлялась.

В летнюю навигацию отмечается значительный рост количества судов из-за привлечения судов неарктического класса и не требующих ледокольного сопровождения. В западном секторе в среднем осуществляли работу 145 судов, в Восточном – 45 судов.

Изменение количества судов в Восточном секторе характеризуется ярко выраженным сезонным характером. Интенсивность судоходства зависит от ежедневного числа присутствующих судов в акватории СМП. Максимальная интенсивность флота в Восточном секторе отмечается с середины июля до начала ноября. В остальное время года показатель снижается. В Восточном секторе среднее ежедневное количество судов в 2020 г. достигает максимального значения в августе – 59 судов.

В зимне-весенний период судоходство отсутствует, что соответствует нулевой интенсивности флота. Наименьшая интенсивность отмечается в Чукотском море, ввиду отсутствия речных и морских портов.

ФАКТЫ

145

СУДОВ

осуществляли работу в летнюю навигацию 2020 г. в Западном секторе, в Восточном – 45 судов

В период с августа по сентябрь 2020 г. в акваториях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского ежедневно эксплуатируется более 50 судов. В августе и октябре интенсивность судоходства в море Лаптевых превысила интенсивность в Восточно-Сибирском море, в котором в ноябре в среднем работало 7 судов, а в остальных морях флот практически отсутствовал.

Критерии навигационной и экологической безопасности

Судоходство на акватории СМП осуществляется по рекомендованным маршрутам. Доступ к архивным и оперативным базам автоматизированных идентификационных систем и географических информационных систем позволяет осуществлять непрерывный контроль параметров движения всех судов в акватории СМП, а также исследовать воздействие ледовых условий на параметры движения одного судна, групп однотипных судов и морских транспортных потоков в целом.

Исследование движения крупнотоннажных судов, совершающих самостоятельное плавание в акватории СМП, показало, что суда отклоняются от рекомендованных маршрутов. Причем при переходе от летней навигации к зимней, когда на трассе присутствует лед, суда отклоняются от рекомендованных курсов на значительные расстояния [4, 5].

На рисунке 4 представлены маршруты движения крупнотоннажных судов в Восточном секторе СМП в период летней навигации. Зеленая сплошная линия – рекомендованные маршруты высокоширотной трассы, зеленая пунктирная – альтернативные рекомендованные маршруты высокоширотной трассы в Восточном секторе СМП. Цветными линиями показаны маршруты движения крупнотоннажных судов.

Круглогодичная навигация осуществляется только в Западном секторе СМП, к которому относится Карское море. На рисунке 5 представлены маршруты движения крупнотоннажных судов в западном секторе СМП в период

РИС. 4. Маршруты движения крупнотоннажных судов в летнюю навигацию



зимней навигации. Зеленая сплошная линия – рекомендованный маршрут высокоширотной трассы в западном секторе. Цветными линиями показаны маршруты движения крупнотоннажных судов.

При значительных отклонениях от рекомендованного маршрута можно попасть в области мелководья и тяжелых ледовых условий. Возникает риск посадки судна на мель и получения ледовых повреждений. При судоходстве влияние глубин и влияние льда являются основными критериями навигационной безопасности.

На экологическую безопасность в Арктике оказывают влияние следующие критерии:

- критерий, связанный с использованием судами тяжелого топлива, которое при выбросе в атмосферу оказывает неблагоприятное воздействие на заповедники, расположенные вблизи судоходных трасс.
- критерий, связанный с рисками разлива перевозимого топлива в качестве груза.

К уязвимым экосистемам Арктики относятся особо охраняемые природные территории, которыми являются государственные природные заповедники.

ФАКТЫ

10 МИЛЬ

составляет минимальное расстояние до заповедников региона, на котором должен проходить маршрут судна, следующего по акваториям СМП

РИС. 5. Маршруты движения крупнотоннажных судов в зимнюю навигацию



К районам повышенного риска относятся заповедники, где рекомендованные маршруты СМП проходят вблизи и их удаленность не превышает 10 миль.

Интенсивность судоходства является основным фактором, который может повлиять на наступление неблагоприятного события, связанного с разливом нефти.

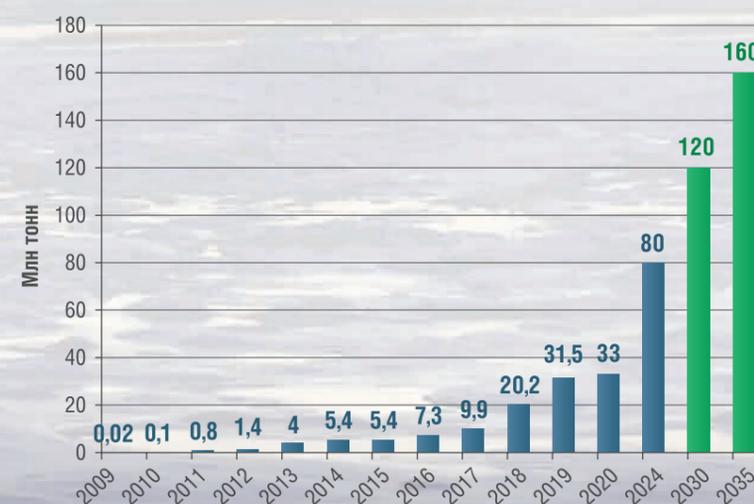
Мероприятия, направленные на развитие СМП

На сегодняшний день объем грузоперевозок водным транспортом в мире занимает больше половины от общего грузообъема и имеет опережающую динамику по сравнению с другими видами перевозок.

Арктика является привлекательным регионом для многих государств, ввиду наличия огромных запасов природных ресурсов. Это является одним из факторов развития СПМ как транспортно-логистической структуры Арктики. Грузооборот на акватории СМП ежегодно увеличивается: так, за 10 лет в период с 2009 по 2020 годы грузооборот увеличился с 20 тысяч тонн до 33 млн тонн. На рисунке 6 представлен фактический и проектный грузооборот по СМП в период с 2009 по 2035 годы.

На сегодняшний день объем грузоперевозок по СМП достигается за счет вывоза углеводородов. ПАО «НК «Роснефть» имеет более 10 лицензионных участков на арктическом шельфе [6]. В акватории СМП круглогодичный вывоз углеводородов

РИС. 6. Фактический и проектный объем грузоперевозок по акватории СМП в млн тонн



обеспечивается только в юго-западной части Карского моря. На остальных лицензионных участках СМП вывоз возможен в период летней навигации, длительность которой не превышает 3–4 месяцев, а в «холодные» годы не более двух месяцев. Опыт коммерческой зимней навигации в этих районах практически отсутствует, нет объективных прогнозов ледовой и гидро- и метеобстановки, сеть маршрутов в данных морях недостаточно оплавана, имеются серьезные навигационные и гидрографические опасности для судов с осадкой более 9 метров. Практический опыт использования крупнотоннажных судов с валовой вместимостью в 50–100 тыс. тонн и осадкой более 12 метров сводится к единичным переходам по чистой воде в период летне-осенней навигации.

Для обеспечения круглогодичной работы лицензионных участков на акватории СМП и для достижения целевых показателей по объему грузоперевозок необходимо провести ряд перспективных мероприятий.

Портовая инфраструктура

Обская губа играет немаловажную роль в развитии СМП, так как соединяет порт Сабетта с основной транспортной магистралью, поэтому работы по дноуглублению в данном районе выполняются регулярно для активной и безопасной транспортировки груза из порта. В порту Певек, расположенном в Восточном секторе, были выполнены дноуглубительные работы, которые позволили принимать суда с большой осадкой. В 2019 году стала эксплуатироваться российская плавучая атомная теплоэлектростанция «Академик Ломоносов», предназначенная для получения электрической и тепловой энергии, которая также может использоваться для опреснения морской воды.

Несмотря на все эти изменения, порты и подходные каналы СМП нуждаются в проведении дноуглубительных работ для обеспечения захода в них крупнотоннажных судов.

Транспортные и ледокольные суда

Во многом благодаря атомному ледокольному флоту на трассе СМП фиксируется ощутимый грузопоток.

Навигация в Восточном секторе СМП характеризуется сложными ледовыми условиями – наличием ледяных массивов с толщиной льда

ФАКТЫ

До **33**

МЛН ТОНН

увеличился
грузооборот
по СМП с 2009
по 2020 гг.

более трех метров, обеспечение судоходства в таких районах невозможно без мощных ледоколов.

Согласно плану развития СМП до 2035 года, в состав Росатомфлота войдут три универсальных атомных ледокола «Урал», «Сибирь», «Арктика». Ледокол «Арктика» уже введен в эксплуатацию, спуск на воду данных ледоколов позволит продлить период навигации.

Ведется строительство головного атомного ледокола «Лидер», планируется закончить строительство до 2027 г., проект предполагает ввод в эксплуатацию трех ледоколов данного типа. Ледокол будет способен преодолевать льды толщиной не менее 4 м. Задачей «Лидера» станет круглогодичная работа на всей акватории СМП.

Также для достижения целевых показателей по грузообороту на СМП требуется строительство крупнотоннажных судов усиленного ледового класса.

Гидрографическая изученность

Анализ картографических материалов показал, что гидрографическая изученность СМП неоднородна и на картах имеются белые пятна, некоторые из них близко расположены к рекомендованным маршрутам.

В таблице 3 приведены доли площади морей СМП в зависимости от подробности съемки подводного рельефа [7].

Для приведения уровня гидрографической изученности в соответствие с требованиями навигационной безопасности крупнотоннажного судоходства необходимо:

- обследовать имеющиеся белые пятна в акватории СМП;
- продолжить подробную гидрографическую съемку с применением многолучевых эхолотов по маршрутам высокоширотных трасс, доведя ширину обследованной полосы до 10 км;
- выполнить систематический промер в районах, примыкающих к высокоширотным трассам;

РИС. 7. Интенсивность судоходства в акватории СМП за летне-осенний навигационный период 2019 года



- выполнить изыскательские работы для определения перспективных районов по организации системы управления движением судов в акватории СМП.

Для проведения перечисленных работ необходимо задействовать не менее 10 гидрографических судов, на данный момент такого количества судов нет. Планируется до 2023 года строительство четырех гидрографических судов ледового класса Arc7. Новые гидрографические суда усиленного ледового класса позволят продлить период гидрографических работ в тяжелых ледовых условиях. Увеличение продолжительности навигационного периода в Восточном секторе потребует гидрографического обеспечения зимних маршрутов.

Системы управления движением судов

Одним из основных компонентов в системе обеспечения безопасности мореплавания являются береговые СУДС. В первую очередь СУДС создаются в районах и портах с интенсивным судоходством. Ежегодно интенсивность судоходства в акватории СМП увеличивается, особенно в Карском море (рисунок 7).

По мере увеличения интенсивности судоходства появляется необходимость в организации системы управления движением судов (СУДС). СУДС обеспечивает организацию движения судов, предоставляет навигационную помощь и необходимую информацию для обеспечения безопасности судоходства.

Транзитные перевозки

Несмотря на то, что объем транзитных грузоперевозок по акватории СМП на данный момент небольшой, прослеживается четкая тенденция по его увеличению. Для увеличения объема транзитных перевозок требуется использовать перспективную приполюсную трассу, которая обеспечит транзит между портами тихоокеанского побережья и портами Восточной Европы, но навигация по приполюсной трассе возможна только при наличии мощных атомных ледоколов.

Северный завоз

Основные проблемы северного завоза: короткий срок навигации и необходимость ледокольной проводки. Северный завоз обеспечивается судами с небольшой осадкой. Срок эксплуатации большинства таких судов превысил 20–30 лет.

Необходимо строительство новых и модернизация старых судов, которые смогут обеспечивать не только северный завоз при летней навигации в 2–3 месяца, но и использоваться в остальной период навигации для различных видов работ.

Выводы

Исходя из вышесказанного, авторы приходят к выводу, что к основным задачам перспективного развития СМП относятся поиск и обследование глубоководных маршрутов; снижение влияния льда на арктическое судоходство, за счет строительства мощных ледоколов и повышения ледовой проходимости транспортных судов; расширение сети круглогодичных судоходных маршрутов; повышение уровня гидрографической изученности акватории арктических морей; совершенствование методов информационного, ледового и гидрометеорологического обеспечения, а также совершенствование организации управления движением судов. ●

Литература

1. Смирнов А.А. Перспективы развития Северного морского пути (к 55-летию атомного ледокольного флота России) / А.А. Смирнов, С.А. Головинский // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 4 (16). – С. 108–114.
2. Афонин А.Б. Концепция развития судоходных трасс акватории Северного морского пути / А.Б. Афонин, А.Л. Тезиков // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2017. – Т. 9. – № 1. – С. 81–87.
3. Правила классификации и постройки морских судов. – Ч. 1. Классификация – НД № 2-020101-104. – СПб: Российский морской регистр судоходства, 2018. – 69 с.
4. Ольховик Е.О. Исследование плотности транспортных потоков 2018 года в акватории Северного морского пути / Е.О. Ольховик // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2018. – № 5 (51). – С. 975–982.
5. Ольховик Е.О. Анализ скоростных режимов СПГ-танкеров в акватории Северного морского пути в период зимней навигации 2017–2018 гг. / Е.О. Ольховик // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2018. – № 2 (48). – С. 300–308.
6. ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru>. – Дата обращения: 01.06.2021.
7. Тезиков А.Л. Гидрографическая изученность акватории Северного морского пути / А.Л. Тезиков, А.Б. Афонин, Е.О. Ольховик // Транспорт Российской Федерации. – 2018. – № 2 (75). – С. 19–21.

KEYWORDS: Northern Sea Route, shipping lanes, ice conditions, depths, prospects.

ТАБЛИЦА 3. Гидрографическая изученность рельефа дна арктических морей

Подробность (м)	Доля площади, %			
	Карское море	Море Лаптевых	Восточно-Сибирское море	Чукотское море
≤ 500	28	35	15	9
1000	38	39	20	–
2000–4000	16	11	14	21
≥ 4000	10	10	10	70
маршрутный	8	5	41	

РЕАЛИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

в сфере энергоснабжения и энергосбережения на принципах ГЧП

РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ – одно из основных направлений геополитики России последних лет. За относительно короткий промежуток времени был принят ряд системообразующих актов, определяющих ключевые цели в сфере освоения региона, в которых, помимо задач по развитию хозяйственной деятельности, сделан акцент на способах их решения. В частности, подчеркивается необходимость предоставления инвесторам государственной поддержки при осуществлении ими капитальных вложений в объекты транспортной, энергетической и инженерной инфраструктуры, включая инфраструктуру систем газоснабжения, водоснабжения, трубопроводного транспорта и связи, необходимых для реализации новых инвестиционных проектов. Одним из направлений работы должна стать разработка механизма государственной поддержки реализации в арктической зоне инвестиционных проектов на основе концессионных соглашений и соглашений о государственно-частном (муниципально-частном) партнерстве. Таким образом, государственно-частное партнерство (ГЧП) на ближайшие годы с большой долей вероятности станет одним из основных драйверов развития арктической зоны

THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE IS ONE OF THE MAIN DIRECTIONS OF GEOPOLICY OF RUSSIA OF THE RECENT YEARS. DURING A RELATIVELY SHORT PERIOD OF TIME A RANGE OF SYSTEMIC ORDERS DETERMINING THE KEY GOALS IN THE AREA OF DEVELOPMENT OF THE REGION WAS ADOPTED; APART FROM ECONOMIC ACTIVITY DEVELOPMENT TASKS, THEY MAKE AN EMPHASIS ON THE WAYS OF SOLVING THEM. PARTICULARLY THE REQUIREMENT OF STATE SUPPORT PROVISION TO THE INVESTORS WHILE THEY PERFORM CAPITAL CONTRIBUTIONS TO THE OBJECTS OF TRANSPORT, POWER AND ENGINEERING INFRASTRUCTURE, INCLUDING THE INFRASTRUCTURE OF GAS AND WATER SUPPLY AND PIPELINE TRANSPORT, IS UNDERLINED, AS WELL AS COMMUNICATIONS REQUIRED FOR IMPLEMENTATION OF NEW INVESTMENT PROJECTS. ONE OF THE WORK DIRECTIONS SHOULD BE THE DEVELOPMENT OF MECHANISM OF STATE SUPPORT OF IMPLEMENTATION OF INVESTMENT PROJECTS ON THE BASIS OF CONCESSION AGREEMENTS AND AGREEMENTS FOR STATE AND PRIVATE (MUNICIPAL AND PRIVATE) PARTNERSHIPS IN THE ARCTIC ZONE. THEREFORE, THE STATE AND PRIVATE PARTNERSHIP (SPP) IS MOST PROBABLY GOING TO BECOME ONE OF THE MAIN DRIVERS OF ARCTIC ZONE DEVELOPMENT DURING THE NEAREST YEARS

Ключевые слова: арктический регион, инвестиционные проекты, государственно-частное партнерство, инфраструктура, государственная поддержка.

**Белоусова
Олеся Юрьевна**

партнер юридической
компании
P&P Unity

Что такое ГЧП, и для чего оно нужно?

В самом широком значении ГЧП – это взаимодействие бизнеса и государства в целях создания или модернизации общественно значимой инфраструктуры. На территории Российской Федерации действуют два закона, регулирующих специальные форматы ГЧП, – соглашение о ГЧП (Закон о ГЧП¹) и концессионное

соглашение (Закон о концессиях²). Для этих правовых моделей законодатель создал достаточно детальное и хорошо проработанное

¹ Федеральный закон от 13.07.2015 № 224-ФЗ «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

² Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

регулирование. В последние годы большая часть крупных инфраструктурных проектов реализуется по одной из этих двух моделей: финансирующие организации приняли предложенные правила игры и готовы предоставлять заемное финансирование в целях реализации ГЧП-проектов на относительно комфортных для инвесторов условиях. Вместе с тем возможные варианты взаимодействия государства и частного капитала не ограничиваются концессией и соглашением о ГЧП.

Традиционные «прямые» закупки по Закону № 44-ФЗ³, как правило, к ГЧП не относят, в них баланс интересов участников проекта значительно смещен в пользу публичной стороны. И речи о партнерском взаимодействии в полном смысле этого слова не идет. Однако в рамках Закона № 44-ФЗ могут заключаться и иные, более сложные формы контрактов, ряд которых будет рассмотрен ниже.

Законодатель предусмотрел достаточно много договорных инструментов, использование которых позволяет получить государственную поддержку в том или ином виде. Они различаются по содержанию, а значит, и по типу задач, которые можно решить с их использованием.

К ключевым преимуществам для публичной и частной стороны, которые обеспечивает использование механизмов ГЧП, относятся:

- снижение размера прямого бюджетного финансирования при сохранении у публичной стороны возможности формирования целевых показателей проекта;
- возможность привлечения частной стороной внешнего (банковского, облигационного) финансирования на более выгодных условиях, чем традиционное корпоративное кредитование;
- возможность распределения рисков проекта (финансовых, строительных, политических и др.) между его участниками.

Концессионное соглашение и соглашение о государственно-частном партнерстве (СГЧП)

Правовые модели концессии и соглашения о ГЧП во многом схожи. В их рамках частный инвестор

(концессионер или частный партнер соответственно) создает или модернизирует имущество, которое будет принадлежать (или уже принадлежит, если речь идет о модернизации) публичной стороне. Если для концессии сохранение публичной собственности на объект обязательно, то соглашение о ГЧП предполагает, что на определенный момент времени после заключения соглашения собственность на объект возникнет у частного партнера. Впоследствии собственность может как перейти публичному партнеру, так и остаться у частной стороны, это зависит от пропорции финансового участия в проекте каждой из сторон.

Инвестиционными мероприятиями концессия и соглашение о ГЧП не ограничиваются – после завершения создания/модернизации объекта частная сторона получает право на его длительную эксплуатацию. Срок такой эксплуатации зависит от финансовой модели проекта и должен быть достаточным для того, чтобы вернуть вложенные в проект частные инвестиции. Публичная сторона (концедент и публичный партнер соответственно) также может, но не обязана, принимать финансовое участие в проекте.

Концессия и соглашение о ГЧП как правовые модели реализации инфраструктурных проектов имеют свои неоспоримые преимущества, а также ряд ограничений, которые могут не позволить использовать их в качестве универсального инструмента.

Преимущества концессии и соглашения о ГЧП

- в рамках данных моделей можно реализовать значительный комплекс инвестиционных мероприятий: это и реконструкция объекта, его оснащение новым оборудованием и иные улучшающие эксплуатационные характеристики мероприятия, в том числе направленные на повышение энергоэффективности публичной инфраструктуры;
- заключая соглашение, инвестор получает ряд гарантий, не связанных с непосредственным софинансированием государством проекта. Например, если объектом концессионного соглашения являются системы водо- и теплоснабжения, в соглашении на весь срок его действия фиксируются

долгосрочные параметры регулирования, которые будут применяться при определении тарифа концессионера. Еще одной гарантией, важной как для самих инвесторов, так и для финансирующих организаций, является выплачиваемая публичной стороной в случае досрочного расторжения соглашения компенсация, равная невозмещенным на момент расторжения инвестиционным затратам частной стороны.

Ограничения концессии и соглашения о ГЧП

- как концессионное соглашение, так и соглашение о ГЧП могут быть заключены лишь в отношении ограниченного круга объектов, перечисленных в соответствующем законе. При этом возможны сложности в квалификации того или иного объекта, если такой объект прямо и однозначно не поименован законодателем;
- Закон о ГЧП предъявляет более строгие требования к мероприятиям, которые инвестор должен осуществить в отношении существующего имущества. Если для концессии достаточно улучшения текущих характеристик объекта, то, заключив соглашение о ГЧП, частная сторона обязана провести мероприятия по реконструкции недвижимости в понимании градостроительного законодательства и изменить параметры объекта капитального строительства. То есть одного оснащения более современным оборудованием может не хватить для того, чтобы инвестиционные обязательства соответствовали требованиям законодателя;
- запуск концессии и соглашения о ГЧП – достаточно ресурсозатратный процесс. От начала подготовки проекта до заключения соглашения может пройти более года. Для крупных и сложных проектов не редкость и более длительные сроки. При этом качественная подготовка проекта требует глубокого погружения в условия проекта не только инвестора, но и представителей публичной стороны. На практике

³ Федеральный закон от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

не у всех концедентов и публичных партнеров (особенно если речь идет о небольших муниципалитетах) имеются компетенции, достаточные для оперативной и эффективной работы над проектом.

Возможные типы проектов

Концессионная модель неоднократно отработана на проектах, связанных с масштабной реорганизацией систем водо- и теплоснабжения муниципалитетов. Набирают популярность концессионные проекты в отношении систем наружного освещения, что может быть особенно актуально для населенных пунктов, расположенных в арктической зоне.

Потенциально объектами концессионного соглашения могут выступать объекты по производству, передаче и распределению электрической энергии, объекты энергоснабжения, объекты газоснабжения, однако большого распространения подобные проекты пока не получили. Так, дополнительной проработки зачастую требует возможность заключения концессии в отношении объектов когенерации. То же самое относится к случаям, когда к «классическому» объекту, например системе теплоснабжения, добавляется нестандартное техническое решение, например объекты малой генерации.

Еще больше вопросов вызывает возможность заключения концессий в отношении инфраструктуры по сжижению природного газа. Действующее законодательство не устанавливает универсальных признаков «объекта газоснабжения», а именно этим термином оперирует Закон о концессиях. Комплексное толкование Закона о газоснабжении⁴ теоретически не препятствует квалификации комплексов по сжижению природного газа как объекта

газоснабжения. Вместе с тем под «газом» Закон о газоснабжении понимает «природный газ, нефтяной (попутный) газ, отбензиненный сухой газ, газ из газоконденсатных месторождений, добываемый и собираемый газо- и нефтедобывающими организациями, и газ, вырабатываемый газо- и нефтеперерабатывающими организациями», никак не упоминая сжиженный газ.

Перечень объектов, в отношении которых может быть заключено соглашение о ГЧП, также включает ряд позиций, потенциально интересных инвесторам Арктической зоны. Так, по модели соглашения о ГЧП может быть реализован проект, предполагающий создание или модернизацию имущественного комплекса, предназначенного для производства промышленной продукции и (или) осуществления иной деятельности в сфере промышленности. При этом требований к тому, какого именно типа промышленная продукция должна производиться на данном комплексе, Закон о ГЧП не устанавливает, а собственность на созданный комплекс по завершении проекта может остаться у частной стороны. Практика реализации подобных проектов на территории Российской Федерации уже имеется. Еще одним перспективным объектом соглашения о ГЧП являются подводные и подземные технические сооружения, переходы, сооружения связи, линии связи и коммуникации.

Энергосервисный контракт

Энергосервисный контракт – специфический вид государственного контракта, заключаемый публичными субъектами по правилам Закона о контрактной системе, но имеющий ряд особенностей по сравнению с обычными закупками работ и услуг. Правовая модель энергосервисного контракта

разработана с достаточно локальной целью – для решения вопросов повышения энергоэффективности находящейся в публичной собственности инфраструктуры. Предметом энергосервисного контракта является осуществление исполнителем (частной стороной контракта) действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов публичным заказчиком. Расходы исполнителя на проведение мероприятий в рамках контракта компенсируются за счет экономии энергоресурсов, которую получил заказчик (публично-правовое образование). При этом размер экономии, который должен быть достигнут исполнителем, предусматривается в контракте.

Теоретически контракт, предусматривающий проведение мероприятий, повышающих энергоэффективность существующей инфраструктуры, может быть заключен любым хозяйствующим субъектом, а не только государством, но в контексте настоящей статьи и оценки инструментария ГЧП мы будем говорить именно об энергосервисном контракте, заключаемом публичными заказчиками в рамках Закона о контрактной системе.

Преимущества энергосервиса

- Закон о контрактной системе допускает использование энергосервисного контракта практически во всех сферах, предусматривающих потребление энергоресурсов: водоснабжение, водоотведение, теплоснабжение, газоснабжение (за исключением услуг по реализации сжиженного газа, неиспользуемого в качестве моторного топлива), поставки электрической энергии, мазута, угля, топлива, а также закупка иных товаров, работ, услуг, относящихся к сфере деятельности субъектов естественных монополий;
- нормативные сроки заключения энергосервисного контракта значительно короче сроков, предусмотренных Законом о концессиях или Законом о ГЧП. Все официальные процедуры (без учета времени, которое

придется потратить на подготовку проекта) можно завершить в течение одного-двух месяцев.

Ограничения энергосервиса

- исполнитель по энергосервисному контракту в отличие от концессионера или частного партнера не обладает правами на имущество, а значит, не может извлекать дополнительный доход из его использования;
- оплата по энергосервисному контракту осуществляется за счет достигнутой исполнителем экономии, что не позволяет использовать иные источники возмещения расходов на мероприятия, а также может ограничить исполнителя в выборе инвестиционных мероприятий, ведь не все необходимые для проведения качественной модернизации существующей инфраструктуры мероприятия напрямую влекут за собой экономию энергоресурсов.

Возможные типы проектов

Модель энергосервисного контракта может быть успешно использована для решения локальных задач по модернизации существующих инженерных систем. Достаточно долгое время популярностью пользовались преимущественно энергосервисные контракты в отношении объектов социальной сферы: образовательных организаций, учреждений здравоохранения. Подготовка контрактов в данной сфере требует меньше затрат в силу высокого уровня типизации применяемых решений, а также незначительного объема капитальных затрат на их реализацию. Вместе с тем более капиталоемкими и интересными для инвесторов являются проекты в системах наружного освещения и электросетевом комплексе. Несмотря на то, что их подготовка и реализация требует гораздо большего количества ресурсов, мы можем наблюдать значительный рост подобных проектов.

Контракт жизненного цикла

Контракт жизненного цикла – еще одна специфическая модель государственного контракта, предусмотренная Законом о контрактной системе. В случаях если предметом закупки являются новые машины и оборудование, а также в ряде иных случаев, установленных правительством Российской

Федерации, в рамках одной закупки может быть заключен комплексный контракт, предусматривающий и создание/модернизацию, и последующие обслуживание и эксплуатацию объектов публичной инфраструктуры частным инвестором. Максимальный срок действия контракта нормативно не ограничен и зависит от длительности жизненного цикла продукции – совокупности этапов ее создания (приобретения), эксплуатации и утилизации.

Преимущества контракта жизненного цикла

- так же, как и в случае с энергосервисом, сроки заключения контракта жизненного цикла достаточно короткие: формально все процедуры по заключению контракта можно уместить в один-два месяца;
- предмет контракта жизненного цикла может быть комплексным и не сводиться, в отличие от энергосервисного контракта, лишь к мероприятиям по модернизации инфраструктуры.

Ограничения контракта жизненного цикла

- актом правительства РФ установлены не только типы объектов, в отношении которых возможно заключение контракта жизненного цикла, но и сами этапы «жизни» продукции, которые могут охватываться контрактом. Для разных типов объектов предусмотрен различный набор этапов. Так, например, для объектов водо-, тепло-, газо- и энергоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, переработки и утилизации (захоронения) бытовых отходов предусмотрены лишь этапы проектирования и строительства. Для объектов здравоохранения – проектирование, строительство и реконструкция, включая оснащение оборудованием. А для информационных систем, центров обработки данных и программно-аппаратных комплексов – создание, ввод в эксплуатацию, эксплуатация и вывод из эксплуатации. При этом на законодательном уровне не закреплен, а практикой пока не выработан ответ на вопрос, что именно считать «эксплуатацией» – техническое обслуживание объекта или еще и использование его с целью извлечения коммерческой выгоды.

Возможные типы проектов

С учетом существующих ограничений модель контракта жизненного цикла нельзя назвать универсальным решением для проектов в сфере инфраструктуры. В рамках текущего регулирования наиболее эффективной она может стать для проектов, требующих закупки нового оборудования и его последующего технического обслуживания. Проекты же, в которых частный инвестор заинтересован в первую очередь в эксплуатационной фазе, лучше структурировать по модели концессионного соглашения или соглашения о государственно-частном партнерстве.

Все перечисленные выше инструменты имеют свои плюсы и предназначены для решения конкретных публичных задач посредством привлечения частных инвестиций. Эффективность решения поставленной задачи зависит в первую очередь от выбора верного инструмента, поэтому одним из ключевых этапов подготовки любого масштабного инвестиционного проекта является выбор правовой модели его реализации. Кроме этого, необходимо принимать во внимание, что существующая нормативная база, а также планы по ее дальнейшему развитию предполагают возможность получения частными инвесторами мер государственной поддержки, для получения которых не обязательно заключение какого-либо из перечисленных выше соглашений. Стратегия развития Арктической зоны, помимо традиционных мер региональной поддержки инвестиционных проектов, предполагает внедрение, в том числе, таких инструментов, как возмещение части затрат лизинговых организаций по договорам лизинга с резидентами Арктической зоны, возмещение части затрат на выплату купонного дохода по облигациям, выпущенным в рамках реализации резидентами Арктической зоны инвестиционных проектов, финансовое обеспечение развития Арктической зоны за счет налоговых поступлений от реализации инвестиционных проектов и других мер. ●

KEYWORDS: arctic region, investment projects, public-private partnership, infrastructure, state support.

⁴ Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ

Мироньев Алексей Владимирович

начальник кафедры
Санкт-Петербургского университета
ГПС МЧС России,
к.т.н., доцент

Потеряев Юрий Константинович

заместитель технического директора
по развитию ООО «Пожнефтехим»,
к.т.н.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБЛАДАЮТ ВЫСОКОЙ ИНЕРЦИОННОСТЬЮ, ЧТО ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ ЯВЛЯЕТСЯ НЕДОПУСТИМЫМ. РАССМОТРЕНЫ СРЕДСТВА ПАССИВНОЙ И АКТИВНОЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ, ОБЛАДАЮЩИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ИНЕРЦИОННОСТЬЮ

THE EXISTING TECHNICAL MEANS OF FIRE PROTECTION HAVE A HIGH INERTIA, WHICH IS UNACCEPTABLE FOR OIL AND GAS PRODUCTION PLATFORMS ON THE ARCTIC SHELF. MEANS OF PASSIVE AND ACTIVE FIRE PROTECTION WITH MINIMAL INERTIA ARE CONSIDERED

Ключевые слова: морские стационарные платформы, противопожарная защита.

Взрывы и пожары на нефтегазодобывающих платформах являются наиболее частыми аварийными ситуациями, приводящими к гибели персонала, потере технологического оборудования и перерастанию инцидента в масштабную катастрофу. Скоротечность и развитие эскалации техногенных чрезвычайных ситуаций на платформе обусловлена плотным размещением на ограниченной площади добывающего, энергетического, технологического и вспомогательного оборудования, присутствием горючих газов и жидкостей. Наиболее известной и значимой экологической катастрофой планетарного масштаба является авария платформы Deepwater Horizon на месторождении Макондо в Мексиканском заливе в 2010 году. Развитие катастрофы началось с аварии, вызванной взрывом и последующим пожаром. В результате разрушения оборудования сырая нефть из скважины поступала на протяжении 152 дней в воды залива и далее распространялась по поверхности и в толще, перемещаясь, в том числе, в Атлантический океан (рис. 1). По мнению ученых, розлив нефти повлиял на климатообразующее течение Гольфстрим и усилил колебание «маятника» изменения климата на планете. Различные алифатические и ароматические соединения остаются в виде отложений на дне Мексиканского залива. А некоторые биомаркеры с месторождения находят в телах морских существ [1].

Хрупкая экологическая система Арктики требует ответственного подхода к созданию технологий добычи нефти и газ на шельфе. Устойчивость функционирования добывающих платформ зависит, в том числе, от эффективных мер противопожарной защиты. Имеющиеся технологии,

ФАКТЫ

До 16-17%

достаточно понизить концентрацию кислорода в помещении в дежурном режиме работы оборудования, чтобы исключить возможность возникновения взрыва газопаровоздушных смесей

широко применяемые в теплых широтах, а также в Северном, Норвежском и Охотском морях не во всем применимы ввиду особых климатических условий арктического шельфа и удаленности от инфраструктуры.

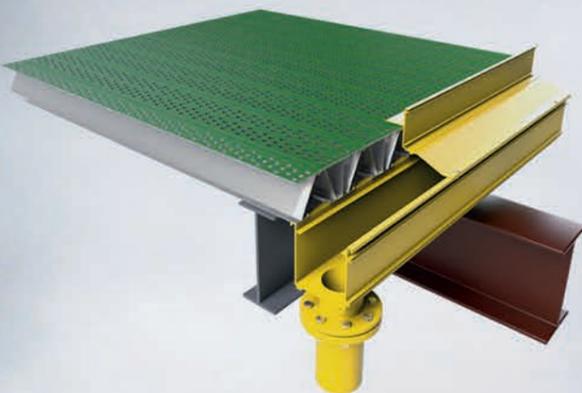
Наиболее эффективной мерой для сложных технических систем, таких как, например, нефтегазодобывающая платформа, является совместное применение пассивных средств и активных систем противопожарной защиты, а также минимизация участия человека в автоматизации технологического процесса.

Большинство производственных помещений на платформе содержат технологическое оборудование с обращаемыми горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями. Соответственно, такие помещения относятся к взрывоопасным. При этом ввиду высокой плотности компоновки и размещения оборудования в плане и по высоте без внешних ограждающих конструкций применение традиционных средств противозрывной защиты, таких как легкосбрасываемые конструкции, не представляется возможным. Для исключения возникновения взрыва

РИС. 1. Последствия пожара на платформе Deepwater Horizon в 2010 г.



РИС. 2. Устройство полов, ограничивающих распространение горения жидкости по поверхности



в помещениях необходимо предусматривать его заполнение газом-флегматизатором. Наиболее распространенным газом-флегматизатором является азот. При этом азот всегда имеется в достаточном количестве на любом нефтехимическом опасном производственном объекте, т.к. он широко применяется для текущего и планового ремонта и обслуживания оборудования.

Исключение возможности возникновения взрыва газопаровоздушных смесей достигается за счет снижения концентрации кислорода в помещении и вытеснении его газом-флегматизатором.

Установлено, что достаточно понизить концентрацию кислорода в помещении до 16–17% в дежурном режиме работы оборудования. Также установки, генерирующие газы-флегматизаторы, могут быть использованы как традиционное средство газового пожаротушения как для уже указанных взрывоопасных помещений, так и для других пожароопасных помещений. Для этого необходимо понизить концентрацию кислорода до 10–11% путем подачи в помещения азота.

При этом установлено медицинскими исследованиями [2], что если в дежурном режиме в помещении содержится 16–17% кислорода, то это допускает присутствие обслуживающего персонала на время не более 4 часов. Такая концентрация кислорода соответствует значениям на высоте примерно 3500–4000 м над уровнем моря. Высокая степень автоматизации технологических процессов должна обеспечить минимизацию присутствия персонала во взрывоопасных помещениях.

В качестве пассивных средств противопожарной защиты в помещениях и на открытых технологических площадках с обращением горючих и легковоспламеняющихся жидкостей необходимо применять средства ограничения распространения горения по поверхности, в качестве которых может выступать специальная конструкция полов. В практике иностранных компаний применяются пламегасящие покрытия полов, выполненные в виде дренажных каналов (рис. 2). Отвод горючей жидкости предусматривается в аварийную емкость. Сам канал заполнен металлическими волокнами, обеспечивающими ограничение распространения пламени по поверхности и используемыми

ФАКТЫ

Полы

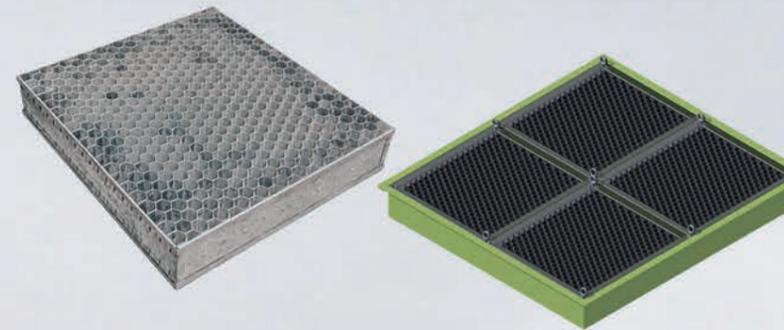
специальной конструкции могут выступать в качестве пассивных средств противопожарной защиты в помещениях и на открытых технологических площадках с обращением горючих и легковоспламеняющихся жидкостей

принцип, основанный на таком показателе пожарной опасности, как безопасный максимальный экспериментальный зазор. Стандартом CAP 437 “Standards for offshore helicopter landing areas” установлено требование применения дренажных каналов на вертолетных площадках. Однако применение такой конструкции полов на открытых площадках для нефтегазодобывающих платформ на арктическом шельфе вызывает сомнения из-за возможности обледенения каналов. Также нет ясности в длительности сохранения свойств огнепреграждения волокон с течением времени ввиду загрязнения и слеживания.

В отечественной практике разработаны покрытия полов в виде устройств самотушения и предотвращения загораний горючих жидкостей УСП-01Ф (СКБ «Тензор») (рис. 3). Устройство представляет собой металлические соты-каналы, где длина канала значительно превышает их диаметр. При попадании жидкости в каналы происходит нарушение естественной конвекции и нарушение процесса диффузионного горения [3]. Также структура полов исключает разбрызгивание при падении на поверхность. Разлившуюся жидкость необходимо отводить в аварийную емкость.

Результативность тушения пожаров напрямую зависит от способов доставки огнетушащих веществ на поверхность горения. Большинство современных технологий пожаротушения имеют низкий коэффициент эффективности использования огнетушащих веществ, лишь малая их часть попадает в очаг пожара

РИС. 3. Устройство для самотушения горящих жидкостей УСП-01Ф (СКБ «Тензор»)

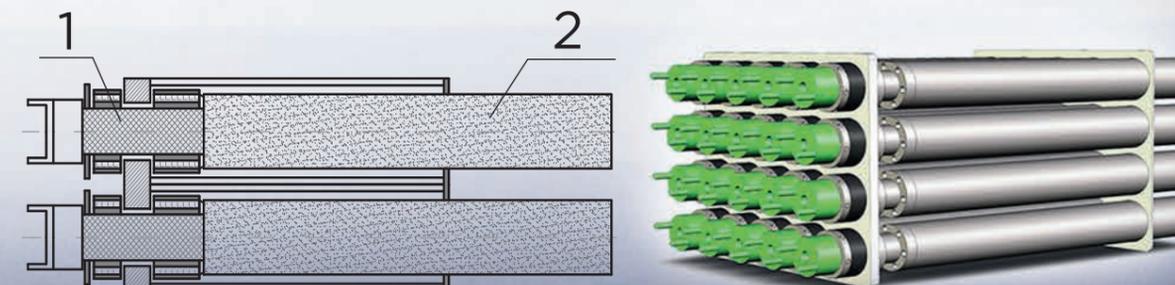


и влияет на прекращение горения. В результате тушение пожара затрачивается гораздо больше ресурсов, чем требуется. Кроме того, известные системы тушения пожаров обладают большой инерционностью. Проходит значительное время от момента фиксации возгорания до непосредственной работы средств тушения и подачи огнетушащих веществ в очаг пожара.

Тушение пожаров может быть выполнено устройствами, работа которых основана на высвобождении энергии порохов и передачи этой энергии огнетушащим веществам с целью перемещения их к очагу пожара. Исходя из свойств фактически квазимгновенного выпуска огнетушащих веществ, от момента активации средств тушения до попадания их в очаг, и при этом получение высокодиспергированных частиц огнетушащих веществ на подходе к очагу пожара, средства тушения получили название «установки залпового распыления огнетушащих веществ». При выбросе огнетушащего вещества из ствола установки формируется гетерогенная система, состоящая из диспергированных твердых частиц или капель жидкости, обладающих необходимой кинетической энергией. Поток, насыщенный каплями жидкости, ближе всего к природному явлению – шквалу, поток, насыщенный твердыми частицами, ближе всего к вихрю.

Данная технология была предложена проф. Захматовым В.Д. (рис. 4) [4, 5]. Выпуск огнетушащего вещества осуществляется по команде от устройств обнаружения пламени. Время выпуска огнетушащего вещества и его распыл в помещении составляет менее 1 секунды.

РИС. 4. Установка залпового распыления (1 – пороховой заряд, 2 – огнетушащее вещество)



ФАКТЫ

1,2- 1,5_м

– габариты стационарного модуля, достаточные для защиты помещений и открытых пространств на нефтегазодобывающей платформе

В качестве рабочего тела для распыления могут быть использованы любые твердые и жидкие огнетушащие вещества – порошковые составы, вода со смачивателями или добавками. При тушении пожара возможно комбинировать последовательно залпы при помощи различных модулей. Гибкость регулирования параметров тушения обеспечивалась за счет варьирования количества одновременно или последовательно выстреливаемых зарядов. Например, при горении разлива жидкости по поверхности газопорошковым вихрем сбить пламя, после этого газовым шквалом охладить поверхность, затем пенным шквалом изолировать зеркало.

В случае если установка залпового распыления смогла обеспечить лишь локализацию горения и не обеспечила его ликвидации, необходимо применять переносные средства пожаротушения или стационарные установки, имеющие большую инерционность, – пенные, паровые установки пожаротушения.

В СССР и России имеется успешный опыт использования установок залпового распыления огнетушащих веществ. С 1987 по 1993 гг. военно-промышленным комплексом были выпущены образцы техники «Импульс», «Импульс-2», «Импульс-3М» (рис. 5). Всего, по информации из открытых источников, было выпущено чуть более 30 шт. опытно-промышленной партии [6]. Однако ввиду недостатка финансирования программы производства и ликвидации оборонных предприятий, обеспечивающих обслуживание техники и производство модулей

РИС. 5. ГБПМ «Импульс-3М» (слева), пожарный танк «Импульс-Шторм», г. Норильск (справа)



залпового распыления, далее эксплуатации опытно-промышленных образцов распространение техники не произошло.

К несомненным преимуществам технологии залпового распыления относится масштабируемость многоствольных установок. Для защиты помещений и открытых пространств на нефтегазодобывающей платформе могут быть применены стационарные модули, габаритные размеры которых не превышают в длину 1,2–1,5 м. А для предотвращения крупномасштабных катастроф с развившимся на платформе пожаром необходимо предусматривать многоствольные установки на судах снабжения и аварийно-спасательных судах. При этом для обеспечения требуемой дальности подачи огнетушащего вещества не менее 100–150 м и достаточности количества огнетушащего вещества длина ствола установки может достигать 8–10 м при калибре 200 мм.

Учитывая, что распылять возможно не только огнетушащие составы, но и любые диспергированные вещества, установки залпового распыления применимы для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Для чего на судне-ликвидаторе должны находиться модули, заправленные сорбентом. При этом возможна подача сорбента как на поверхность воды, так и на поверхность льда или шуги. При локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с корабля, идущего вдоль пленки или пятна на льду, осуществляется серия последовательных залпов, шаг за шагом покрывающих площадь этой пленки.

Перечисленные выше способы предотвращения и ликвидации возгораний тем не менее не исключают полностью вероятность развития крупномасштабной аварии и затяжного пожара на платформе. Для ликвидации развившегося пожара наиболее целесообразно применять традиционные системы водяного и пенного пожаротушения. При этом необходимо минимизировать время подачи огнетушащего вещества, данная характеристика системы называется инерционностью.

Требованиями ГОСТ Р 50800-95 допускается применение инерционных установок с продолжительностью подачи огнетушащего вещества

ФАКТЫ**180****секунд**

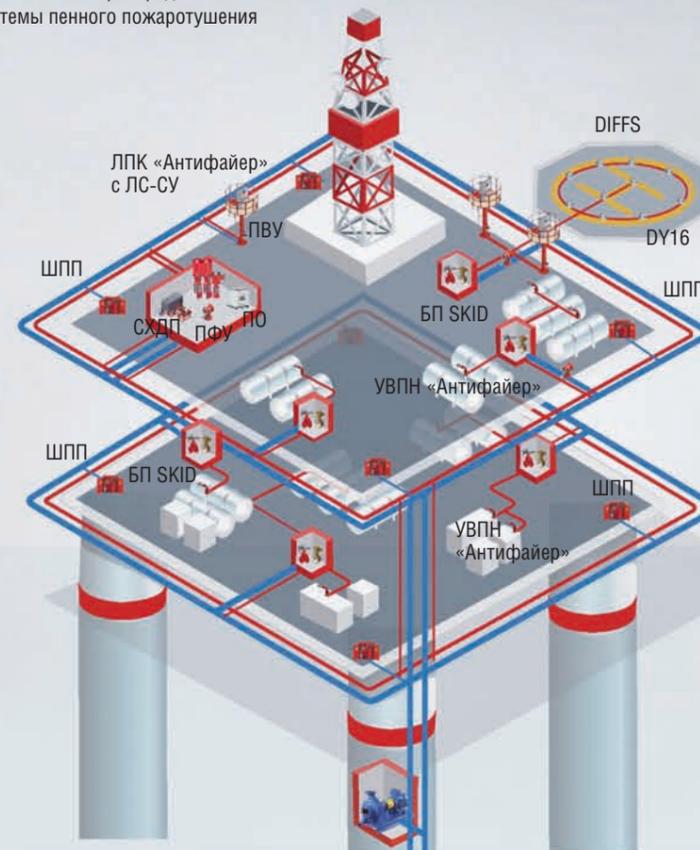
составляет максимальное время подачи огнетушащего вещества согласно требованиям ГОСТ Р 50800-95

не более 180 секунд. В документе «Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ» требования к инерционности систем пожаротушения не установлены. При этом частью VI «Правил классификации и постройки морских судов» предусматривается, что «система должна обеспечивать подачу через стационарные выпускные отверстия не более чем за 5 минут количество пены, достаточное для создания эффективного пенного слоя на наибольшей поверхности, по которой может разлиться жидкое топливо».

В отдельных иностранных нормативных документах также имеются требования по инерционности системы пенного пожаротушения. В стандарте American Bureau of Shipping указано, что система пожаротушения для машинного отделения должна в течение 5 минут обеспечивать подачу пены низкой кратности через стационарные выпускные отверстия и высота слоя пены должна быть не менее 150 мм.

Наиболее жесткие требования к инерционности предъявляются европейскими документами. В стандарте DNVGL-OS-D301 «Offshore standards. Fire protection» инерционность пенного пожаротушения указана не более 30 секунд. Также стандарт NORSOK Standard S-001 Technical Safety указывает, что система пожаротушения должна быть сконструирована и откалибрована таким образом, чтобы сопла потока обеспечивали подачу огнетушащего

РИС. 6. Схема распределенной системы пенного пожаротушения



вещества при расчетном давлении не позднее чем через 30 секунд после получения сигнала о пожаре.

При выборе технологии пожаротушения следует использовать системы с низкой инерционностью (до 30 секунд), учитывая пожарную опасность морских платформ. Рассматривать решения с использованием средне-инерционных (более 30 секунд) и инерционных систем (до 180 секунд) следует на основе анализа и расчетного обоснования, в том числе на основе моделирования возникновения и развития пожаров.

В настоящее время существует несколько схем построения системы пенного пожаротушения, обеспечивающих минимальную инерционность. Одной из таких схем является централизованная система смешения, когда готовый пенораствор циркулирует в сети кольцевого трубопровода, на котором установлены генераторы пены и насадки. Однако такая схема пенного пожаротушения имеет существенный недостаток – время жизни готового пенораствора составляет не более 2–3 месяцев.

Достичь уровня инерционности менее 30 секунд возможно, применяя систему пожаротушения с распределенным дозированием. В отличие от централизованной системы, в которой предусматривается циркуляция уже готового пенораствора, в трубопроводе при распределенной схеме смешения пенообразователя и воды предусматривается в непосредственной близости от защищаемого объекта (рис. 6). При этом стоимость системы существенно не изменится, а затраты

на обслуживание системы пожаротушения снизятся по сравнению с централизованной системой.

Система пожаротушения с низкой инерционностью и распределенным дозированием дает возможность проведения периодических комплексных испытаний. При этом не требуется сбор и утилизация большого количества раствора из трубопроводов. Замена пенообразователя необходима не чаще одного раза в 10 лет в связи с истечением срока хранения концентрата фторсодержащего пленкообразующего пенообразователя для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Приведенные технические решения не являются единственными и альтернативными. Как показывает анализ произошедших катастроф, основной причиной их возникновения является человеческий фактор, минимизировать который возможно только путем применения стандартизированных операций и высокой степени автоматизации технологического процесса. ●

Литература

1. Persistence and biodegradation of oil at the ocean floor following Deepwater Horizon. Sarah C. Bagby, Christopher M. Reddy, Christoph Aeppli, G. Burch Fishere, and David L. Valentine. [Электронный ресурс]: Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. URL: <http://www.pnas.org/content/114/1/E9.full> (дата обращения: 27.05.2021).
2. Временные методические рекомендации. Медицинские мероприятия по обеспечению безопасности персонала при эксплуатации противопожарной защиты объектов на основе использования газового огнетушащего вещества. – М. НИИИ ВМ МО РФ, 2006 г. – 50 с.
3. Устройство для самотушения и предотвращения загораний горючих жидкостей УСП-01Ф // Официальный сайт СКБ «Тензор». URL: <https://www.tenzor.net/production/ustroystvo-samotusheniya-prolivov-goryuchikh-zhidkostey-usp-01f/> (дата обращения: 21.05.2021).
4. Захматов В.Д., Клейменов А.В. Анализ разработок специальных пожарных машин для защиты объектов нефтегазового комплекса (Часть 1) / «Проблемы управления рисками в техносфере» – 2017 – № 4 (44).
5. Захматов В.Д., Клейменов А.В., Пророк В.Я. Анализ разработок специальных пожарных машин для защиты объектов нефтегазового комплекса (Часть 2) / «Проблемы управления рисками в техносфере» – 2018 – № 1 (45).
6. Хлопотов А. Загадочный «Импульс» // Новости ВПК. URL: https://vpk.name/news/413924_zagadochnyi_impuls.html (дата обращения: 20.05.2021).

KEYWORDS: marine fixed platforms, fire protection.

ОБНОВЛЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ФЛОТА

Митько Арсений Валерьевич

вице-президент Арктической общественной академии наук,
член Совета по Арктике и Антарктике СФ ФС РФ,
Федеральный эксперт в области исследований
Мирового океана и Арктики,
НИИ РИНКЦЭ Минобрнауки РФ,
главный специалист ВНИИМ,
к.т.н., доцент

УСКОРЕННОЕ ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ И УВЕЛИЧЕНИЕ ГРУЗОБОРОТА СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ (СМП) ВЫСТУПАЮТ В КАЧЕСТВЕ ПРИОРИТЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ. КЛЮЧЕВЫМ УСЛОВИЕМ ДОСТИЖЕНИЯ ПОСТАВЛЕННЫХ ЦЕЛЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ РАСШИРЕНИЕ ЛЕДОКОЛЬНОГО, ГРУЗОВОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ФЛОТА. В СТАТЬЕ ДАЕТСЯ ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СУДОСТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В ЧАСТИ ПРОИЗВОДСТВА СУДОВ И МОРСКОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ НУЖД АРКТИКИ ПО ТАКИМ СЕГМЕНТАМ, КАК ЛЕДОКОЛЬНЫЙ, ТРАНСПОРТНЫЙ, ПОРТОВЫЙ И ДНОУГЛУБИТЕЛЬНЫЙ ФЛОТ, ВЫЯВЛЯЮТСЯ ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ ВЕДУЩИХ ПРОЕКТНЫХ, СУДОСТРОИТЕЛЬНЫХ И СУДОРЕМОНТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЛАЕТСЯ ПРОГНОЗ ПО КОЛИЧЕСТВЕННЫМ ПАРАМЕТРАМ РАЗВИТИЯ СУДОСТРОЕНИЯ С УЧЕТОМ ИНДИКАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ И СМП В СРОК ДО 2024–2030 ГГ.

THE SPED-UP DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA AND THE INCREASE OF CARGO TURNOVER OF THE NORTHERN SEA ROUTE (NSR) ARE THE PRIORITIES OF ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE COUNTRY. THE KEY CONDITION OF ACHIEVING THE SET GOALS IS THE EXPANSION OF ICEBREAKING, CARGO AND SUPPLEMENTARY FLEET. THE ARTICLE PROVIDES THE OVERVIEW OF MODERN CONDITION OF SHIPBUILDING BRANCH OF RUSSIA REGARDING THE CONSTRUCTION OF SHIPS AND MARINE FACILITIES FOR THE NEEDS OF THE ARCTIC REGIONS CONCERNING ICEBREAKING, TRANSPORTATION, HARBOR AND DREDGING FLEET; THE ADVANTAGES AND LIMITATIONS OF THE LEADING DESIGN, SHIPBUILDING AND SHIP-REPAIRING ENTERPRISES AND ORGANIZATIONS ARE REVEALED AND THE FORECAST ACCORDING TO THE QUANTITATIVE PARAMETERS OF SHIPBUILDING DEVELOPMENT, CONSIDERING THE INDICATORS OF DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA AND THE NCR FOR THE TERM TILL YEARS 2024–2030 IS MADE

Ключевые слова: Северный морской путь, арктический флот, грузооборот, экономическое развитие, вспомогательные суда.

Судостроительная отрасль России включает около 600 предприятий, 42% которых сосредоточены в Северо-Западном федеральном округе. Крупнейшим судостроительным холдингом России, в который входят около 40 предприятий (проектно-конструкторские бюро и специализированные научно-исследовательские центры, верфи, судоремонтные и машиностроительные предприятия), является «Объединенная судостроительная корпорация» (ОСК). На ОСК приходится порядка 80% судостроительного потенциала России.

Крупнейшими судостроительными и проектными организациями для арктических судов и морской техники являются: Адмиралтейские верфи, Балтийский завод, Выборгский судостроительный завод, Крыловский государственный научный центр, Производственное объединение «Севмаш», Судостроительный комплекс «Звезда» и Центр судоремонта «Звездочка».

«Адмиралтейские верфи». Производственные мощности и оснащение верфи позволяют строить суда водоизмещением до 70 тыс. т. В секторе надводного судостроения для Арктики – проекты



ФАКТЫ

600

предприятий включает судостроительная отрасль России

арктического танкера, танкеров для одновременной транспортировки нескольких видов грузов, дизель-электрического ледокола, ледокольного противопожарного буксира, судов-спасателей и научно-экспедиционных судов.

«Балтийский завод». Специализируется на строительстве судов ледового класса (ледоколов, многофункциональных судов-снабженцев) с атомными и дизель-электрическими силовыми установками, атомных плавучих энергоблоков. Завод располагает тремя построеными местами – двумя стапелями и одним эллингом. Стапель «А» длиной 350 м – самый большой в России, что позволяет строить суда водоизмещением до 100 тыс. т. В настоящее время по контракту с «Росатомфлотом» строятся три атомных ледокола проекта 22220: «Арктика», «Сибирь» и «Урал».





«Выборгский судостроительный завод». Верфь ориентирована на строительство глубоководных полупогружных буровых платформ и плавучих добывающих комплексов для разработки и освоения глубоководных и шельфовых месторождений; строительство стационарных добывающих платформ; строительство глубоководных самоподъемных буровых платформ нового поколения; строительство ледоколов, судов ледового класса, судов снабжения. Основные проекты верфи для Арктики: линейный дизель-электрический ледокол 21900М (16 МВт), портовый ледокол Arc124, ледокольное судно обеспечения проекта Aker ARC 130A, средние рыболовные траулеры.

«Крыловский государственный научный центр». Один из крупнейших мировых исследовательских центров в области кораблестроения и проектирования. Основные направления деятельности: исследования в области морской и речной техники, гидродинамики, прочности, энергетики и электроэнергетических систем, физических полей, гидроакустики; проектирование электротехнического оборудования, гребных винтов, движительных комплексов; проектные решения и разработки по созданию платформ для добычи нефти и газа на морском шельфе.

«Производственное объединение «Севмаш»». Предприятие располагает стапельными местами в крытых эллингах общей площадью более 100 тыс. м², что позволяет строить суда с шириной корпуса до 38 м, водоизмещением до 100 тыс. т, а также плавучие технические сооружения и морские нефтедобывающие платформы по длине и ширине до 126 м и высоте до 100 м. Для нужд арктического судостроения предприятие строит морские буксиры, самоходные лихтеры и плавучие доки грузоподъемностью от 1700 до 25 000 т.

«Судостроительный комплекс «Звезда»». Первая в России верфь крупнотоннажного судостроения. В 2016 г. введена в эксплуатацию первая очередь верфи – блок корпусных производств, окрасочные камеры и тяжелый достроечный стапель для производства среднетоннажных судов и морской техники. Вторая очередь предусматривает введение в эксплуатацию крупнейшего в России сухого дока

ФАКТЫ

70

тыс. т

может составлять водоизмещение судна, построенного на «Адмиралтейских верфях»

и производственных цехов полного цикла для производства крупнотоннажных судов и морской техники. Также запланировано открытие производственных цехов для строительства оффшорной морской техники. Поэтапный ввод в эксплуатацию всего комплекса производств будет завершён к концу 2024 г. Пилотную загрузку комплексу обеспечивает «Роснефть» в рамках эксклюзивного соглашения о размещении всех заказов на строительство новой морской техники и судов на его мощностях, а также контрактов на проектирование, строительство и поставку многофункциональных судов снабжения усиленного ледового класса. В декабре 2018 г. заключено опционное соглашение с «Новатэком», и производственные мощности «Звезды» зарезервированы под строительство 15 газозводов для будущего проекта «Арктика-СПГ». Правительством РФ определено, что «Звезда» станет единственным исполнителем строительства трех ледоколов серии «Лидер». Суда будут строиться в кооперации с «Балтийским заводом» и другими российскими предприятиями, которые будут изготавливать отдельные узлы и агрегаты.

Центр судоремонта

«Звездочка». Судоремонтный и судостроительный комплекс. Площадь – 147 га. Верфь имеет два эллинга, рассчитанных на ремонт и постройку кораблей и судов водоизмещением до 15 тыс. т. Док-камера обеспечивает подъем-спуск судов шириной до 25,5 м и длиной до 170 м. На верфи освоено строительство технологически



насыщенных многоцелевых судов ледового класса, рыбопромысловых траулеров, судов-площадок и буксиров, водоизмещением до 7 тыс. т. «Звездочка» – единственная российская верфь, освоившая полный цикл строительства самоподъемных плавучих буровых установок. Также верфь в состоянии изготавливать вспомогательные самоходные плавсредства (понтонные мосты, плавучие причалы, баржи).

Проектом Стратегии развития судостроительной промышленности на период до 2035 г. предусматривается расширение инструментов государственной поддержки судостроительной отрасли, в частности:

- Запрет на использование новых иностранных судов для перевозок нефти, газа и угля, добытых в российской Арктике. С января 2019 г. введены поправки к Кодексу торгового мореплавания, согласно которым за судами под российским флагом закрепляется исключительное право вести морские перевозки углеводородов, добытых на российской территории и погруженных на суда в акватории СМП, до первого пункта выгрузки или перегрузки. Норма «до первого пункта выгрузки или перегрузки» распространяется на вывоз продукции из акватории СМП до любого пункта назначения как на территории России, так и за рубежом и затрагивает все направления прямого вывоза на рынки стран Азии и Европы. С 30.01.2019 г. иностранным собственникам судов при соблюдении ряда условий предоставлена возможность получения права плавания под российским флагом путем регистрации в Российском открытом реестре судов.
- Предоставление судовладельцам права на налоговые и другие льготы при условии регистрации судов в Российском морском регистре судоходства (в том числе затрагивающие НДС, налог на прибыль, страховые взносы во внебюджетные фонды).
- Распространение механизмов лизинга на дорогостоящее судовое комплектующее оборудование отечественного производства.
- Предоставление российским компаниям субсидий в целях приобретения гражданских судов российской постройки путем возмещения части затрат на уплату процентов по кредитам и лизинговым платежам.
- Предоставление организациям судостроения государственных гарантий по привлекаемым кредитам для осуществления основной и инвестиционной деятельности.

В России реализуется государственная кластерная политика, которая сфокусирована как на поддержке промышленного развития, так и на стимулировании развития точек инновационного роста в регионах. В 2012 г. были созданы два региональных кластера в сфере судостроения, которые по результатам конкурсного отбора Министерства экономического развития РФ вошли в перечень инновационных территориальных кластеров: судостроительный инновационный территориальный кластер Архангельской области и инновационный территориальный кластер авиастроения и судостроения Хабаровского края.



ФАКТЫ

3

атомных ледоколов проекта 22220 строится в настоящее время по контракту с «Росатомфлотом»

Кластер судостроения и производства морской техники Архангельской области объединяет 41 предприятие, среди ключевых направлений деятельности которых можно выделить следующие:

- строительство современных морских сооружений (суда и платформы, конструкции подводной инфраструктуры), специального оборудования для освоения месторождений нефти и газа на арктическом шельфе, включая подводные роботизированные комплексы;
- строительство судов ледового класса, в том числе атомных ледоколов;
- изготовление изделий машиностроения для предприятий нефтегазового и энергетического комплексов, включая комплекты технологического оборудования, комплекты упаковочные для хранения отработанного ядерного топлива атомных электростанций;
- строительство, модернизация и ремонт атомных и дизель-электрических подводных лодок, кораблей и судов различных классов;



- проектирование и производство пропульсивных установок и их компонентов (гребных винтов всех типов, винтов регулируемого шага, подруливающих устройств, водометов, движительно-рулевых колонок).

Перспективные проекты кластера включают формирование сервисного центра ремонта судов, морских платформ и технических средств для работы в Арктической зоне, участие компаний Архангельской области в проекте «Арктик СПГ-2» (создание сборочно-монтажных площадок), строительство промысловых судов для прибрежного лова, транспортных судов смешанного плавания, производство судового комплектующего оборудования.

В целях развития судостроительных кластеров Министерством промышленности и торговли РФ заявляется запуск программы конкурсной поддержки совместных инновационных проектов в кластерах с участием судостроителей и смежных производств (двигателестроение, радиоэлектроника и производство средств связи, станкостроение, производство конструкционных материалов и химических веществ, металлообработка). Также планируется оказание поддержки со стороны региональных органов власти посредством введения специальных налоговых режимов, создания индустриальных парков и технопарков, специализированных центров сертификации, инжиниринга, прототипирования и промышленного дизайна. Предполагается формирование пояса малых инновационных предприятий и производственных и сервисных компаний вокруг крупных предприятий судостроительной промышленности, обеспечивающих развитие цепочек поставок, использование механизмов аутсорсинга и субконтракции, создание центров компетенций, применение механизмов трансфера знаний.

Одним из приоритетов политики России в Арктике является развитие СМП, в частности – увеличение грузооборота по нему до 80 млн тонн к 2024 г., что обозначено указом президента РФ. 96% грузов, которые перевозятся по СМП, составляют СПГ, нефть, нефтепродукты, уголь, минеральные удобрения, 4% – строительные материалы и различное промышленное оборудование [3, 4], поэтому ключевым условием достижения поставленной цели является расширение ледокольного, грузового (в первую очередь, танкерного) и вспомогательного флота. В частности, для обеспечения роста объема грузоперевозок по СМП до 2026 г. необходима постройка двух ледоколов проекта 22220 (в дополнение к строящимся «Арктике», «Сибири» и «Уралу»), а также дополнительно четырех ледоколов на СПГ мощностью 40 МВт. Также необходимо создание одного ледокола «Лидер» в срок до 2026 г., а после 2030 г. – еще двух ледоколов данного проекта. Потребность российского флота в дизельных ледоколах для полноценного выполнения программы развития СМП составляет около 10 новых судов мощностью порядка 20 МВт. Также существует дополнительная потребность в мелкосидящих атомных ледоколах с ледопроеходимостью около 2 м, способных работать в мелководных прибрежных районах и устьях рек, а также в буксирах с высоким ледовым классом различных размеров и мощности,

ФАКТЫ

126 м

составляет ширина и 100 м высота морских нефтесудовых платформ, построенных на площадке «Севмаш»

80 млн т

должен составить грузооборот по СМП к 2024 году

осуществляющих ледокольное обеспечение и иные функции в замерзающих портах. Для полного закрытия всех требуемых позиций, однако, наблюдается нехватка необходимой производственной базы и опыта применения современных технологий. Доля импортных составляющих в российских судостроительных проектах достигает 70%. Не освоено производство судовых главных двигателей мощностью более 10 МВт, радионавигационного оборудования и других комплектующих. На многих российских производствах отсутствуют средства межцехового транспортирования и погрузки крупногабаритных и тяжелых сборочных единиц. Сохраняется дефицит крупногабаритных построечных мест, ограничивающих возможности строительства крупнотоннажных судов.

Основные технологические потребности:

- строительство судов и надводных кораблей крупноблочным способом;
- изготовление корпусных конструкций и элементов систем «в чистый размер» в единой системе допусков;
- использование оптико-электронных компьютеризированных систем измерений; использование средств автоматизации и роботизации производства;
- работы по 3D-моделям судов и кораблей.

Применение инструментов государственной поддержки должно быть направлено на снижение технологической и инженерной зависимости России от зарубежных разработчиков и производителей по таким позициям, как суда различных типов и назначений, двигатели, винто-рулевые устройства, спасательные средства коллективного пользования, палубное оборудование. ●

Литература

1. Коваленко А.С., Моргунова М.О., Грибковская В.В. Инфраструктурная синергия Северного морского пути в международном контексте // Энергетическая политика. 2018. № 4. С. 57–67.
2. Малышева Н. Открывая ворота Арктики // Порт Ньюс. 2018. С. 14–15.
3. Чернов В. Ледоколов много не бывает // Порт Ньюс. 2018. С. 20–21.

KEYWORDS: Northern Sea Route, Arctic fleet, cargo turnover, economic development, auxiliary vessels.

Подписка на Деловой журнал

Neftegaz.RU

На стол каждому руководителю

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

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	2000 ₺	20 000 ₺
Печатная версия	2500 ₺	24 000 ₺
Электронная версия + печатная версия	4000 ₺	34 000 ₺



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU
+7(495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

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

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

МОБИЛЬНЫЙ ВЕТРОГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМЕР для Арктики и Крайнего Севера



Рыженко Павел Игоревич
генеральный директор ООО «ЭКС-Ветер», аспирант кафедры мехатроники, механики и робототехники ОГУ им. И.С. Тургенева



Поляков Роман Николаевич
руководитель научного отдела ООО «ЭКС-Ветер», завкафедрой ПНИЛ «Моделирование гидромеханических систем», завкафедрой мехатроники, механики и робототехники ОГУ им. И.С. Тургенева, д.т.н., доцент

ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ СВЯЗАНО С ФИНАНСОВЫМИ ЗАТРАТАМИ, СУРОВЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ УЯЗВИМОСТЬЮ. ПОЭТОМУ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ НЕЛЬЗЯ ПОЛЬЗОВАТЬСЯ УСТАРЕВШИМИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫМИ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ЗАТРАТНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАЗРАБОТАЛИ НОВОЕ УНИКАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, УДОБНОЕ В ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОТОРОЕ СЭКОНОМИТ ДЕНЬГИ И ОБЕСПЕЧИТ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC IS ASSOCIATED WITH FINANCIAL COSTS, HARSH CLIMATIC CONDITIONS AND ENVIRONMENTAL VULNERABILITY. THEREFORE, OUTDATED, ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS AND ECONOMICALLY COSTLY TECHNOLOGIES CANNOT BE USED IN THE ARCTIC REGION. THE AUTHORS OF THE ARTICLE HAVE DEVELOPED A NEW UNIQUE DEVICE THAT IS EASY TO USE, WHICH WILL SAVE MONEY AND PROVIDE ENVIRONMENTALLY FRIENDLY ELECTRICITY

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, развитие Арктики, портативный генератор, комбинированный винт, ветрогенератор-трансформер.

Рынок

Мировой рынок ветроэнергетики в 2019 г. увеличился на 19% до 60 ГВт и в общей сложности составил 650 ГВт.¹ Потенциальный объем рынка производства электроэнергии в мире составил 1125 млрд долларов, где 62 млрд долларов пришлось на ветроэнергетику в 2018 г.² Общий объем рынка производства электроэнергии в Европе составил 153 млрд долларов, из которых 43 млрд долларов приходится на ВИЭ на 2018 год.³ Доступный объем рынка электроснабжения в 15 регионах Крайнего Севера РФ на 2019 год составил 23 млрд долларов.⁴

Спрос рынка электроснабжения в регионах Крайнего Севера России почти не удовлетворен. Основным направлением снижения расходов на дизельную энергетику является внедрение возобновляемых источников энергии, которое приобретает с каждым днем все большую актуальность.

Потребители Крайнего Севера

На Крайнем Севере страны сосредоточено около 80% всей арктической нефти и практически весь газ. Таким образом, одним из приоритетных энергопотребителей являются системы, связанные с разведкой, освоением месторождений и добычей природных ресурсов.

УДК 621.311.24

Разрабатываемое экологичное портативное устройство для генерации электроэнергии в условиях Арктики обладает высокими перспективами среди жителей Арктического региона России, работников вне населенных пунктов, геологов, охотников и туристов.

Рыбная отрасль также является достаточно важным сегментом экономики региона. Здесь в качестве основных потребителей энергии рассматриваются верфи и порты, обслуживающие рыболовецкий флот, предприятия по первичной переработке рыбы и поселки персонала.

Оленеводство – один из основных промыслов многих кочевых народов Севера. Оно предполагает длительное пребывание семей в тундре при отсутствии централизованной сети. Эти люди должны быть обеспечены связью и освещением.

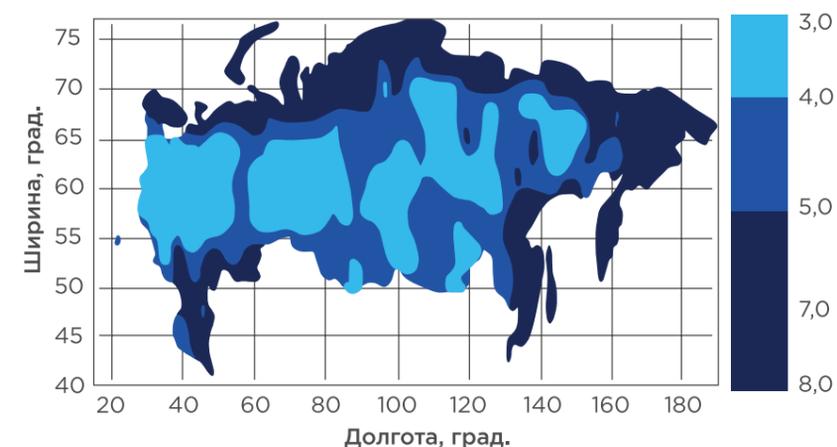
Существующие проблемы освоения и развития Арктики

Энергетическая система субъектов России в Арктической зоне, на которой проживает более 2,5 млн человек, базируется в основном на энергообеспечении посредством дизельных электростанций, и затраты на арктическое дизельное топливо очень высокие. На обеспечение всех энергетических объектов Арктической зоны России дизельным топливом ежегодно тратится огромная сумма – около 520 млрд рублей.⁵

Другими проблемами освоения и развития энергетического сектора Арктики являются: низкие мобильность и портативность эксплуатируемых агрегатов, сложный монтаж и обслуживание генераторов; экстремальный климат: низкие температуры могут достигать 60 °С; неразвитая транспортная инфраструктура и ограниченная логистика.

Существенными являются и экологические проблемы: использование дизельных и бензогенераторов приводит к большим выбросам вредных отходов. Общее количество вредных выбросов в атмосферу ежегодно составляет около 555 тыс. т.⁶

РИС. 1. Ветровой потенциал Арктической зоны России



Важно отметить, что почти для всех рассмотренных мобильных сегментов важны потребности в отоплении жилых модулей, в освещении и обеспечении связью. При этом владельцы или арендаторы передвижных дизельных и бензогенераторов испытывают неудобства эксплуатации, хотя бы менее тяжелые и малогабаритные агрегаты. И, самое главное, рассмотренные сегменты рынка хотят экономить на электроэнергии.

Предлагаемое решение

Ветровой потенциал Арктической зоны России огромен (рис. 1). Имеются богатые ветроэнергетические ресурсы, значение средней скорости ветра может превышать 8 м/с.⁷

Решение проблем. Разработан легкий и компактный мобильный ветрогенератор-трансформер для автономной выработки электроэнергии на территории Арктики и Крайнего Севера, который частично решит проблемы зависимости от завоза ископаемого топлива и трудностей логистики в условиях сурового климата и неразвитой транспортной инфраструктуры, тем самым снизит высокие транспортные издержки и обеспечит экологически чистой энергией население Крайнего Севера РФ, а также мобильные группы, туристов, геологов и других.

Потенциал развития высокий. Тем более, что средняя стоимость 1 кВтч за 20 лет эксплуатации мобильного ветрогенератора-

трансформера составит 4 рубля! В то время как в Арктической зоне РФ тарифы на электроэнергию достигают от 20 до 237 руб./кВт·ч.⁸ Или при использовании дизельных электрогенераторов напрямую в месте потребления с учетом доставки цена – более 64–69 руб. за литр арктического дизельного топлива.⁵

Разработка

При слабом ветре оптимальнее использовать вертикальные ветрогенераторы, при сильном ветре – горизонтальные, однако ветер переменчив, поэтому целесообразна разработка ветрогенератора, способного работать оптимально при любом ветре, способного трансформироваться в нужный режим работы.

Новизна заключается в разработке винта-трансформера и базируется на комбинировании горизонтально-осевого и вертикально-осевого исполнений винта, что обеспечивает необходимые аэродинамические характеристики винта при разных режимах работы (*новизна подтверждена положительным результатом экспертизы заявки на изобретение № 2019134472 от 28.10.2019*).

Устройство имеет три режима эксплуатации, тем самым повышая энергоэффективность, портативность и мобильность (портативный режим при отключении устройства и смене локации; вертикальный режим (рис. 2) при слабом ветре; горизонтальный режим (рис. 3) при сильном ветре). Также применяются полимерные

композиционные материалы в компонентах винта-трансформера для повышения морозостойкости, легкости и прочности в условиях холодного климата.

Отключенное устройство имеет форму цилиндрического стержня и помещается в транспортный чехол (рис. 4).

Проектирование, моделирование и результаты

Компоненты конструкции мобильного ветрогенератора-трансформера имеют срок службы от 20 до 30 лет в экстремальных климатических условиях. Устойчивость к окружающей среде является одним из наиболее важных факторов при проектировании компонентов устройства. Также учитывались при планировании эксплуатации в Арктике и на Крайнем Севере следующие факторы: обледенение, низкие температуры, снег на ветру.

Для облегчения конструкции мобильного ветрогенератора-трансформера и повышенной морозостойкости без потери прочности используются полимерные композиционные материалы. На основании полученных данных исследования был выбран литевой конструкционный термопласт – сульфид полифенилена,

РИС. 2. Вертикальный режим мобильного ветрогенератора-трансформера



РИС. 3. Горизонтальный режим мобильного ветрогенератора-трансформера



РИС. 4. Портативный отключенный режим мобильного ветрогенератора-трансформера



армированный стекловолокном на 40% (для получения необходимых прочностных характеристик и с показателем морозостойкости до -140 °C). Выбранный композит имеет следующие преимущества:

высокая климатическая устойчивость (сохранность свойств – 30 лет); широкий диапазон температур применения (от -140 до +240 °C); низкое влагопоглощение / водопоглощение

РИС. 5. Результаты проектирования и моделирования ротора для вертикального режима

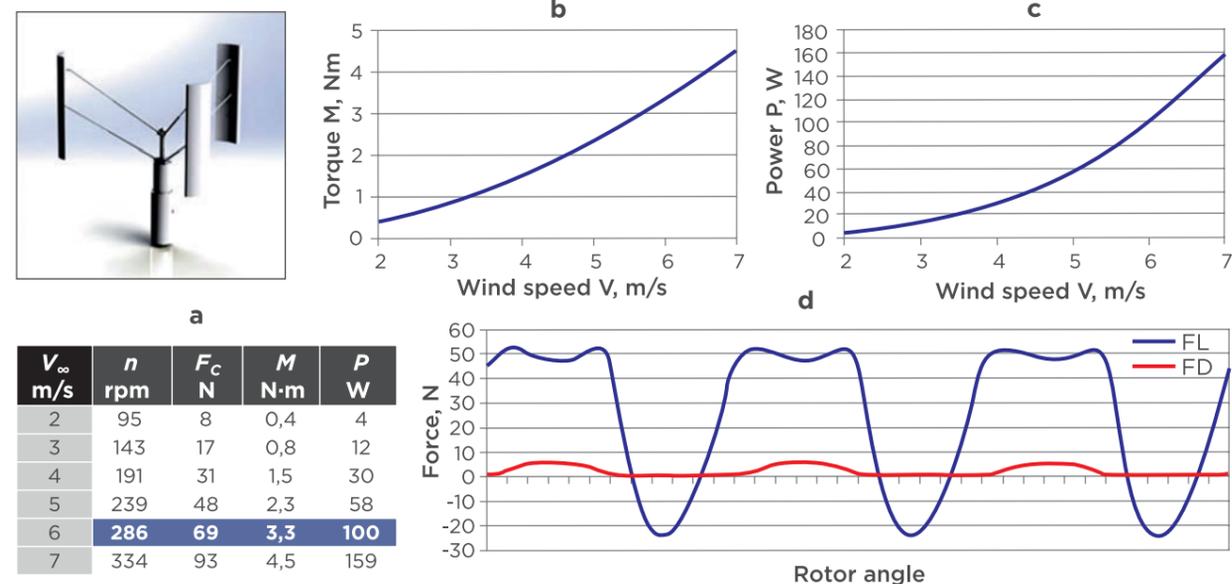
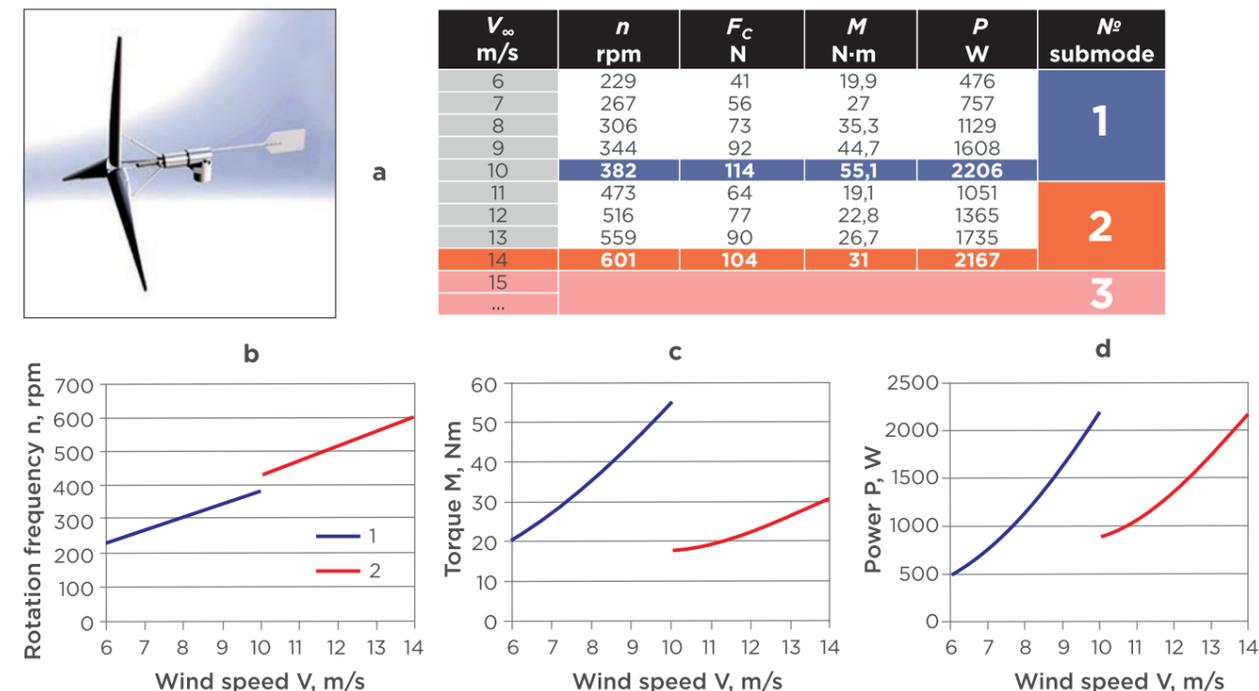


РИС. 6. Результаты проектирования и моделирования ротора для горизонтального режима



(поглощение 0,02%); высокая устойчивость к внешним воздействиям (солнечному, γ -излучению и другим факторам).

На рисунках 5а и 6а показаны результаты проектирования и моделирования ротора для режимов вертикального и горизонтального соответственно. Для вертикального режима при номинальной скорости ветра 6 м/с номинальная мощность составляет 100 Вт, а аэродинамический КПД равен 0,33. Для горизонтального режима при номинальной скорости ветра 10 м/с номинальная мощность составляет 2,2 кВт, а аэродинамический КПД – 0,32. На основании полученных данных построены графики зависимости крутящего момента (рис. 5b, рис. 6c) и мощности (рис. 5c, рис. 6d) от скорости ветра. На рис. 5d показана динамика вращения одной лопасти с номинальной скоростью 6 м/с при трех оборотах ротора в вертикальном режиме.

У горизонтального режима есть два подрежима: 1 – основной и 2 – экстремальный. Из графиков видно, что экстремальный подрежим имеет более высокую скорость вращения, но меньший крутящий момент и обеспечивает номинальную мощность, такую же,

как и в основном режиме, тем самым снижая нагрузку на электрогенератор при скорости ветра выше номинальной основного режима.

Выводы

Разработанный мобильный ветрогенератор-трансформер обладает следующими преимуществами: высокая эффективность работы в арктическом климате, высокие показатели мобильности и портативности, простота монтажа и другие. Однако высокая цена (прежде всего связанная с использованием композиционных материалов), но, учитывая существующие затраты на дизельные генераторы, это намного выгоднее. По всем остальным важным характеристикам мобильный ветрогенератор выигрывает у своих не прямых аналогов, а именно стационарных вертикальных и горизонтальных ветрогенераторов, и тем более у дизельных и бензогенераторов.

Арктика является стратегически важным регионом планеты, ее освоение связано с обеспечением национальной безопасности России. Но при этом связано и с финансовыми затратами, которые необходимы для того, чтобы поддерживать инфраструктуру

и обеспечивать нормальную жизнедеятельность людей, живущих в суровых климатических условиях.

Нельзя забывать и об экологической уязвимости Арктической зоны, в этом регионе нельзя пользоваться устаревшими, экологически опасными и экономически затратными технологиями. Поэтому разработано и предложено решение: мобильный ветрогенератор-трансформер – новый уникальный продукт, удобный в эксплуатации, который сэкономит деньги и обеспечит экологически чистой электроэнергией. ●

Литература

1. Renewables 2020 Global Status Report.
2. IEA Renewables 2019; Market analysis and forecast from 2019 to 2024.
3. World Energy Investment 2019; Investing in our energy future; Flagship report.
4. Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2019 год.
5. Дубровин Е. Как снизить затраты на углеводородное топливо в Арктике; «Энергетика и промышленность России»; 2018.
6. Greenland in Figures, 12th revised edition pp. 24, March 2015, Statistics Greenland.
7. Timo Laakso, Ian Baring-Gould, Michael Durstewitz (2010); State-of-the-art of wind energy in cold climates; VTT Technical Research Centre of Finland P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland; October 2010.
8. New Energy Outlook 2020 | BloombergNEF; The future of the energy sector.

KEYWORDS: renewable energy, Arctic development, portable generator, combination propeller, transformer wind turbine.

ПОРТОВО-ТЕРМИНАЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА:

Состояние и перспективы развития в свете роста грузоперевозок по СМП

Чижков Юрий Владимирович
НП «Арктическая общественная академия наук»

ПРИСТАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ, КОТОРОЕ УДЕЛЯЕТСЯ РАЗВИТИЮ МОРСКОГО СУДОХОДСТВА В АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА ОБУСЛОВЛЕНО РЯДОМ ОБЪЕКТИВНЫХ ФАКТОРОВ. ГЛАВНЫЕ СРЕДИ ЭТИХ ФАКТОРОВ – НАЛИЧИЕ ОГРОМНЫХ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ОТСУТСТВИЕ НАЗЕМНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ КОММУНИКАЦИЙ, КОТОРЫЕ МОГЛИ БЫ ОБЕСПЕЧИТЬ СНАБЖЕНИЕ ПРОЖИВАЮЩЕГО В АРКТИКЕ НАСЕЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ, СВЯЗЬ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ, КОТОРУЮ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СЕВЕРНЫЕ МОРСКИЕ МАРШРУТЫ, КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО НАШИМ ГОСУДАРСТВОМ. ВСЕ ЭТО ПРЕДПОДЕЛЯЕТ ОСОБУЮ РОЛЬ ПОРТОВОЙ И ТЕРМИНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ПОБЕРЕЖЬЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

CLOSE ATTENTION PAID TO THE DEVELOPMENT OF MARITIME SHIPPING WITHIN THE WATER AREA OF THE ARCTIC OCEAN IS JUSTIFIED BY A RANGE OF OBJECTIVE FACTORS. THE MAIN OF THESE FACTORS IS THE AVAILABILITY OF LARGE STORES OF MINERAL DEPOSITS, ABSENCE OF LAND TRANSPORT COMMUNICATIONS WHICH COULD HAVE ENSURED THE SUPPORT OF POPULATION RESIDING IN THE ARCTIC REGION AND THE CONNECTION OF NORTH-WESTERN AND FAR EASTERN REGIONS OF RUSSIA SUPPORTED BY NORTHERN MARINE ROUTES CONTROLLED BY OUR STATE ONLY. THIS ALL DETERMINES THE SPECIAL ROLE OF PORT AND TERMINAL INFRASTRUCTURE AT THE COAST OF THE ARCTIC OCEAN

Ключевые слова: Северный морской путь, арктические порты, инфраструктура, грузоперевозки, терминалы.

Морские маршруты вдоль арктического побережья объединяют выходящие на побережье внутренние водные пути в единую водную транспортную сеть, а в сочетании с «южными» наземными транспортными коммуникациями (БАМ, ТРАНСССИБ) позволяют сформировать транспортно-расселенческий каркас.

Сегодня техническое и технологическое состояние отечественных арктических портов не одинаково. В большинстве портов ситуация выглядит весьма удручающей. По всему маршруту Арктического морского транспортного коридора, лишь три порта отвечают современным требованиям. Это портово-производственный комплекс Сабетта, порт Дудинка и основной арктический порт в Мурманске.

Порт Мурманск

Мурманский порт имеет особое значение. Это незамерзающий многофункциональный порт, благодаря которому возможен свободный выход в мировой океан круглый год без ограничений

ФАКТЫ

56 млн
140 тыс. **800** тонн

различных грузов
обработано в 2020 году
в порту Мурманск

по осадке принимаемых судов. В 2020 году в порту было обработано 56 млн 140 тыс. 800 тонн различных грузов. Порт постоянно прирастает новыми наземными и рейдовыми терминалами и перегрузочными комплексами. В частности, в Лавне ведется строительство угольного и нефтяного терминалов. Получено положительное заключение Главгосэкспертизы по проекту экологического комплекса в районе причала № 20 в порту Мурманск. Комплекс позволит удовлетворить потребность в сборе и утилизации отходов с заходящих в порт морских судов.

Рост грузооборота Мурманского порта в последние годы происходит в основном за счет работы рейдовых перегрузочных комплексов (РПК) ООО «ЛК Волга» и ООО «РПК Норд». Кроме того, в начале 2021 года введены в эксплуатацию три рейдовых причала временного рейдового перегрузочного комплекса для перевалки сжиженного природного газа в Кильдинском проливе. Проектная мощность комплекса (ВРПК СПГ) – 10,7 млн тонн.

На двух рейдовых причалах могут швартоваться газовозы типа «Ямалмакс» длиной 300 м, шириной 50 м и осадкой в грузу 13 м. На третьем рейдовом причале будет установлено служебное судно длиной не более 100 м, предназначенное для размещения персонала рейдового перегрузочного комплекса и контрольно-надзорных органов.



Порт Мурманск



Порт Сабетта

В дальнейшем, к 2023 году, компания НОВАТЭК планирует создать в бухте Ура перевалочный терминал для сжиженного природного газа. Кроме того, в Мурманской области начато создание Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений.

Порт Сабетта

В Обской губе в настоящее время на полную мощность работает завод по сжижению природного газа «Ямал СПГ» и терминал по его отгрузке на танкеры – газозолы усиленного ледового класса. Развитие порта Сабетта связано с созданием нового завода по сжижению природного газа «Арктик СПГ-2» и терминала «Утренний» на полуострове Гыдан.

Кроме того, НОВАТЭК рассматривает возможность строительства производства аммиака на п-ве Ямал мощностью 2,2 млн т/год. На прошедшем недавно ПМЭФ-2021 НОВАТЭК договорился со Сбербанком и Газпромбанком о финансировании проекта, к тому же проект включен в программу освоения ресурсного потенциала Ямала, которую Минэнерго обещало утвердить летом 2021 г.



Порт Дудинка

ФАКТЫ НОВАТЭК

рассматривает
возможность
строительства
производства
аммиака на п-ве Ямал
мощностью 2,2 млн
т/год. ГХК будет
построен вблизи
п. Сабетта

Проект строительства ГХК в районе пос. Сабетта предполагает производство широкого ряда продуктов газохимии, которые очень востребованы в Европе и АТР. Газ будет поступать с Верхнетиуейского и Западно-Сеяхинских ГКМ, расположенных на п-ве Ямал в относительной близости от порта Сабетта, которому, вероятно, суждено будет сыграть свою роль в экспорте продукции ГХК.

Порт Дудинка

Расположенный в Енисейском заливе, порт Дудинка эксплуатируется одновременно как морской, так и речной порт. Он является основным региональным транспортным узлом, обеспечивающим жизнедеятельность всего Таймырского, Долгано-Ненецкого и Норильского промышленного районов. Особое значение порт имеет для транспортного обеспечения ПАО «ГМК «Норильский никель». Порт круглогодично связан морским сообщением с Архангельском и Мурманском, а в период летней навигации – речным сообщением с Красноярском и другими портами на берегах Енисея.

Его уникальность заключается в том, что это единственный в мире порт, ежегодно затапливаемый в период весеннего ледохода.

С Норильском порт связан автомобильным и железнодорожным сообщением.

Грузооборот порта Дудинка в 2020 году составил 1 млн 378,5 тыс. тонн грузов.

«Варандей» и «Ворота Арктики»

Помимо названных портовых комплексов, устойчивую работу демонстрируют выносные нефтяные терминалы «Варандей» и «Ворота Арктики». Оба терминала предназначены для отгрузки на танкеры-челноки усиленного ледового класса нефти, добываемой на территории Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов. Грузооборот каждого терминала составляет около 7–8 млн тонн в год.

МЛСП «Приразломная»

Особое место занимает Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная». На сегодняшний день это единственное в России сооружение, позволяющее добывать нефть непосредственно на арктическом шельфе. С платформы осуществляется бурение скважин и добыча нефти, а также ее временное хранение, формирование товарных партий и отгрузка добытой нефти на танкеры-челноки усиленного ледового класса. В 2020 году здесь добыто и отгружено около 3,5 млн тонн нефти.

Порты Белого моря

Устойчивая работа и развитие портов, расположенных на побережье Белого моря, сдерживается достаточно сложной ледовой обстановкой и их относительной мелководностью. В частности, порт Мезень, в котором навигация длится всего 5 месяцев, может принимать суда с осадкой до 4,2 м.

В 2020 году четыре порта – Архангельск, Кандаалакша, Онега и Мезень – обработали 4 млн 269,7 тыс. тонн грузов, в том числе – 3 млн 183,4 тыс. тонн сухогрузов и 1 млн 86,3 тыс. тонн наливных грузов. Причем почти 77% общего грузооборота приходится на порт Архангельск.

Импульсом для развития Архангельского порта может стать реализация проекта БЕЛКОМУР и строительство глубоководного района порта.

Порты Чукотки

В состоянии стагнации находятся порты Чукотки, на побережье Берингова моря. В последние годы на их долю приходилось всего от 0,6 до 1,1% общего грузооборота арктических портов, в том числе от 1,5 до 3,5% сухогрузов и только 0,05% наливных грузов. Порты характеризуются сезонным характером работы, навигация начинается только в июне–июле. В 2020 году их суммарный грузооборот составил 1082,9 тыс. тонн – 1,09% арктического портового грузооборота. В том числе – 1046,4 тыс. тонн сухогрузов (3,47%) и 36,5 тыс. тонн наливных грузов (0,053%) общего грузооборота арктических портов. Оживление



Порт Нарьян-Мар

ФАКТЫ

На **1,1** %

вырос грузооборот
порта Дудинка
в навигацию-2020

работы порта Анадырь связывают с началом разработки угольного месторождения, что повлечет соответствующее развитие порта и увеличение его грузооборота.

От Диксона до Певека

Наиболее тяжелое положение наблюдается в арктических портах по маршруту Северного морского пути от Диксона до Певека. Регулярная транзитная навигация по СМП длится всего около 4,5 месяцев – с последних чисел июня до середины ноября. Порты характеризуются серьезными ограничениями по осадке принимаемых судов. Если Порт Певек принимает у причалов суда с осадкой до 9,0 метров, а Диксон – с осадкой до 8,0 метров, то для Тикси предельная осадка составляет 5 метров, а для Хатанги – лишь 4,6 метра. Даже с учетом «северного завоза» в 2020 году здесь обработано всего 376,1 тыс. тонн грузов (0,38% грузооборота арктических портов). В том числе – 374 тыс. тонн сухих грузов (1,2%) и 2,1 тыс. тонн наливных грузов (0,003%).

Есть надежда, что самый северный российский город-порт Певек получит импульс к развитию с установкой плавучей атомной тепловыделяющей станции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов». Благодаря прибытию и началу работы ПАТЭС можно ожидать активизации экономической деятельности в этом регионе. Как правило, наибольшее развитие и наиболее стабильные результаты работы портов наблюдаются в регионах с развитой и развивающейся экономикой.

Порт Нарьян-Мар

Порт Нарьян-Мар расположен на реке Печора и имеет удаленный портопункт на реке Амдерминка. Является основным транспортным узлом Ненецкого автономного округа: более 85% от общего объема грузов здесь доставляется водным путем по морскому и речному направлению. В том числе осуществляется «северный завоз», доставляется оборудование, строительные материалы, насыпные, навалочные и наливные грузы. В 2020 году здесь обработано 82,9 тыс. тонн грузов. В том числе – 62 тыс. тонн сухогрузов и 20,9 тыс. тонн наливных грузов.

Инфраструктура и окупаемость проектов

В последнее время начаты работы по созданию порта в бухте Север и угольного терминала в районе мыса Бурный на полуострове Таймыр для вывоза нефти с Пайяхского месторождения и угля с Сырадасайского угольного месторождения. Запасы нефти Пайяхской группы месторождений (ЗР1 по классификации PRMS) в настоящее время оцениваются в 1,65 млрд тонн. А ресурсы Сырадасайского месторождения – в 5,7 млрд тонн, причем оно является одним из крупнейших по запасам ценных коксующихся углей.

Основным препятствием здесь является огромная стоимость реализации данного проекта. Помимо затрат на создание самих портовых комплексов, необходимо финансирование работ по дноуглублению акваторий портов и подходных каналов. Средства на освоение и разработку самих месторождений, на автомобильные и железные дороги, на трубопроводы, на всю сопутствующую наземную инфраструктуру, на аэродромы и вертодромы, на вахтовые поселки, на транспортные суда и суда вспомогательного флота, на ледоколы и т.п.

Следует иметь в виду, что строительство судов усиленного ледового класса значительно дороже строительства аналогичных по водоизмещению судов без ледового усиления. Если танкер-газовоз класса Arc7 дороже аналогичного конвенционального судна в 1,6 раза, то для нефтетанкеров, балкеров и контейнеровозов эта разница составляет 2,5 раза. Именно по этой причине компании НОВАТЭК, Газпром нефть и Лукойл создают перегрузочные комплексы в ближайших к месту добычи незамерзающих портах. Аналогичные перегрузочные комплексы потребуются и для рассматриваемых проектов. С учетом сказанного, возникает вопрос о сроках окупаемости данных грандиозных проектов: когда они смогут начать приносить доходы в бюджет государства?

Наряду с этим, появляются сообщения о намерении строительства порта в НАО, в районе впадения реки Индиги в Баренцево море. В поддержку данного проекта можно отнести достаточно большие глубины вблизи побережья – до 18 м. Значительно более легкие, по сравнению с Белым морем, Обской губой и Енисейским заливом, ледовые условия, что позволит принимать суда ледового класса без ледокольного сопровождения в течение 185 дней в году. Главными препятствиями, затрудняющими реализацию проекта, являются:

- полное отсутствие железнодорожного сообщения в НАО;
- отсутствие автодорожных связей не только с опорной сетью автодорог России, но и с автодорожной сетью НАО;
- отсутствие какой-либо подтвержденной грузовой базы для этого порта (имеются лишь пожелания и предположения).

Еще больше вопросов вызывает сообщение о намерении строительства порта в селе Найба Булунского района Республики Саха (Якутия). Здесь нет ни впадающих в Северный Ледовитый



Район расположения порта Тикси и предлагаемого порта Найба

ФАКТЫ

3,5

МЛН ТОНН НЕФТИ
было добыто и отгружено в 2020 году с МЛСП «Приразломная»

океан судоходных рек, ни автомобильных, ни железных дорог. Отсутствуют данные о хотя бы предполагаемой грузовой базе. Прибрежная зона не отличается большими глубинами. Расположенный недалеко от этого места порт Тикси может принимать суда с осадкой не более 5 м. Грузооборот порта Тикси в 2020 году составил всего 48,8 тыс. тонн. Какими грузами предполагается загрузить порт, за счет чего будет достигнута окупаемость проекта? Эти вопросы пока остаются без ответа.

Выводы

В целом можно отметить, что наибольшая активность работы морского транспорта в настоящее время наблюдается в западной части Арктического морского транспортного коридора – от Мурманска до Дудинки. На долю расположенных здесь портов в 2020 году пришлось 98,53% общего арктического портового грузооборота, в том числе 95,29% сухогрузов и более 99,9% наливных грузов. Грузооборот портов напрямую зависит от уровня экономической активности в районах расположения портов и терминалов. Основным драйвером развития действующих и строительства новых портовых мощностей является добыча и транспортировка нефти, газа и угля. В 2020 году на их долю пришлось свыше 84,3% общего грузооборота всех арктических портов. ●

KEYWORDS: Northern Sea Route, Arctic ports, infrastructure, cargo transportation, terminals.

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

В2В-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

Сколько компаний уже выбрали Маркет?

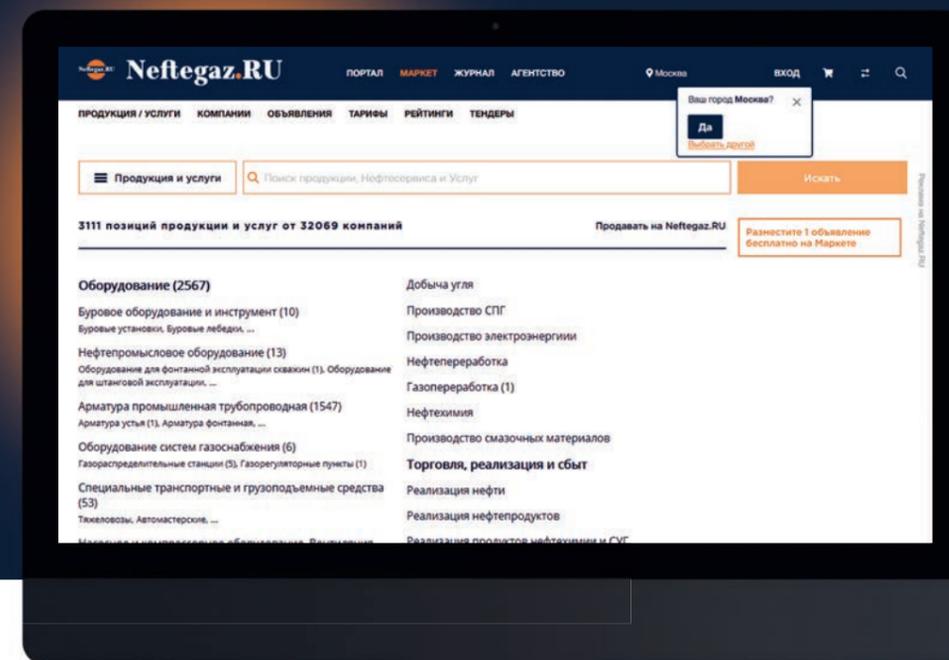
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.

Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!



ГОСПОЛИТИКА СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ

ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ СТАЛО ПРАКТИЧЕСКИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ИДЕЕЙ, И, ДЕЙСТВИТЕЛЬНО, ЗНАЧЕНИЕ РЕГИОНА В ЖИЗНИ СТРАНЫ СЛОЖНО ПЕРЕОЦЕНИТЬ. В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ИНТЕРЕС К ВЫСОКИМ ШИРОТАМ ВЫЗВАН ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. КАКИЕ ПРОЕКТЫ РАЗВИВАЮТ СЕГОДНЯ КРУПНЫЕ КОМПАНИИ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ И КАКОВА РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В ИХ РЕАЛИЗАЦИИ?

THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC REGION BECAME PRACTICALLY A NATIONAL IDEA. INDEED, THE MEANING OF THE REGION IN THE COUNTRY'S LIFE CANNOT BE OVEREMPHASIZED. FIRST OF ALL, THE INTEREST IN THE HIGH LATITUDES IS CAUSED BY LARGE STOCKS OF RAW HYDROCARBONS. WHICH PROJECTS ARE CURRENTLY DEVELOPED BY LARGE COMPANIES IN THE ARCTIC REGION AND WHAT IS THE ROLE OF STATE IN THEIR IMPLEMENTATION?

Ключевые слова: арктический регион, углеводородные запасы, добывающая промышленность, сжиженный природный газ, газохимический комплекс.

**Брехунцов
Анатолий Михайлович**
директор НТЦ
ООО «МНП «ГЕОДАТА»,
д.г.-м.н.

Значение Арктической зоны в социально-экономическом развитии Российской Федерации и обеспечении ее национальной безопасности обусловлено следующими факторами:

- Арктическая зона обеспечивает добычу более 80% природного газа и 17% нефти с газовым конденсатом в РФ;
- реализация в Арктической зоне крупнейших инвестиционных проектов обеспечивает формирование спроса на высокотехнологичную и наукоемкую продукцию, а также стимулирует производство такой продукции в других субъектах Российской Федерации;

- континентальный шельф Российской Федерации в Арктике содержит, по экспертным оценкам, более 85,1 трлн м³ природного газа, 17,3 млрд т нефти и газового конденсата и является стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы России;
- значение Северного морского пути (СМП) как международного транспортного коридора, используемого для перевозки внутренних, экспортных и транзитных грузов, будет возрастать;
- в Арктической зоне располагаются объекты стратегических сил сдерживания в целях недопущения агрессии против Российской Федерации и ее союзников.

К настоящему времени основу минерально-сырьевой базы РФ в части углеводородного сырья составляют восемь нефтегазоносных провинций: Северо-Кавказская, Волго-Уральская + Прикаспийская,

Тимано-Печорская, Западно-Сибирская, Восточно-Сибирская, Баренцевоморская, Восточно-Арктическая, Тихоокеанская.

На 1 января 2020 года начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородного сырья Российской Федерации составляли 111,4 млрд т нефти, 287,5 трлн м³ свободного газа и 17,8 млрд т конденсата. Суммарные запасы промышленных категорий АВ1С1 + В2С2 составляют 30,8 млрд т нефти (27,6% от НСР), 72,7 трлн м³ газа (25,3% от НСР), 4,1 млрд т конденсата (23% от НСР).

При этом основная доля НСР углеводородов России находится на территории Западной Сибири. Так, начальные суммарные ресурсы нефти составляют 60,5 млрд т, или 54,3% от российских, газа – 164,8 трлн м³, или 57,3% от российских, конденсата – 10,8 млрд т, или 60,7% от российских. То же самое наблюдается и для промышленных запасов: 63% нефти, 68,4% газа и 63,4% конденсата от общероссийских.

УДК 330; 351.823.3

РИС. 1. Карта недропользования Западной Сибири



газопроводов Бованенково – Ухта. Жидкие углеводороды отправятся по железной дороге от станции Карская до Усть-Луги. Оператором по эксплуатации газоконденсатных залежей выступит ПАО «Газпром нефть», которое заключило соглашение с ПАО «РЖД» и ООО «Газпромтранс» об организации вывоза жидких углеводородов Бованенковской группы месторождений по железной дороге на строящемся в июне 2021 года Петербургском международном экономическом форуме.

Зона II состоит из месторождений Тамбейской группы и ряда месторождений приямальского шельфа. Она станет ресурсной базой совместного проекта ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» по разработке, транспортировке и последующей переработке этансодержащего газа на строящемся газохимическом комплексе в Усть-Луге. Проектом предусматривается производство 13 млн т СПГ и 3 млн т различных марок полиэтилена.

Зона III содержит в составе месторождения Ямальского и Гыданского полуостровов, служащих

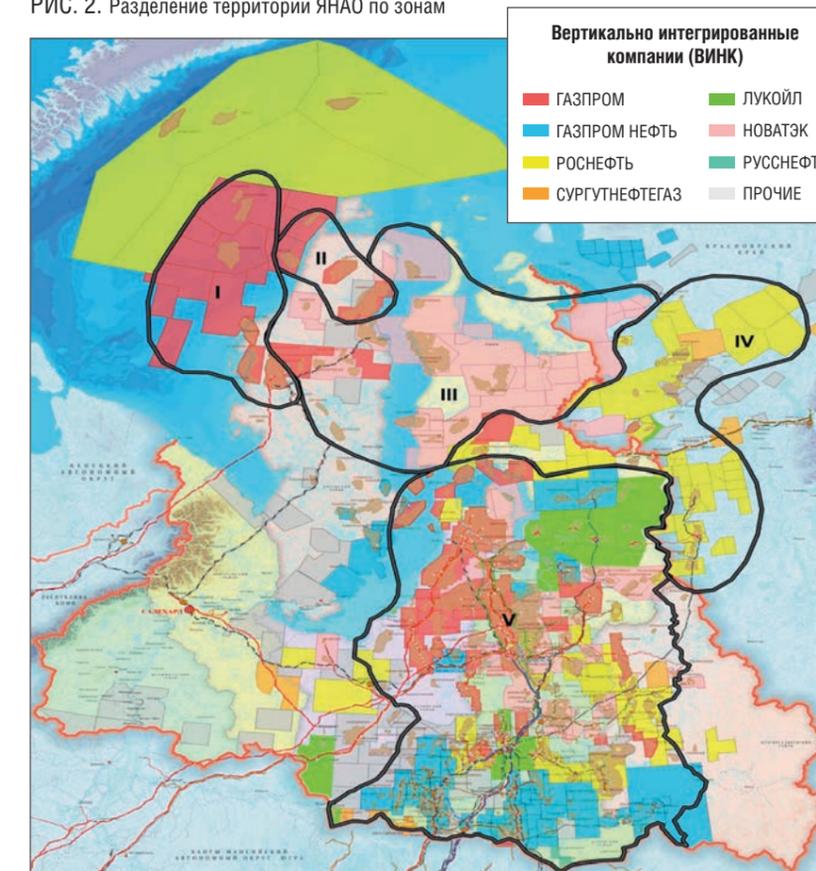
Практически вся территория Западной Сибири залицензирована, общее число лицензий составляет 1108 штук, площадь лицензирования – 1 146,3 тыс. км² (рис. 1).

Оценка НСР на территории Ямало-Ненецкого автономного округа дает следующую картину: 14,9 млрд т нефти (13,4% от российских), 156,2 трлн м³ газа (54,3% от российских), 9,5 млрд т конденсата (53,4% от российских). Без сомнения, ЯНАО можно назвать главной газовой кладовой Российской Федерации. Из 644 млрд м³ газа, добытого на всей территории РФ, 575 млрд м³ (89,3%) добыто в округе.

Территорию Ямало-Ненецкого автономного округа и сопредельной территории севера Красноярского края можно условно разделить на пять зон по добыче и последующей реализации углеводородов (рис. 2).

Зона I включает в себя месторождения Бованенковской группы, а также месторождения и лицензионные участки Газпрома, расположенные на шельфе Карского моря. Газ, добываемый в этой зоне, будет направляться в систему магистральных

РИС. 2. Разделение территории ЯНАО по зонам



ресурсной базой для производства сжиженного газа и вывоза его на мировые рынки морским транспортом по СМП.

Зона IV включает в себя месторождения и лицензионные участки ПАО «НК «Роснефть», являющиеся ресурсной базой для добычи жидких углеводородов и реализации их как по системе магистральных нефтепроводов, так и морским транспортом (проект Пайяха) по СМП.

Зона V состоит из месторождений, расположенных в южной и центральной части Ямало-Ненецкого автономного округа, в том числе в районе Надым-Пур-Тазовского междуречья. Транспорт добываемых углеводородов осуществляется по сложившейся системе магистрального транспорта газа и нефти.

Такое разделение территории округа по зонам условно, но сделано автором исходя из намерений компаний по осуществлению их деятельности в ЯНАО.

Рассмотрим далее ряд проектов, реализуемых сегодня в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ).

Освоение Бованенковской группы месторождений. Газохимический комплекс

Бованенковская группа месторождений включает в себя Бованенковское, Харасавэйское и Крузенштерское месторождения (рис. 3).

К настоящему времени в разработке находятся сеноман-аптские залежи Бованенковского месторождения. В 2020 году, согласно плану предприятия, добыча газа составила 108,4 млрд м³. Введено в эксплуатацию три газовых промысла. Транспортировка газа осуществляется по двухниточному магистральному газопроводу Бованенково – Ухта. Началось строительство третьей нитки газопровода. Сейчас Газпром вышел на активную фазу освоения сеноманских залежей Харасавэйского месторождения. Добыча газа планируется с 2023 года мощностью 32 млрд м³ газа в год. Вслед за сеноманским газом начнется освоение неокон-юрских залежей месторождений, что обеспечит добычу газа с группы в объеме до 220 млрд м³ в год.

Параллельно с этим с 2019 года Газпром готовит проект

РИС. 3. Бованенковская группа месторождений



строительства газохимического комплекса на полуострове Ямал. Речь идет о производстве полимеров на базе Бованенковского кластера месторождений. Предполагаемая мощность завода – около 3 млн т полиэтилена и полипропилена в год. По предварительной оценке, стоимость проекта составит порядка 15 млрд долларов.

Проекты строительства заводов СПГ на Ямале и Гыдане

Успешная реализация проекта завода по производству сжиженного газа «Ямал СПГ» проектной мощностью 16,5 млн т/год, полностью введенного в строй в декабре 2018 года, позволила компании «НОВАТЭК» разработать ряд проектов строительства производств сжиженного газа на базе месторождений полуостровов Ямал и Гыдан (рис. 4). В случае их успешной реализации установленная мощность производств к 2030 году достигнет 75 млн т/год.

Проект «Ямал СПГ»

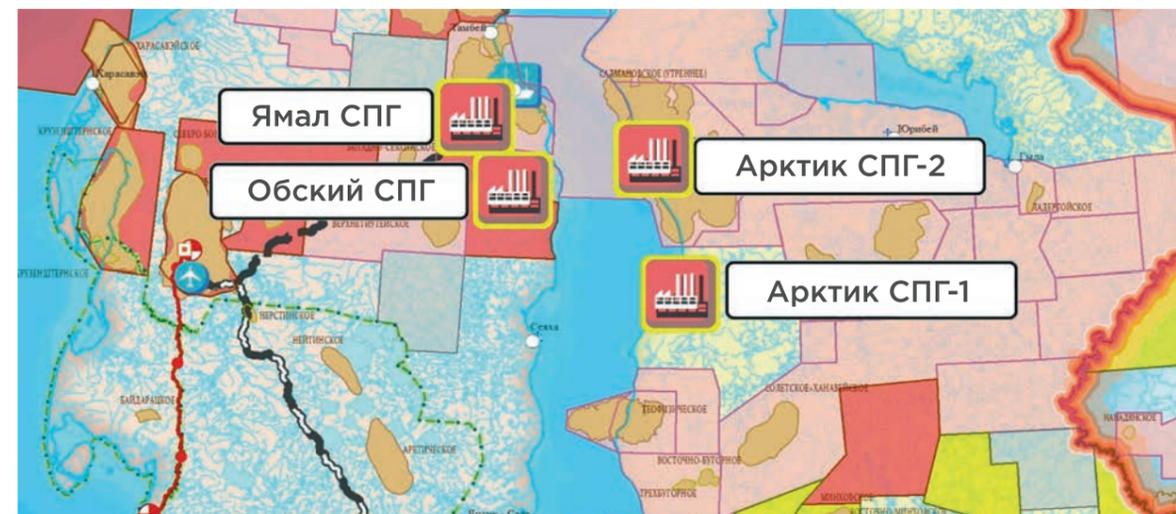
Ресурсной базой для проекта «Ямал СПГ» является Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на северо-востоке

полуострова Ямал, на берегу Обской губы. Проектный уровень добычи составляет около 27 млрд м³ газа в год на протяжении как минимум 20 лет.

1 октября 2010 года Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1713-р был принят Комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал. Согласно плану, предполагалось начать строительство завода по производству СПГ в 2012 году и закончить его в 2018 году. Кроме того, предполагалось освобождение природного газа, предназначенного для сжижения, от налога на добычу полезных ископаемых до достижения накопленного объема добычи газа в размере 250 млрд м³ при условии, что срок разработки запасов участка недр не превысит 12 лет с даты начала производства СПГ.

27 апреля 2016 года из китайского порта Циндао в порт Сабетта на специальном полупогружном судне были отправлены первые два модуля весом 1 000 т. 5 декабря 2017 года началось производство сжиженного природного газа

РИС. 4. Проекты заводов по сжижению газа ПАО «НОВАТЭК»



на первой производственной линии мощностью 5,5 млн т/год СПГ. В августе 2018 года введена в строй вторая линия, а в декабре 2018 года – третья линия. На начало 2019 года производственная мощность предприятия достигла проектных значений. В июне 2021 года была введена четвертая линия завода мощностью 0,95 млн т/год. Линия построена по запатентованной технологии «Арктический каскад», разработанной специалистами НОВАТЭКа.

Проект «Ямал СПГ» реализован с государственной поддержкой. Государство взяло на себя строительство порта. В собственности государства находятся оградительные ледозащитные сооружения, операционная акватория, подходные каналы, системы управления движением судов и навигационного обеспечения, здания морских служб.

Проект «Арктик СПГ-2»

Вторым заводом СПГ должен стать проект «Арктик СПГ-2», который базируется на ресурсах Салмановского месторождения. Проект мощностью 19,8 млн т/год (три линии по 6,6 млн т/год) сжиженного газа принципиально отличается от проекта «Ямал СПГ». Линии будут выполнены на бетонном основании гравитационного типа (ОГТ), пришвартованном к причальной стенке. Габариты ОГТ: 300×152 м, вес ОГТ – 440 тыс. т, суммарный объем резервуаров СПГ – 213 тыс. м³. Планируется использование технологии каскадного сжижения газа с помощью комбинированных

хладагентов (MFC) компании Linde, включающей четыре газотурбинных привода по 55 МВт и три газотурбинных привода для электростанции – 165 МВт.

Наливной терминал СПГ «Утренний»

Терминал «Утренний», необходимый для проекта «Арктик СПГ-2», изначально планировался мощностью 21,6 млн т: 19,8 млн т СПГ и 1,8 млн т конденсата. Впоследствии мощность терминала была пересмотрена и теперь планируется вдвое больше – 43,2 млн т: 39,6 млн т СПГ и 3,6 млн т конденсата.

Глава компании «НОВАТЭК» Леонид Михельсон ранее неоднократно отмечал, что предприятие проектировало терминал «Утренний» для «Арктик СПГ-2» сразу не под три, а на шесть линий с учетом «Арктик СПГ-1». Такая концентрация мощностей производств СПГ – 39,6 млн т/год – будет самой большой в мире.

Строительство завода для производства оснований гравитационного типа (ОГТ)

ПАО «НОВАТЭК» в районе села Белокаменка Мурманской области в июне 2017 года начало строительство Кольской верфи, на которой будут выпускаться модули для завода СПГ проекта «Арктик СПГ-2».

Предприятие будет размещаться на западном берегу Кольского залива. Общая площадь верфи – 841 тыс. м². Предусмотрено

строительство двух сухих доков: 400×185 м и 400×205 м, глубины доков – 15,7 м.

Производственная мощность предприятия по строительству верхних строений – 120 тыс. т в год, по строительству оснований – до 200 тыс. т в год.

Освоение Ленинградского и Русановского месторождений в Карском море

Месторождения находятся на шельфе Карского моря в непосредственной близости от берега полуострова Ямал. Удаленность Ленинградского месторождения от шельфовой части Харасавэйского месторождения – 96 км, она позволит в будущем при освоении месторождения использовать мощности береговых сооружений Харасавэя для подготовки продукции. Добычные возможности месторождений – до 150 млрд м³ газа в год, в зависимости от потребности мировых газовых рынков.

Освоение нефтяных месторождений Таймыра

Проект «Восток Ойл» предусматривает освоение нефтяных месторождений севера Красноярского края (рис. 5).

Ресурсная база проекта «Восток Ойл» – около 5 млрд т нефти. Планируемый потенциал поставки нефти следующий: 2024 год – 25 млн т, 2027 год – 50 млн т, 2030 год – до 115 млн т.

В рамках проекта будет построено два морских терминала, три аэропорта, 15 промысловых городков, 800 км магистральных нефтепроводов, 7000 км промысловых трубопроводов, 3,5 тыс. км линий ВЛ, 2000 МВт электрогенерации, создано около 100 тысяч новых рабочих мест. Объем инвестиций – около 10 трлн руб.

Прогноз объемов перевозки грузов по СМП и Транссибу

Анализ проектов компаний «НОВАТЭК» и «Роснефть» по вывозу углеводородов по Северному морскому пути приводит к прогнозу объемов перевозки грузов к 2030 году в 207 млн т, а к 2035 году – до 230 млн т (рис. 6).

Утвержденная 26.10.2020 президентом РФ Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года предусматривала более скромные объемы перевозок грузов по СМП – 90 млн т к 2030 году и 130 млн т к 2035 году.

Такой резкий рост объемов перевозимых грузов вызывает вопросы к самой организации перевозок. График не учитывает возможный рост как транзитных грузов, так и каботажных, к примеру – в рамках северного завоза. Иными словами, нагрузка на Северный морской путь может быть гораздо выше, чем в приведенных расчетах. Становится очевидным, что подобный рост перевозки грузов потребует создания соответствующих судов усиленного ледового класса, строительства ледоколов, организации метеорологической,

РИС. 5. Проект «Восток Ойл»



ледовой, спасательной служб на всем протяжении СМП. Наконец, просто организации движения кораблей. И надеяться на то, что с ростом общепланетной температуры начнут таять льды Северного Ледовитого океана, не стоит, потому что стремление государств к снижению парниковых выбросов замедлит процесс этого роста, а 2030 год совсем не за горами, и потому начинать действовать нужно уже сейчас.

Выводы

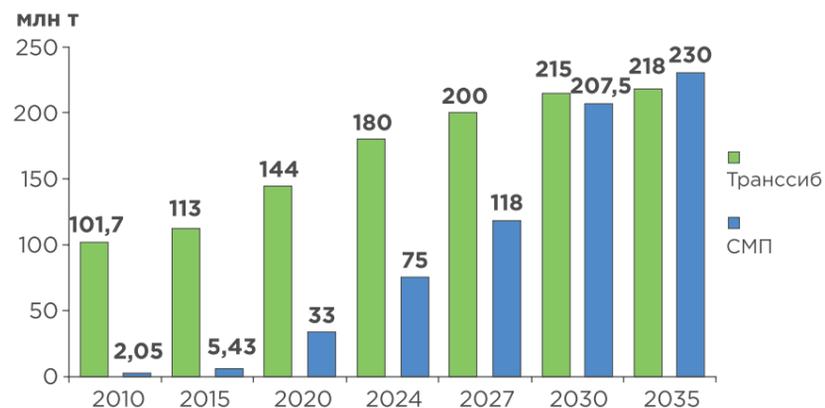
1. Планы компаний по осуществлению деятельности в АЗРФ отражают внутрикорпоративные интересы и не согласовываются ни с другими компаниями, ни с государством.

Такой подход требует разработки Государственной стратегии развития севера Западной Сибири.

2. Разрабатываемые программы освоения ресурсной базы минерального сырья должны иметь комплексный характер, охватывающий все аспекты деятельности на суше и на море и все виды полезных ископаемых – углеводороды, твердые полезные ископаемые, газогидраты, низконапорный газ.
3. Управление развитием Арктики поручено Министерству по развитию Дальнего Востока и Арктики (бывшему Минвостокразвития). На наш взгляд, целесообразно создание хозяйствующей структуры – министерства, ведомства и даже нового Федерального округа (Арктического) – для управления освоением арктических территорий.
4. Необходимо разработать и принять федеральные законы и подзаконные акты к ним: «Об Арктике», «О сжиженном газе (СПГ)», «Об охране природы Арктики».
5. Необходимо проводить государственную экспертизу проектов развития Арктической зоны РФ.

KEYWORDS: arctic region, hydrocarbon reserves, mining industry, liquefied natural gas, gas chemical complex.

РИС. 6. Прогноз объемов перевозки грузов по СМП



СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021

Организатор: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ
Техническая поддержка: EXPOTECH

SURGUT. OIL AND GAS 2021

22-24 СЕНТЯБРЯ 2021

+7 (3462) 94-34-54
sales@yugcont.ru
www.sngexpo.ru
vk.com/sngexpo
@sngexpo

г. Сургут, СОК «Энергетик» ул. Энергетиков, 47

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2021 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьгаз #2021 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVI МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2021»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2021» принимаются до 09.09.2021 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ДИРИЖАБЛЕЙ

для освоения месторождений Сибири, Арктики и Дальнего Востока

ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНОВ РОССИИ С МИНИМАЛЬНЫМ НАНЕСЕНИЕМ ВРЕДА ПРИРОДЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ КОМБИНИРОВАННЫЕ ПАРОВЫЕ ДИРИЖАБЛИ. НОВЕЙШИЕ ВИДЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ, ВОДОРОД В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА И ХРАНЕНИЯ ЕГО В МИКРОСФЕРАХ, ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ВИНТОВ, ЦИФРОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ КАРДИНАЛЬНО УЛУЧШАЮТ МАНЕВРНОСТЬ ДИРИЖАБЛЯ И ЕГО ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

FOR THE DEVELOPMENT OF THE ALMOST INACCESSIBLE REGIONS OF RUSSIA WITH MINIMAL RISK FOR THE ENVIRONMENT, IT IS PROPOSED TO USE THE COMBINED STEAM DIRIGIBLES. THE NOVEL HEAT INSULATION APPROACHES, HYDROGEN MICROSPHERES AS AN ENERGY SOURCE, INNOVATIVE FUEL CELLS, ELECTRIC DRIVES OF PROPELLER, DIGITAL CONTROLLERS OF MAJOR SYSTEMS RADICALLY SIGNIFICANTLY IMPROVE THE MANEUVERABILITY OF DIRIGIBLE AND ITS SAFETY FOR THE NATURAL ENVIRONMENT

Ключевые слова: грузовой дирижабль, экология, топливо, водород, безопасность, цифровое управление.

**Байбиков
Александр Сергеевич**
ООО «КУРС», консультант,
д.т.н.

При оборудовании новых месторождений необходимо доставлять крупногабаритные конструкции и при этом наносить минимальный вред природе (к сожалению, сейчас большие прилегающие площади катастрофически повреждаются). Транспортная сеть Севера и Востока России крайне редкая. Без кардинального преобразования ее нет перспектив развития этих районов. Ситуация осложняется экологической ранимостью этих районов. Поврежденные участки тундры и тайги восстанавливаются много десятилетий. К тому же постройка дорог, причалов, аэродромов в районах вечной мерзлоты, незримых болот

в условиях часто крайне неблагоприятного климата требует непомерных финансовых затрат. Также в связи с развитием Северного морского пути весьма актуальна задача связать его транспортными коридорами с БАМом и построить промежуточные морские порты без нарушения экологии. Поэтому развитие экономичного транспорта, в особенности для дальних расстояний и больших грузов, является актуальной проблемой.

Таким условиям в наибольшей степени соответствуют новые типы дирижаблей [1] (вертолеты имеют низкие экономичность, максимальную дальность и грузоподъемность). Преимуществами дирижаблей давно известны. Однако реализация проектов тормозится рядом существенных недостатков существующих дирижаблей. Основными из них являются следующие:

- плохая маневренность из-за незначительных возможностей изменения плавучести и вертикальных сил, что особенно сказывается при посадке. Зависание в воздухе и разгрузка без приземления фактически возможны только при слабом ветре;
- необходимость циклопических эллингов для сохранения дирижаблей на стоянках при сильных ветрах вследствие большой парусности, заправочных топливных систем, комплексов газового оборудования, причальных подвижных мачт на базе грузовых автомобилей и подготовленных площадок для их передвижения, квалифицированных обслуживающих команд;
- в отличие от вертолетов, посадка крупнотоннажных дирижаблей невозможна на неподготовленную площадку, несущественно превышающую размеры аэростата;

- недостаточный срок эксплуатации оболочек, со временем пропускающих весьма дорогой гелий.

Первые три недостатка требуют сооружения на местах весьма дорогих, занимающих большие площади дирижабледромов, на которых при погрузке и разгрузке выполняются сложные операции с балластом, в качестве которого используется большое количество воды. Это же нарушает экологическое состояние занимаемых площадей.

В эксплуатирующихся дирижаблях вертикальные перемещения обеспечиваются вертикальным положением винтов и изменением давления в воздушных баллонетах, занимающих до 25% объема дирижабля и сжимающих баллоны с подъемным газом (гелием) с помощью специального компрессора. Замедленная реакция на эти воздействия совершенно недостаточна, в особенности при посадке.

Последние технические достижения в области теплоизоляции позволяют использовать новые способы повышения и регулирования плавучести. Были разработаны и появились в продаже весьма эффективные гибкие легкие теплоизоляции [2–4]. Недавно на основе графена в Чжэцзянском университете (Ханчжоу, Китай) получена эластичная теплоизоляция – аэрогель даже легче воздуха за счет вакуумирования или заполнения пространства между твердыми пленками газом, легче воздуха. Это позволяет вернуться к использованию в качестве подъемного газа водяного пара, с неудачи использования которого начиналось воздухоплавание. Подъемная сила водяного пара при температуре 110°C лишь в полтора раза меньше, чем гелия, и в несколько раз выше, чем теплого воздуха. Это дешевое, широко распространенное рабочее тело. Но во избежание конденсации при наземном атмосферном давлении необходимо поддерживать его температуру выше 100°C.

При отсутствии необходимой легкой теплоизоляции это требует больших энергетических затрат. Но эта же особенность позволяет легко и быстро (почти на три порядка!) изменять удельный

объем газа и тем самым плавучесть аппарата, использующего этот эффект.

Это определяет принципиальные конструктивные особенности таких дирижаблей. Использование этих свойств наиболее эффективно с увеличением габаритов и грузоподъемности аппарата, так как подъемная сила увеличивается пропорционально кубу линейного размера, а наружная поверхность и соответственно теплоотдача пропорционально квадрату размера.

Такой дирижабль должен включать емкости-баллоны почти постоянного объема с подъемным легким газом (гелием), воспринимающие основную часть веса груза, и отсеки с баллонами переменного объема с водяным паром, покрытые эффективной гибкой теплоизоляцией, включающие электрические (возможно, и плазменные) и теплообменные нагреватели, водяные форсунки, клапаны для заправки и выпуска пара, впуска воздуха.

Так как во многих странах запрещено использование чистого водорода в аэростатах, то в качестве подъемного газа вместо дорогого гелия можно использовать изобретенный учеником академика Н.Н. Семенова водород с добавкой ингибиторов [5]. Ингибиторы (например, пропилен и др.) обрывают цепные реакции и предотвращают взрыв и аварийное возгорание водорода в воздухе. В Хабаровске в специализированной лаборатории интеллектуального природопользования уже применили ингибированный водород в подъемных аэростатах для трелевки леса. Несмотря на современные достижения в повышении непроницаемости материалов, все же водород и гелий со временем протекают через оболочку. Компенсировать утечку водорода можно на месте с помощью давно известных недорогих генераторов водорода. Производство же дорогого и дефицитного гелия на месте невозможно.

Выхлопные газы двигателей приводов винтов современных дирижаблей существенно загрязняют атмосферу. Экологичное будущее связано с водородной энергетикой. Поэтому целесообразны электроприводы

винтов, а для питания их нужно использовать водородные топливные элементы, которые также питают нагревательные элементы и системы управления [6] (см. ниже). Такое сочетание обеспечивает существенно более высокий термодинамический КПД (до 60%), чем двигатели внутреннего сгорания. Надо отметить, что именно водородные топливные элементы являются наиболее разработанными к настоящему времени. Высококачественные легкие водородные топливные элементы, выдерживающие низкие температуры, а также и электродвигатели были разработаны для авиации Центральным институтом авиационного моторостроения совместно с Институтом проблем химической физики. Впрочем, пока нет готовых мощных топливных элементов, временно можно использовать компактные водородные дизели с электрогенератором. Однако при сжигании водорода в дизеле при высокой температуре помимо пара образуются вредные окислы азота NO_x. Следует также учитывать существование более высокой теплопроводности способности водорода, чем самых лучших углеводородных топлив. Электропривод также позволяет экономично разделить суммарную мощность на большее количество винтов, что целесообразно в ряде случаев, в частности создавая повышенное (или пониженное) давление под брюхом аэростата, в особенности используя экранный эффект вблизи земли. Выхлопным газом является экологичный водяной пар, часть которого можно использовать в системе изменения плавучести (см. ниже).

Если в современных дирижаблях сжигание топлива снижает общий вес аппарата, то при образовании воды в топливном элементе на каждые два атома водорода забирается из атмосферы в восемь раз более тяжелые атомы кислорода. Поэтому отходы топливного элемента – вода – во много раз тяжелее используемого топлива (водорода). Большую часть этой нагретой воды экономично собирать в водяном баке для генерации пара и других целей. Не нужно компенсировать обычный вес аппарата при выработке топлива.

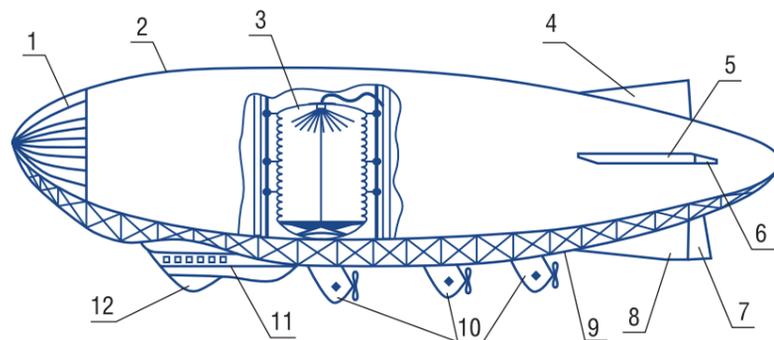
УДК 629.733

Вряд ли водород, использующийся в топливных элементах, целесообразно хранить в баллонах низкого давления внутри дирижабля. Опыт создания водородных автомобилей показал, что наиболее компактно можно хранить водород под давлением до 70 МПа в композитных баллонах, упрочненных путем намотки углеродными шнурами. Перспективным способом также является хранение водорода в стеклянных и полимерных микросферах диаметром 5–500 мкм с толщиной стенки около 1 мкм, выдерживающие давление до 100 МПа и более [7]. При таком давлении плотность газа близка к плотности жидкого водорода. При температуре 200–400 °С стекло становится проницаемым для водорода, что позволяет заправлять эти микросферы, а также извлекать газ при необходимости. По массовой эффективности этот способ примерно эквивалентен предыдущему, так как не требует тяжелых баллонов высокого давления. Недостатком его является возможность повреждения микросфер при транспортировке. Этот недостаток можно исключить путем погружения микросфер в тиксотропную жидкость с уменьшающейся вязкостью при повышении температуры. Фактически это газожидкостная смесь, в которой водородные пузырьки окружены прочной оболочкой. Следует отметить, что в верхней части хранилища водорода, даже ингибированного, не должно быть карманов и встроено хорошее вентиляционное вертикальное выход в атмосферу. Высокая летучесть водорода обеспечивает быстрое полное освобождение хранилища при малейшей утечке, и по опыту ракетной техники, уровень безопасности даже более высокий, чем при протечке и разливе жидкого топлива.

Рассмотрим возможные принципиальные отличия конструкции наиболее распространенного в настоящее время полужесткого дирижабля с современными изменениями (см. рис. 1, известные узлы показаны частично).

Так же, как в дирижабле «Италия» Э. Форланини, несущей основой является наружная надутая двухслойная оболочка с внутренними связями. В нижней части располагается килевая

РИС. 1. Конструктивная схема дирижабля



1 – носовое усиление; 2 – наружная оболочка; 3 – пароводяной отсек; 4 – верхний стабилизатор; 5 – боковой стабилизатор; 6 – руль высоты; 7 – руль направления; 8 – нижний стабилизатор; 9 – килевая ферма; 10 – мотогондолы с винтами; 11 – пассажирская гондola; 12 – амортизатор

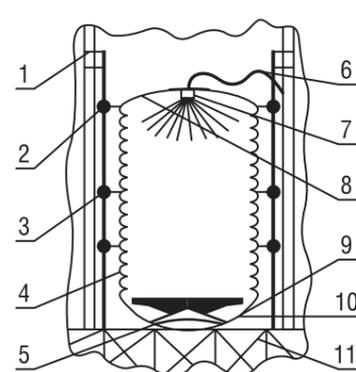
ферма, к которой крепится гондola с амортизатором, носовое усиление, поворотные моторные гондолы, топливные водородные баллоны, водяные баки, топливные элементы и др. Для безопасности топливные водородные баллоны могут быть помещены внутри секций с инертным подъемным газом. Водяные баки могут быть существенно меньшего объема, чем обычные балластные цистерны (см. ниже). Дополнительными формообразующими являются поперечные торовые, продольные и вертикальные надутые пневмобалки, связанные тросами. По сравнению с металлическими шпангоутами, они легче и при превышении допустимой нагрузки складываются. Меньшие торовые баллоны со сжатым газом ограничивают отверстия в оболочке для сброса газов. В кормовой части располагаются надутые стабилизаторы и рули. Однако последние необязательны, так как многочисленные электромоторы с индивидуальным изменением оборотов и реверсом могут обеспечить даже полный поворот аппарата вокруг вертикальной оси.

Внутренность дирижабля разделяется диафрагмами на газовые и паровые отсеки. Газовые отсеки, заполненные мягкими емкостями с подъемным газом – гелием или ингибированным водородом – занимают большую часть внутреннего объема, включают предохранительные и заправочные клапаны, подсоединены к общей системе и воспринимают основной вес конструктивных элементов и груза. Паровые отсеки обеспечивают дополнительную подъемную силу,

маневрирование по вертикали и изменение подъемной силы, взлет и посадку (см. рис. 2).

Они включают несколько емкостей с жесткими нижним и верхним днищами и вертикальными гофрированными стенками с круговыми тросами на минимальных радиусах гофр. Для правильного складывания их при изменении объема с помощью поперечной пневмобалки вокруг натягиваются вертикальные тросы, по которым могут передвигаться ролики с тросиками, прикрепленными к этим стенкам, а также ролик с управляемым фиксатором, гибко прикрепленный к верхнему подвижному днищу, передающий подъемную силу на тросы и килевую ферму.

РИС. 2. Пароводяной отсек



1 – вертикальная пневмобалка с прикрепленным тросом; 2 – ролик с управляемым фиксатором; 3 – ролики с тросиками; 4 – гофрированная стенка; 5 – электронагреватель; 6 – гибкая трубка подачи воды; 7 – распределитель с форсунками; 8 – верхнее днище; 9 – стойка с датчиками температуры, давления, уровня воды; 10 – нижнее днище; 11 – килевая балка

Вся емкость снаружи покрыта высококачественной теплоизоляцией, предпочтительно из аэрозолей (не изображена на рис.), а изнутри – супергидрофобным (водоотталкивающим) покрытием. В нижнем днище монтируется трубчатый электронагреватель (ТЭН) для нагрева и испарения жидкой воды 9. Верхняя часть его ограничена прикрепленной к ТЭНу горизонтальной теплопроводной пластиной, выравняющей температурное поле. В нижней части также устанавливаются датчики температуры, давления пара, уровня воды, положения верхнего днища. Там же располагаются штуцера выпуска и заправки водой и паром.

Верхнее днище также может быть выполнено в виде краевого торового надутого баллона с натянутым материалом оболочки. В центре верхнего днища устанавливается распределитель с форсунками, распыляющими воду внутри емкости. Без внутреннего супергидрофобного покрытия капли прилипали бы к стенкам, а не скатывались бы вниз к ТЭНу. Снаружи распределитель соединен гибким шлангом с насосом и водяными баками, позволяющим свободно перемещать днищу в вертикальном направлении.

Основные действия при эксплуатации дирижабля

Предполетная подготовка включает разработку подробной программы полета с учетом погодных условий на основном и запасных маршрутах, балансировку при размещении полезного груза, заправку подъемным газом, водой, топливом, проверку всех систем, клапанов и стартового крепления аппарата, противообледенительную обработку и др.

На старте запускаются топливные элементы, приводные электродвигатели, включаются электронагреватели, испаряющие воду в паровых отсеках, моторные гондолы устанавливаются в вертикальное положение. Возможна частичная заправка паром от стационарного парогенератора. Возникающая подъемная сила несколько превышает гравитационное притяжение.

В начале подъема отпускаются удерживающие тросы. Моторные гондолы развивают максимальную мощность. Количество пара вследствие нагрева и вскипания жидкой воды увеличивается, что приводит к росту подъемной силы. Верхнее днище под действием небольшого избыточного давления поднимается и фиксируется на тросе в некотором среднем положении, передавая подъемную силу на килевую ферму. Так как с увеличением высоты подъемная сила падает, то нагреванием увеличивают количество образующегося пара с некоторым повышением положения верхнего днища. Таким образом, осуществляется предложение К.Э. Циолковского [8] о регулировании плавучести переменным объемом аэростата (к сожалению, реализация предложения была прервана его уходом). Дополнительно регулирование плавучести достигается изменением количества подъемного газа (пара). Вода является уникальным веществом, удельный объем газовой и жидкой фаз которого отличается в 1000 раз. Кроме того, коэффициенты теплоотдачи при кипении и капельной конденсации воды на 2–3 порядка выше, чем, например, между стенкой и воздухом. Соответственно, скорость и оперативность

изменения плавучести существенно выше, чем у тепловых воздушных аэростатов с нагревателями.

При достижении расчетной высоты достигается равенство подъемной силы и веса конструкции и полезного груза. При этом нагреватели обеспечивают давление пара несколько превышающее наружное давление, температуру пара чуть меньшую температуры кипения воды при этом давлении, а также компенсацию тепловых потерь. Мотогондолы поворачиваются в горизонтальное направление, разгоняя дирижабль до нужной скорости. Если необходимо снизить высоту (например, для использования энергии попутного ветра, который существенно снижает расход топлива), то через форсунки в центре верхнего днища мелко распыляется вода из водяного бака. Мелкие капли являются центром конденсации и часть пара переходит в жидкую форму, в особенности если пар немного переохлажден. Давление снижается, и под действием наружного давления верхнее днище опускается. Таким образом, уменьшение количества пара вызывает снижение подъемной силы и высоты. Такой способ существенно эффективнее и требует гораздо меньше пространства, чем использование тяжелых компрессоров, надувающих воздухом баллонеты,



занимающие до 25 % объема дирижабля. Надо отметить, что запас воды может быть очень небольшим. При посадке, как описано выше, управляемость снижения путем конденсации пара, а также близкого к вертикальному положению и реверса части двигателей, может быть хорошей, даже при плохих погодных условиях. Непосредственно перед приземлением на необорудованный участок с дирижабля пневматически выстреливаются якоря (гарпуны) с тросами, которые входят глубоко в землю. Аппарат притягивается с помощью их к земле. Если на земле приготовлена притягивающая лебедка, то якоря прицельно выстреливаются в ее район и потом соединяются с лебедкой. Это исключает использование больших площадей и причальных команд. Могут использоваться и другие способы посадки. Ввиду сложности операций, проводимых при посадке, необходимо использовать специальные комплексы, управляющие приземлением с учетом параметров атмосферы, близости к земле, аналогичные используемым при швартовке крупных морских судов. Если предполагается длительная стоянка, то можно выпуском всего пара и частично подъемного дешевого газа – ингибированного водорода – существенно уменьшить парусность корпуса аппарата и не использовать исполинские ангары.

При аварийном падении аппарата у дирижаблей гораздо больше возможностей спасения, чем у самолета. Даже полный отказ всех двигателей не приводит к быстрому падению. Сложенные пневмобалки при снятии экстремальной нагрузки восстанавливают свою форму. Существенно замедлить скорость снижения возможно максимальной генерацией пара, подачей дросселированного топливного водорода в мало поврежденные отсеки, сбросом воды из баков, максимальным режимом не отказавших вертикально повернутых моторов. Вода из баков с подмешиваемыми присадками также может эффективно тушить загоревшиеся моторные гондолы и другие элементы аппарата при установке соответствующего противопожарного оборудования.

Все же, как и у парусных судов, учитывая большую зависимость от атмосферных условий, необходимо более точно знать прогноз погоды, молниевую опасность на маршруте дирижабля и соответственно корректировать возможные пути.

При управлении дирижаблем нужно учитывать и изменять большое количество параметров: высоту, давление и температуру атмосферы, скорость ветра, климатических условий по маршруту, наличие летательных аппаратов в прилегающих районах, параметры газа, пара и воды в емкостях, индивидуальный поворот и обороты многочисленных электродвигателей мотогондол, а также показания датчиков уровня воды, расходомеров топлива, воды, положения регуляторов, показания видеокамер и многое другое. Много операций надо выполнить и при аварийных ситуациях. При посадке сейчас часто одновременно работают два пилота с разными функциями. Поэтому без цифровой системы, автоматически поддерживающей оптимальное функционирование и контроль всех систем дирижабля, не обойтись. Повышенная маневренность по высоте позволяет выбрать слой с попутным ветром и таким образом существенно повысить скорость и снизить энергетические затраты, подобно парусным судам. Такая система также позволяет организовать беспилотное полуавтоматическое дистанционное трехмерное управление дирижаблями (а в перспективе и полностью автоматическое) [9].

Маневренные дирижабли также могут оказать большую помощь водному транспорту в качестве подвижных кранов при разгрузочно-погрузочных работах, в особенности при обработке крупнотоннажных грузов [1], на необорудованных местах побережий рек и морей. Они могут поднимать и переносить грузы даже с фарватера реки. Такие дирижабли также могут использоваться для подсоединения к подвижным танкерам и транспортировки водорода, накопленного на установках для возобновляемого получения электроэнергии и пресной воды из облаков (самого мощного сконцентрированного возобновляемого источника энергии!) [10, 11].

Заключение

Для освоения российских труднодоступных районов рассмотренная конструктивная схема комбинированного пароводяного дирижабля с топливными элементами на водороде и электрическим приводом винтов обеспечивает повышенную маневренность по высоте, экономичность, облегчение пилотажа при посадке, большие возможности спасения при авариях. Использование водорода и электроприводы позволяют организовать экологичную, бесшумную эксплуатацию таких аппаратов. Преимущества таких грузовых и пассажирских дирижаблей возрастают при увеличении размера и грузоподъемности, а также в условиях быстрого прогресса в области разработки новых высокопрочных материалов и изоляций, цифрового полуавтоматического управления аппаратами. ●

Литература

1. Байбиков А.С. Паровые аэростаты как экологичный вид грузового транспорта для труднодоступных районов, лесозаготовок и спортивного воздухоплавания / Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока № 1–2, 2016, С. 66–69.
2. Aspen Aerogels, <http://www.aerogel.com>, 2015.
3. Fluid superthin thermal isolation CORUND, <http://www.nano34.ru>, 2015.
4. Superthin thermal isolation Alfatec, <http://www.alfatec.ru>, 2015.
5. Азатян В.Г., Айвазян Р.Г., Калачев В.И., Мержанов А.Г. Способ предотвращения воспламенения и взрыва водородно-воздушных смесей. Патент RU 2081892С1, МПК С09К 15/04, С10L3/00 приор. 16.05.1994.
6. Байбиков А.С. Электрический паровой аэростат. Патент RU 2508227С1, МПК В64В1/40,1/62, приор. 15.01.2013.
7. Чебак А.Ф., Ульянов А.И. Проблемы хранения и использования водорода. 4, 2007, с. 48.
8. Циолковский К.Э. Собрание сочинений. Москва, АН СССР, 1959, т. III.
9. Пишхопов В.Х., Медведев М.Ю., Сиротенко М.Ю., Носко О.Э., Юрченко А.С. Проектирование систем управления роботизированных воздухоплавательных комплексов на базе дирижаблей. Известия ТРТУ Технические науки. № 20, 2002, С. 1–8.
10. Baybikov A.S. Cloud potential as the biggest source of renewable energy and fresh water. International Journal of Energy for Clean Environment, 15 (2–4), 2014, p. 171–188.
11. Байбиков А.С. Способ и устройство возобновляемого получения электроэнергии и чистой воды, Патент RU 2407914 С1, МПК F03В 13/00, приоритет 18.09.2009.

KEYWORDS: a cargo dirigible, environment protection, ecology, fuel, hydrogen, safety, digital controllers.

РОССИЯ ДОЛЖНА ВНОВЬ ЗАНЯТЬСЯ ПОИСКОМ СВОЕГО ПУТИ

Handelsblatt

Матиас Брюггманн

России нужна новая бизнес-модель, поскольку нынешняя приближается к пределам роста, что вызывает тревогу. Инвестиции продолжают оставаться ниже необходимого уровня. ВВП увеличился лишь в два раза, тогда как в Китае – в пять раз.



Россия имеет самую высокую процентную ставку среди крупных экономик мира и самый высокий уровень инфляции. По мнению экспертов, это тормозит рост российской экономики, и в 2021 году, по оценке Международного валютного фонда, он вновь будет ниже глобального роста, который, как ожидается, составит 6%. России не удалось увеличить свою долю в мировой торговле.

В последние десять лет правления Путина рост экономики составил всего 0,9%, тогда как глобальный показатель находился на уровне почти 3%. В докладе Института народнохозяйственного прогнозирования РАН подчеркивается, что Россия еще больше отстала от развитых стран. Как считают эксперты НИФИ, российская бизнес-модель («Рост экономики на основе нефтегазового и угольного секторов») исчерпала свой ресурс.

Тем не менее российское правительство со своей энергетической стратегией маршрутирует в противоположном направлении по сравнению с международной тенденцией, с движением в направлении климатической нейтральности к 2050 году.

РОССИЙСКАЯ ЭЛИТА НАДЕЕТСЯ, ЧТО САММИТ С БАЙДЕНОМ ДАСТ ТОЛЧОК ВНЕШНИМ СВЯЗЯМ



Генри Фой

Улучшение отношений с Западом стоит в первых строках списка желаний на ежегодном Петербургском форуме. Когда российская политическая и деловая элита собралась на ПМЭФ, она увидела, как мало там западных делегатов и как много участников из стран Азии и Ближнего Востока.

Это стало иллюстрацией того, насколько сильно геополитика изменила международную репутацию России. Когда-то ПМЭФ был местом встречи руководителей американских и европейских компаний, официальных лиц и глав государств.

В последнее время он превратился в барометр ухудшающихся отношений России с Западом, и список высокопоставленных участников форума сокращается.



Байден и Путин встретятся 16 июня в Женеве, и это будут их первые очные переговоры в качестве глав государств. Эту встречу в верхах характеризуют как инструмент «нормализации» отношений между Западом и Москвой.

Приезд делегаций из африканских и ближневосточных стран подчеркивает, что после введения западных санкций за аннексию Крыма в 2014 г. Москва развернулась в сторону востока и юга. Объем двусторонней

торговли с Китаем с 2010 г. почти удвоился и превысил в прошлом году 105 млрд долл. А фирмы из Азии и Ближнего Востока сменили западные компании, став главными инвесторами в российскую нефтегазовую отрасль.



РОССИЯ РАССМАТРИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ ДОЛЛАРОВЫХ НЕФТЯНЫХ КОНТРАКТОВ В ТОМ СЛУЧАЕ, ЕСЛИ США ВВЕДУТ НОВЫЕ САНКЦИИ



Сэм Мередит

3 июня российский вице-премьер А. Новак сказал, что его богатой нефтью и газом стране, возможно, скоро придется отказаться от долларов как валюты расчета для нефтяных контрактов, если администрация президента Джо Байдена продолжит вводить адресные экономические санкции. Это заявление прозвучало вскоре после того, как Россия объявила о своем полном отказе от доллара в структуре Фонда национального благосостояния. Эти шаги Россия предпринимает накануне саммита президента Владимира Путина и его американского коллеги Джо Байдена, который состоится позже в июне.

В октябре 2019 года крупнейшая российская нефтяная компания Роснефть сделала евро основной валютой во всех новых контрактах на реализацию своей продукции на экспорт в попытке защититься от воздействия американских санкций. ●

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РАБОТЫ УЭЦН

в режиме чередования частот

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН В РЕЖИМЕ ЧЕРЕДОВАНИЯ ЧАСТОТ. ПОКАЗАНО, ЧТО НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ УЭЦН В РЕЖИМЕ ЧЧ ДО ДВУХ РАЗ НИЖЕ, ЧЕМ ПРИ РАБОТЕ В ОБЫЧНЫХ КРАТКОВРЕМЕННЫХ ПЕРИОДИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ, А УДЕЛЬНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТОННУ ДОБЫТОЙ ЖИДКОСТИ ДО ТРЕХ РАЗ ВЫШЕ. ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ О ГРАНИЦАХ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО ПРИМЕНЕНИЯ РЕЖИМА ЧЧ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ УЭЦН

THE ANALYSIS OF ESCP WORK IN THE FREQUENCY INTERCHANGE MODE IS PERFORMED. IT IS SHOWN THAT THE RELIABILITY OF ESCP WORK IN THE FI MODE IS UP TO TWO TIMES LOWER THAN DURING THE WORK IN COMMON SHORT-TIME PERIODIC MODES AND THE SPECIFIC ELECTRIC POWER CONSUMPTION PER TON OF PRODUCED LIQUID IS UP TO THREE TIMES MORE. THE RECOMMENDATIONS ON LIMITS OF REASONABLE USE OF THE FI MODE DURING THE OPERATION OF STRIPPED WELLS USING ESCP ARE PROVIDED

Ключевые слова: УЭЦН, малобитные скважины, кратковременный периодический режим, режим чередования частот, удельный расход электроэнергии.

**Видинев
Антон Сергеевич**

руководитель инженерного центра Schlumberger, подразделение механизированной добычи

**Никифоров
Олег Владимирович**

руководитель инженерной службы, Schlumberger, подразделение механизированной добычи

Режим чередования частот (ЧЧ), или как его еще называют условно-постоянный режим (УПР), является относительно новой разновидностью кратковременного периодического режима работы УЭЦН в скважине, при котором чередуются периоды откачки жидкости с периодами ее накопления в затрубном пространстве.

Главное отличие данного режима от других периодических режимов работы УЭЦН заключается

в том, что процесс накопления жидкости в затрубном пространстве происходит без выключения УЭЦН: происходит лишь снижение рабочей частоты до значения, при котором расход жидкости на поверхности пропадает, а насос имитирует роль обратного клапана, не давая жидкости слиться из НКТ (рисунок 1).

В большинстве случаев режим ЧЧ является вынужденным режимом работы УЭЦН и используется только в малобитных скважинах, в которых притока флюида из пласта к скважине недостаточно для работы УЭЦН в постоянном режиме, а работа в обычных кратковременных периодических режимах по времени (КПР), таких как КЭС или ПКВ, невозможна по причине негерметичности или отсутствия обратных клапанов в подвеске НКТ.

Базовым режимом работы УЭЦН в таких условиях является режим автоматических повторных включений (АПВ) с чередованием периодов откачки (длительностью 30–60 минут) и периодов накопления (длительностью 1–2 часа для ожидания слива жидкости из НКТ и окончания турбинного вращения). Однако при работе УЭЦН в режиме АПВ, за счет

продолжительного слива жидкости из НКТ при остановках, суточный дебит скважины, как правило, оказывается значительно меньше, чем при работе УЭЦН в режиме КПР с обратными клапанами. В целях предотвращения длительного слива жидкости из НКТ при негерметичных или отсутствующих обратных клапанах и повышения суточного дебита скважины, технологи добывающих компаний вынужденно прибегают к режиму ЧЧ.

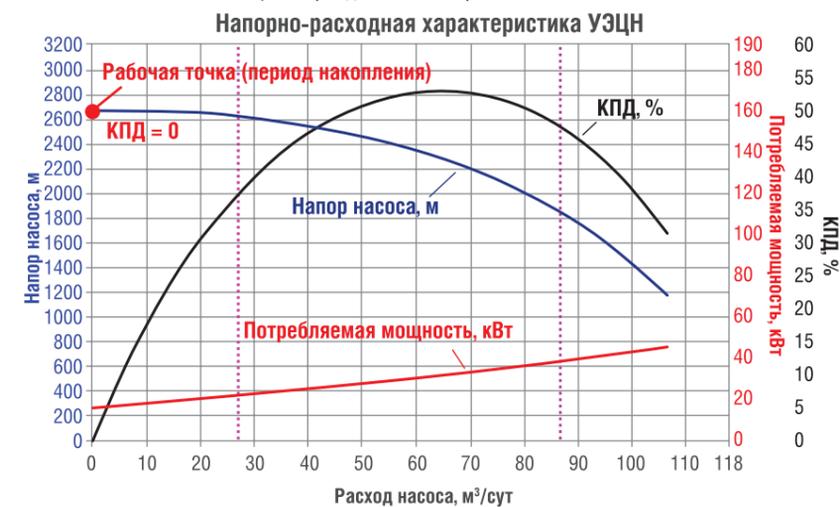
Однако в последнее время наметилась тенденция использования добывающими компаниями данного режима не только вынужденно, но и в плановом порядке. Связано это в первую очередь с месторождениями, осложненными сероводородной коррозией, когда включение в подвеску НКТ обратных клапанов приводит к увеличению риска негерметичности лифта НКТ вследствие их коррозионного промыва.

Данная статья описывает влияние режима чередования частот на надежность системы УЭЦН, а также демонстрирует рекомендуемые границы целесообразности его применимости.

Как видно из рисунка 1, рабочая загрузка ПЭД в период накопления не превышает 25 %, что соответствует работе УЭЦН без расхода жидкости. А принимая во внимание тот факт, что период накопления в 1,5–2 раза превышает период откачки, получается, что большую часть времени УЭЦН работает в режиме отсутствия расхода жидкости.

При работе УЭЦН в режиме отсутствия расхода жидкости рабочая точка насоса находится за левой границей рекомендуемого рабочего диапазона напорно-

РИС. 2. Рабочая точка УЭЦН в период накопления режима ЧЧ



расходной характеристики (НРХ), при этом насосом создается напор близкий к максимальному для выбранной частоты вращения, но перекачка жидкости не осуществляется, соответственно вся производимая насосом энергия преобразуется в тепло, т.к. его КПД в этот момент равен 0 (рисунок 2).

Как показывает практика, при продолжительной работе УЭЦН без расхода, насос может нагреваться до 200 °С и более, что приводит к перегреву его рабочих органов, а также к охрупчиванию и ускоренному износу опорных шайб рабочих колес. Критический износ опорных шайб, в свою очередь, приводит к дальнейшему ускоренному износу рабочих ступеней насоса и еще большему росту температуры.

Кроме того, высокий нагрев насоса приводит к интенсификации процесса образования солей в насосе, потере эластичности эластомеров всех узлов УЭЦН, а также перегреву кабельного

удливателя, прилегающего к телу насоса, что может привести к преждевременному отказу УЭЦН (рисунок 3).

Опасность режима чередования частот заключается еще и в том, что на практике не удается отследить фактический нагрев насоса по показаниям стандартной погружной термометрической системы, поскольку термопара стандартного датчика ТМС установлена в основании погружного двигателя и она просто не в состоянии зафиксировать температурные изменения, происходящие в насосной секции, расположенной на расстоянии 10–15 метров выше ПЭД. Отследить фактический нагрев насоса возможно с использованием специального выносного модуля, закрепленного на голове насосной секции и соединенного с основным блоком ТМС сигнальной трубкой, однако датчики такого исполнения значительно дороже, сложнее в монтаже и редко используются на практике.

РИС. 1. Работа УЭЦН в режиме ЧЧ

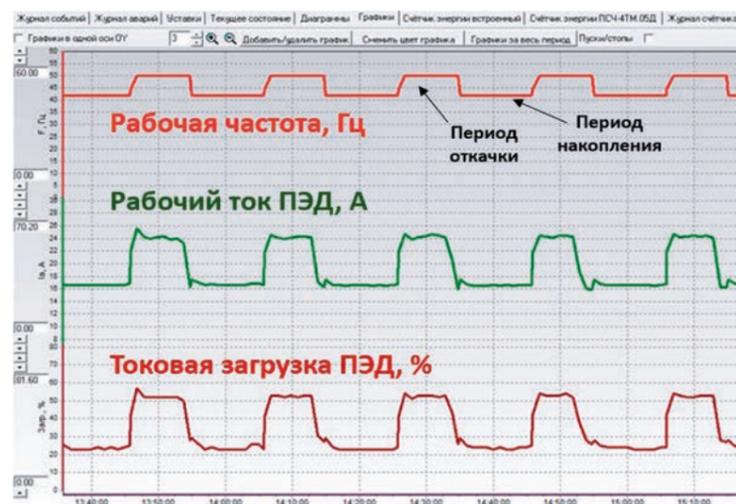
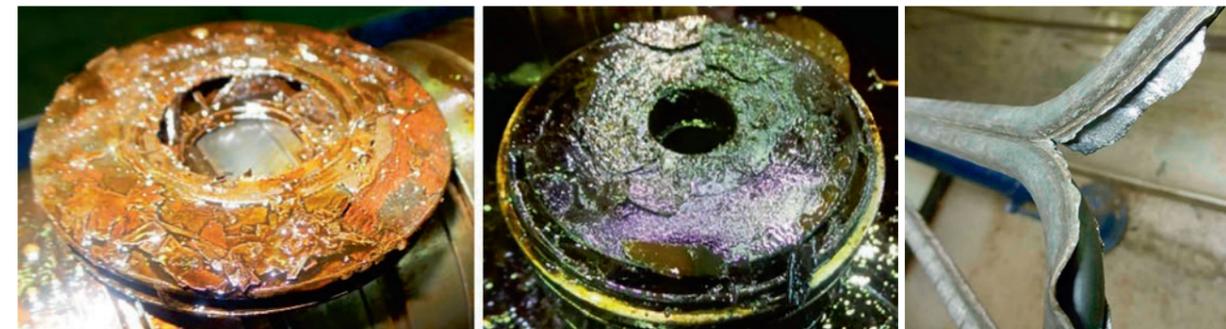


РИС. 3. Состояние рабочих колес и кабельного удлинителя УЭЦН, работавшего в режиме ЧЧ (ННО 158 суток)



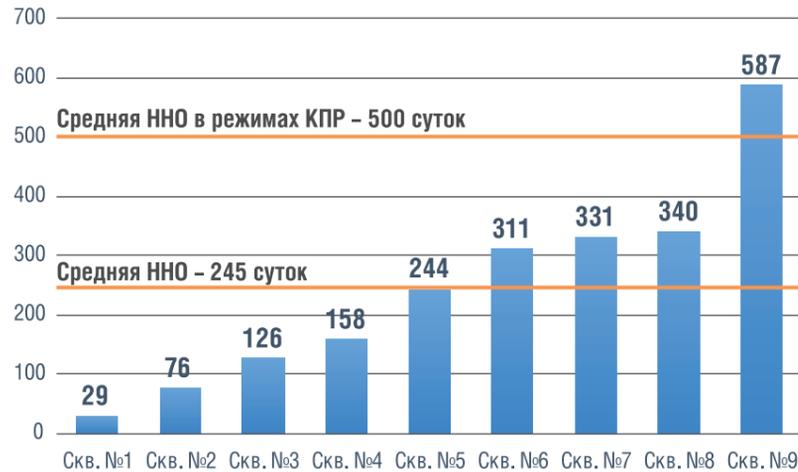
Указанные факты с высокой долей вероятности могут привести к преждевременному выходу из строя УЭЦН, либо значительно сократить время его безотказной работы в скважине. Так, было проанализировано состояние 9 отказавших УЭЦН, работавших в режиме чередования частот на различных месторождениях. Средняя наработка на отказ отказавших УЭЦН составила 245 суток, при этом только один из рассматриваемых УЭЦН отработал гарантийный срок в 365 суток (рисунок 4).

При этом, по результатам комиссионных разборов данных УЭЦН, во всех 9-ти случаях выявлен перегрев рабочих органов насоса, выраженный в охрупчивании опорных шайб рабочих колес и потере эластичности резино-технических изделий. В 4-х случаях наблюдался сильный износ рабочих ступеней вплоть до разрушения, а в 3-х случаях перегрев привел к образованию солеотложений на рабочих органах насосных секций.

Статистические данные с различных нефтяных месторождений России показывают, что средняя наработка на отказ УЭЦН, работающих в режимах КПР, составляет примерно 500 суток и выше. Таким образом, можно сделать вывод, что работа УЭЦН в режиме чередования частот более чем в два раза снижает среднюю наработку УЭЦН на отказ по сравнению с режимами КПР, такими как КЭС и ПКВ.

Еще одним негативным фактором режима ЧЧ является тот факт, что в период накопления жидкости из пласта УЭЦН не выключается

РИС. 4. ННО отказавших УЭЦН, работавших в режиме ЧЧ

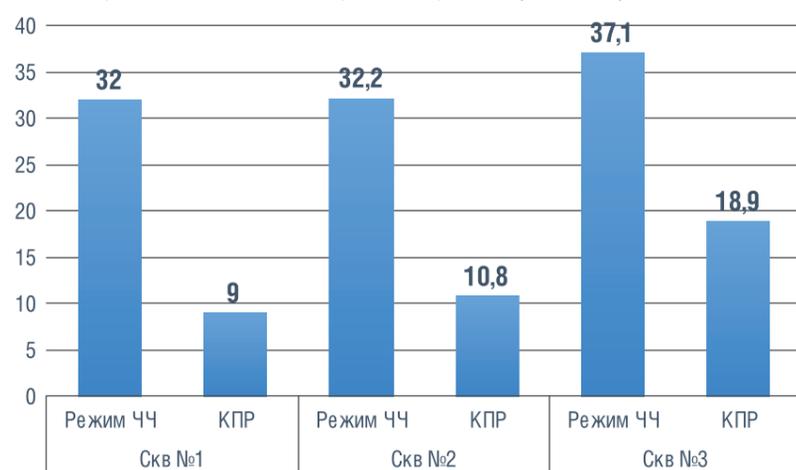


и продолжает потреблять электроэнергию. Поэтому при работе УЭЦН в ЧЧ удельный расход электроэнергии (УРЭ) на тонну добытой жидкости значительно (иногда в несколько раз) выше, чем при работе в КПР, когда УЭЦН на период накопления останавливается.

В трех из рассмотренных выше скважин, следующий за отказавшим УЭЦН работал в режиме КПР, что дает возможность провести сравнение показателей удельного расхода электроэнергии в данных режимах (рисунок 5).

Как видно из графика, показатель УРЭ на тонну добытой жидкости в режиме ЧЧ в 2–3 раза превышает УРЭ в режиме КПР, при этом суточная добыча жидкости по приведенным скважинам в обоих режимах работы УЭЦН примерно одинакова.

РИС. 5. Сравнение показателя УРЭ в различных режимах (кВт·ч/т/сут.)



Заключение

Полученные данные показывают, что эксплуатация УЭЦН в режиме чередования частот более чем в два раза снижает время безотказной работы УЭЦН и в 2–3 раза увеличивает расход электроэнергии на тот же объем добытой жидкости по сравнению с режимами КПР.

Таким образом, можно сделать вывод, что более предпочтительным методом является эксплуатация УЭЦН в режиме КПР с использованием в составе компоновки обратных клапанов, предотвращающих слив жидкости из НКТ при периодических отключениях оборудования. При наличии в добываемом флюиде коррозионно-активных компонентов, могут использоваться обратные клапаны из коррозионноустойчивых материалов.

Говоря о целесообразности применения режима ЧЧ, автор рекомендует использовать данный режим только в качестве альтернативы режиму АПВ в случае негерметичности обратных клапанов с целью недопущения снижения суточного дебита скважины из-за долгого ожидания окончания турбинного вращения насоса, связанного со сливом жидкости из НКТ при остановках УЭЦН. При этом следует помнить, что время безотказной работы УЭЦН, вероятнее всего, значительно сократится, а расход электроэнергии значительно возрастет.

KEYWORDS: ESP, low-yield wells, short-term periodic mode, frequency alternation mode, specific power consumption.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 июля

Всероссийский форум по проектному управлению

PROJECT MANAGEMENT FORUM 2021

Москва

ИЮЛЬ

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

7–8 июля

5-й юбилейный международный инвестиционный форум и выставка

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток

8 июля

Конференция ИТ-профессионалов

X-Com 2021

Калининград

14–15 июля

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ 2021

Россия, Саратов

26–28 июля

Конференция SPE/AAPG/SEG UNCONVENTIONAL RESOURCES TECHNOLOGY CONFERENCE (URTEC)

г. Хьюстон, США



Neftegaz.RU

ГАЗ В ПЛАСТ!

Почему рациональное использование газа стало принципиальным условием эффективной добычи нефти на Мессояхе?
Как раньше использовали попутный газ на самом северном материковом нефтепромысле России?
Какая работа была проделана для реализации уникального газового проекта на Мессояхской группе месторождений?
Обо всем этом расскажет мультимедийный проект «Газ в пласт! Зеленые технологии для голубого топлива».

MESSOYANA.NEFTEGAZ.RU



СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ FAFNIR для нефтебаз и АЗС

КОМПАНИЯ FAFNIR GMBH, ШТАБ-КВАРТИРА КОТОРОЙ РАСПОЛОЖЕНА В ГАМБУРГЕ, ГЕРМАНИЯ, С 1965 ГОДА РАЗРАБАТЫВАЕТ И ПРОИЗВОДИТ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ (МАССЫ, УРОВНЯ, ПЛОТНОСТИ, ТЕМПЕРАТУРЫ) И УСТРОЙСТВА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПЕРЕЛИВА ДЛЯ ВСЕХ ТИПОВ ЖИДКОСТЕЙ. КАКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ДАЕТ ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДУКЦИИ FAFNIR НА СОВРЕМЕННЫХ АЗС И НЕФТЕБАЗАХ?

FAFNIR GMBH, THE HEADQUARTERS OF WHICH IS LOCATED IN HAMBURG, GERMANY, HAS BEEN DEVELOPING AND MANUFACTURING THE SYSTEM OF PARAMETER (MASS, LEVEL, DENSITY AND TEMPERATURE) MEASUREMENT AND DEVICES PREVENTING THE OVERFLOW FOR ALL TYPES OF LIQUIDS. WHICH ADVANTAGES ARE PROVIDED TO MODERN FUEL FILLING STATIONS AND OIL BASES BY USING FAFNIR PRODUCTS?

Ключевые слова: нефтепродукты, измерительные системы, логистика на АЗС, нефтебаза, мониторинг.

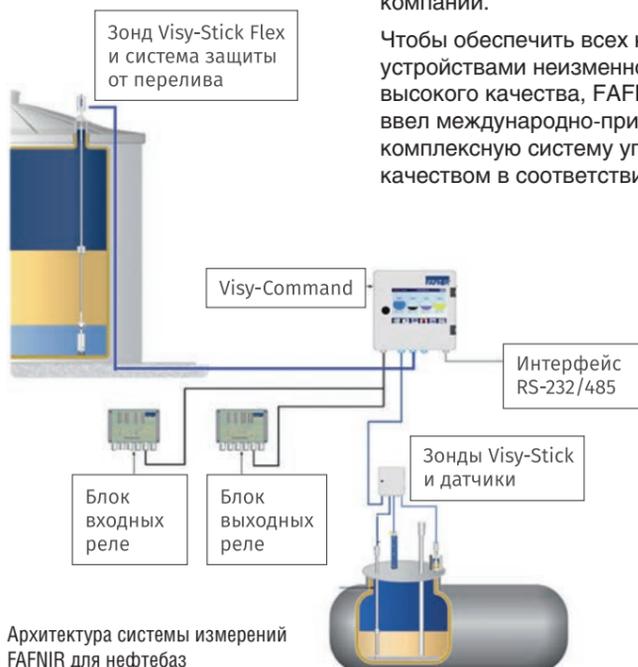
Островский Владислав Геннадьевич
менеджер по развитию бизнеса

В основе бизнеса FAFNIR лежат оптимизация управления процессами, повышение рентабельности, а также защита людей и окружающей среды. Тесные и доверительные отношения с заказчиками являются ключевым фактором в практико-ориентированной реализации инновационных идей и функциональности продукции компании.

Чтобы обеспечить всех клиентов устройствами неизменно высокого качества, FAFNIR ввел международно-признанную комплексную систему управления качеством в соответствии с ISO 9001

(EN 29001). Опыт компании в разработке и производстве взрывозащищенного оборудования сертифицирован независимым органом. Вся продукция соответствует строгим требованиям качества FAFNIR и отвечает российским и международным стандартам. Предприятие имеет все необходимые сертификаты, разрешающие использование оборудования на рынках России и СНГ.

В системе измерений FAFNIR VISY-X применен магнитострикционный принцип измерения, который, благодаря поддержке ряда датчиков, обеспечивает предоставление информации о параметрах нефтепродуктов в резервуаре. Модульная архитектура делает систему идеальной для использования в управлении топливными запасами резервуаров, применяемых в любой области промышленности, где производится хранение нефтепродуктов, от автозаправочных станций до складов горючего и нефтебаз. Система VISY-X подходит как для подземных, так и для наземных резервуаров. VISY-X повышает экономическую эффективность, оптимизирует логистику на заправочных станциях, а также



Архитектура системы измерений FAFNIR для нефтебаз



УДК 621.317

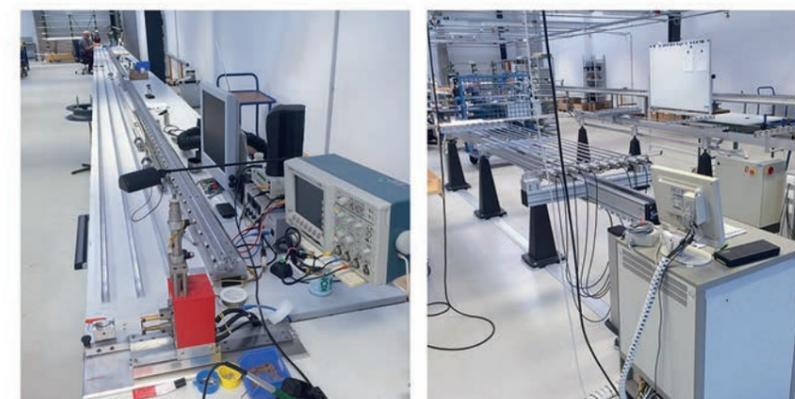
способствует повышению уровня безопасности на производственном объекте, что, безусловно, положительным образом сказывается на благополучии людей и окружающей среде.

Функция обнаружения воды и измерения плотности вносит дополнительный важный вклад в обеспечение качества измерений. Система производит мониторинг всех параметров продукта и утечек в режиме реального времени. Поддержка удаленной передачи данных делает ее высококачественным инструментом управления ресурсами.

Система Visy-X:

- непрерывно отображает параметры нефтепродуктов в резервуаре (масса, уровень продукта, объем, плотность, температура)
- считывает уровень подтоварной воды
- осуществляет мониторинг аварийных сигналов (предусмотрена сигнализация переполнения)
- мониторит объем поставки
- Все части системы изготовлены из высококачественной нержавеющей стали.
- Простая и экономичная установка и настройка

Одна система VISY-X включает от 1 до 16 измерительных зондов жесткого типа Visy-Stick или гибкого типа Visy-Stick Flex, а также блок управления (контроллер) VISY-Command.



Систему можно дополнительно расширить с помощью широкого набора аппаратных и программных компонентов (например, датчиков мониторинга окружающей среды, интерфейсов ввода-вывода). Блок управления VISY-Command содержит источник питания для датчиков VISY-Stick и поддерживает множество встроенных протоколов.

Также имеется обширный выбор способов подключения к ПК, дисплею, модему, системам сигнализации и т. д.



Система дистанционного доступа Secon-X

FAFNIR имеет в своей линейке продукции систему SECON-X. Это универсальная платформа дистанционного сбора данных с АЗС и нефтебаз, и возможностью удаленного доступа через веб-интерфейс. При использовании любого устройства с доступом

в Интернет, включая смартфоны и планшетные компьютеры, данные в реальном времени всегда доступны. Интуитивно понятный графический пользовательский интерфейс SECON-X представляет легкое визуальное представление станции или группы станций, позволяющее отслеживать состояние топливных остатков. Доступ к контенту можно получить через местоположение объекта, используя графическую карту с индикаторами местоположения. Программное обеспечение SECON-X обеспечивает полную видимость топливных запасов в любое время в любом месте посредством безопасного доступа через VPN.

Пожалуйста, обращайтесь к нам за более детальной информацией! ●

KEYWORDS: petroleum products, measuring systems, logistics at gas stations, tank farms, monitoring.



+7 495 785 0999 доб. 055,
+7 910 4708800, cis@fafnir.com
www.fafnir.com

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСАМИ ПРИ РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К ОБНОВЛЕНИЮ ОБЩЕСТРОИТЕЛЬНЫХ И РЕМОНТНО-СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ. УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМОВ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ДИКТУЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ АНАЛИЗА УПРАВЛЕНИЯ ИХ РЕСУРСНЫМ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТОВ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ. РАССМОТРЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ И ПРИНЦИПЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ РЕМОНТНЫХ ПОТОКОВ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЙ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ. ОТМЕЧЕНО, ЧТО СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОГО СОСТАВА МАШИН И МЕХАНИЗМОВ ОПИРАЮТСЯ НА ФАКТОРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ОБНОВЛЕНИЯ, ТОГДА КАК ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ДО СИХ ПОР ОСТАЮТСЯ МАЛОИЗУЧЕННЫМИ. АКТУАЛЬНОСТЬ ДАННОЙ СТАТЬИ ОБУСЛОВЛЕНА НЕОБХОДИМОСТЬЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ НЕОБХОДИМОГО СОСТАВА ПАРКА МАШИН ДЛЯ РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ. ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА – ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТНЫХ РЕМОНТНЫХ ПОТОКОВ С МИНИМАЛЬНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. АВТОРЫ ПРИМЕНЯЮТ МЕТОД АНАЛИЗА СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕОБХОДИМОГО СОСТАВА ПАРКА МАШИН ПРИ РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ. А ТАКЖЕ ОТМЕЧАЮТ, ЧТО В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОТСУТСТВУЕТ МЕТОДИКА ОБНОВЛЕНИЯ ПАРКА МАШИН, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ РЕШАТЬ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ С УЧЕТОМ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

THE ARTICLE EXAMINES THE EXISTING APPROACHES TO THE RENOVATION OF GENERAL CONSTRUCTION AND REPAIR AND CONSTRUCTION MACHINES AND MECHANISMS USED FOR THE REPAIR OF HYDROCARBON PRODUCTION AND TRANSPORTATION FACILITIES. THE INCREASE IN THE VOLUME OF REPAIR WORK DICTATES THE NEED TO DEVELOP EXPERT SYSTEMS FOR ANALYZING THE MANAGEMENT OF THEIR RESOURCE PROVISION DURING THE CONSTRUCTION AND REPAIR OF HYDROCARBON PRODUCTION AND TRANSPORTATION FACILITIES BY IMPROVING METHODS FOR CALCULATING ORGANIZATIONAL PARAMETERS. THE ORGANIZATIONAL PROCESSES AND PRINCIPLES OF TECHNICAL EQUIPMENT OF REPAIR FLOWS IN THE CONDITIONS OF MARKET CONDITIONS OF MANAGEMENT ARE CONSIDERED. IT IS NOTED THAT THE EXISTING METHODS FOR DETERMINING THE REQUIRED COMPOSITION OF MACHINES AND MECHANISMS ARE BASED ON THE FACTORS OF ECONOMIC FEASIBILITY OF RENEWAL, WHILE THE ISSUES OF ENVIRONMENTAL JUSTIFICATION ARE STILL POORLY UNDERSTOOD. THE RELEVANCE OF THIS ARTICLE IS DUE TO THE NEED FOR ENVIRONMENTAL SUBSTANTIATION OF ORGANIZATIONAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN THE FORMATION OF THE NECESSARY COMPOSITION OF THE FLEET OF VEHICLES FOR THE REPAIR OF HYDROCARBON PRODUCTION AND TRANSPORTATION FACILITIES. GOALS AND OBJECTIVES – TO ENSURE THE RELIABLE OPERATION OF LINEAR FACILITY REPAIR FLOWS WITH MINIMAL IMPACT ON THE ENVIRONMENT. METHOD – ANALYSIS OF EXISTING APPROACHES TO ENSURING THE REQUIRED COMPOSITION OF THE FLEET OF VEHICLES DURING THE REPAIR OF HYDROCARBON PRODUCTION AND TRANSPORTATION FACILITIES. IT IS NOTED THAT AT PRESENT THERE IS NO METHOD FOR UPDATING THE FLEET OF VEHICLES, WHICH ALLOWS SOLVING ORGANIZATIONAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES OF REPAIRING HYDROCARBON PRODUCTION AND TRANSPORTATION FACILITIES, TAKING INTO ACCOUNT ENVIRONMENTAL PARAMETERS

Ключевые слова: управление ресурсами, ремонт, объекты добычи и транспорта углеводородов, экспертные системы, проектирование ресурсного обеспечения, парк машин и механизмов.

Гладков Илья Вячеславович
 ассистент кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», к.т.н.

В настоящее время в трубопроводном строительстве и ремонте объектов добычи и транспорта углеводородов функционируют несколько типов организаций, эксплуатирующих парки машин и механизмов (технологических ресурсов) [1–3]: лизинговые компании, тресты механизации, управления

механизации в составе трестов, передвижные механизированные колонны, комплексные трубопроводные потоки, комплексные ремонтно-строительные потоки, другие производственные организации, имеющие средства механизации на собственном балансе.

УДК 502.69.059.25.621.643.053

Создание частных структур привело к перераспределению прав собственности на основные средства механизации в строительстве и эксплуатации объектов добычи и транспорта углеводородов. В результате 75% общего парка машин

к дальнейшему увеличению числа машин с истекшим сроком службы, что значительно сокращает их фактическую выработку и увеличивает эксплуатационные расходы. Это требует разработки экспертных систем анализа управления ресурсным

углеводородов, включают затраты не только на приобретение машин, но и на их техническое перевооружение, формирование оборотных средств предприятий.

В настоящее время вопросы оснащения строительных организаций машинами и механизмами достаточно изучены. Следует выделить исследования, которые связаны с: прогнозированием номенклатуры парков строительных машин и механизмов; совершенствованием методов использования машин; оптимизацией вариантов механизации.

Существенным недостатком всех теоретических разработок по механизации общестроительных работ можно считать то, что они не учитывали специфику и сложность сооружения строящихся объектов: рассматривались как достаточно простые, а традиционные методы расчета были детерминированы и статичны. В этих условиях

Степень обновления парка строительных машин снизилась до 1,5–2,0% в год при ранее существовавшей норме 8–12%

находятся в частных и совместных организациях. Если раньше машинные парки комплектовались в условиях централизованной системы поставок новой техники и списания изношенных машин по годовым планам с учетом выполнения директивных норм выработки, то сегодня эти процессы стихийны из-за изменения функций государственного регулирования и контроля в области единой технической политики.

Парк машин морально и физически стареет. Степень обновления парка строительных машин снизилась до 1,5–2,0% в год при ранее существовавшей норме 8–12%. Удельный вес затрат на ремонт и техническое обслуживание машин и механизмов достигает нередко 40% всей совокупности эксплуатационных расходов [4–7]. Недостаточные темпы обновления парка машин будут приводить

обеспечением при строительстве и ремонте объектов добычи и транспорта углеводородов [8–10] на основе расчета коэффициентов равномерной поставки и равномерного списания машин и механизмов.

Капитальные вложения, требуемые для поддержания и развития механизации ремонта объектов добычи и транспорта

Удельный вес затрат на ремонт и техническое обслуживание парка машин может достигать 40% всей совокупности эксплуатационных расходов



нельзя было использовать один из главных принципов оптимизации – вариантность решений, которая возможна лишь в экспертных системах управления ресурсами.

Решение основных задач по формированию машинных парков строительных организаций связано с определением потребности в машинах. При этом устанавливается способность парка выполнить заданные объемы строительно-монтажных работ и определяется объем производства и поставки машин строительным организациям.

Формирование машинных парков строительных организации состоит в определении их рациональной структуры и состава.

С учетом непрерывности формирования оптимального является машинный парк, обеспечивающий комплексно-механизированный ремонт в установленные сроки с минимальными затратами материальных и трудовых ресурсов.

В основу исследования может быть положен оптимизационный метод расчета, позволяющий целенаправленно выбирать наилучший вариант без сопоставления всего множества возможных решений. Выбор такого варианта заключается в поиске экстремального значения целевой функции при заданных условиях и ограничениях – ресурсных, технических, технологических и организационных.

Оптимальный машинный парк должен обеспечивать рациональные комплекты машин для отдельных видов работ по сооружению и ремонту объектов добычи и транспорта углеводородов комплексно-механизированным способом. Для этого парк машин необходимо пополнять не отдельными случайными

единицами техники, а комплектами машин, взаимовязанных по производительности и другим основным параметрам.

Формирование состава машинного парка является непрерывным процессом, так как предполагает постоянный учет изменения величины и структуры объемов выполняемых работ, территориального размещения строящихся и ремонтирующихся объектов добычи и транспорта углеводородов, объемов выбытия устаревшей техники, возможности модернизации применяемых машин, появления новой технологии и организации строительства.

Недостаток методов формирования парка машин в том, что они основываются на сложившейся структуре и составе, не обеспечивая экономически приемлемых вариантов формирования парка, требуют исполнителей высокой квалификации, но ориентируются на специалистов, выполняющих расчеты

В настоящее время имеется целый ряд методов формирования парка машин для сооружения и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов. Их недостаток лишь в том, что они основываются на сложившихся структуре и составе парка машин, не обеспечивая экономически годных вариантов его формирования, трудоемкости, требуют исполнителей высокой квалификации, а ориентируются лишь на интуицию и опыт специалистов, выполняющих

расчеты. Не высказывая претензии к существу принципов, заложенных в перечисленных работах, можно отметить: методы формирования оптимального парка специальных машин для сооружения и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов не могут быть получены без развития и дальнейшего совершенствования рассмотренных разработок.

Современные методы определения потребности в машинах на уровне потоков отдельных видов работ позволяют сформировать оптимальный парк машин для комплексных потоков сооружения и ремонта одного объекта добычи

и транспорта углеводородов или нескольких объектов с учетом заданного темпа.

В основе различных методов определения потребности в машинах лежит выражение:

$$M_{ij} = Q_i \cdot Y_{ij} / (100 \cdot V_{ij}), \quad (1)$$

где M_{ij} [м³ – емкости, т – грузоподъемности, л.с. – мощности и т.д.] – среднегодовое количество машин j -го типа,

необходимое для выполнения i -го объема работ, выраженное в штуках или в единицах измерения главного параметра; Q_i [м³, т, м²] – физический объем данного i -го вида работ в натуральном выражении; Y_{ij} [%] – удельный вес объемов работ i -того вида, выполняемых j -тыми машинами; Y_{ij} – годовая выработка (производительность) машин j -го типа в физических объемах на одну машину или единицу главного параметра.

Этот метод расчета является приближенным, поскольку результаты зависят от того, насколько правильно сформирован существующий парк.

Есть двухэтапный метод расчета потребности в машинах с учетом нормативной их выработки и времени работы на объекте. На предварительном этапе определяется потребность в основных (ведущих) машинах без учета сроков выполнения планируемых работ и организационных и технологических взаимосвязей. Второй этап состоит в уточнении потребности в ведущих машинах с учетом сроков выполнения работ, для чего составляются календарные графики работ и использования машин, а на их основе – взаимообусловленные многоцелевые модели, определяющие необходимую технику с учетом перебазирования машин с объекта на объект.

Такой метод получил название метода «прямого счета». Он дает возможность на основе графиков строительства определять структуру парка машин строительных организаций для выполнения эффективными методами работ, планируемых на год. Область его применения ограничена кругом задач распределения машин по объектам.

Балансовый метод используется для согласования и увязки плановых показателей и нормативов, применяемых при расчетах потребности для строительства большой номенклатуры разнородных объектов.

Таким образом, анализ известных методов формирования парков машин выявил ограниченные возможности их применения для сооружения и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов, а именно,

проведение укрупненных расчетов в ориентировочной потребности в машинах на программу неоднородной структуры работ. При этом точность результатов расчета значительно снижается из-за недоучета воздействия случайных факторов на работу машин и их комплектов.

Известен метод расчета потенциальной мощности строительно-монтажной организации, в результате которого определяется средний показатель мощности, когда половина ресурсов будет в избытке, а другая половина – в дефиците.

Данный метод рекомендуется для технологического моделирования специализированных строительно-монтажных организаций с несбалансированными ресурсами.

Общие принципы синхронизации технологических потоков – реализация метода сближения частных потоков. Однако, следует выделить вопросы математического моделирования количественного состава производственных комплексов.

При сооружении и ремонте объектов добычи и транспорта углеводородов показатели уровня механизации работ и труда не позволяют объективно оценить технический уровень производства. При этом стоимостные показатели для оценки развития механизации непригодны ввиду значительного влияния фактора ценообразования.

Методы интерполяции, используемые в практике краткосрочного прогнозирования годовой производительности общестроительных комплексов, учитывают в основном факторы совершенствования технологии, организации управления и планирования строительно-монтажных работ.

В практике комплексной механизации сооружения и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов вопросы формирования, использования и развития парка машин органически связаны между собой. Между тем теоретические разработки по этим основным направлениям проводились локально.

Ни в одной из отраслей строительного производства основные направления комплексной механизации не были обобщены и исследованы с современных

позиций анализа систем. И в этом главное отставание теории от практики комплексной механизации, которую можно реализовать внедрением экспертных систем анализа управления ресурсным обеспечением при строительстве и ремонте объектов добычи и транспорта углеводородов. ●

Литература

1. Фомина В.В. Краткий обзор способов обновления и эксплуатации машин и механизмов для капитального ремонта магистральных трубопроводов / В.В. Фомина. В сборнике: Научные исследования высшей школы в области строительства и архитектуры. – Уфа: Азтерна, 2018, с. 117–121.
2. Абрамян С.Г. Экологическая обоснованность обеспечения необходимого состава парка машин при капитальном ремонте линейной части магистрального трубопровода / С.Г. Абрамян, В.В. Фомина. – Транспортные сооружения. – 2017. – Т. 4. – № 4. – С. 9.
3. Ахмедов А.М. Механизм для определения положения подземного магистрального трубопровода и нанесения разметки для закрепления его на местности / А.М. Ахмедов. – Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 4. – С. 57–62.
4. Велиюлин И.И. Определение оптимального срока вывода газопроводов в капитальный ремонт / И.И. Велиюлин. – Территория Нефтегаз. – 2020. – № 9–10. – С. 46–51.
5. Велиюлин И.И. Оптимизация ремонтных работ на газопроводах, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / И.И. Велиюлин, В.И. Горюниченко. – Газовая промышленность. – 2017. – № 3 (749). – С. 80–84.
6. Басиев К.Д., Дзюцев Т.М., Дзюев К.М. Стресс-коррозионные процессы в металле магистральных газопроводов / К.Д. Басиев, Т.М. Дзюцев, К.М. Дзюев. – Газовая промышленность. – 2019. – № 5 (784). – С. 70–75.
7. Велиюлин И.И. Анализ статистических данных критических размеров дефектов труб, ставших причиной разрушения газопроводов / И.И. Велиюлин, В.И. Горюниченко. – Территория Нефтегаз. – 2020. – № 3–4. – С. 80–85.
8. Шарафутдинов Д.К. Электронная информационно-справочная система по организации и обеспечению безопасности погрузочно-разгрузочных работ грузоподъемными кранами при строительстве и ремонте объектов магистральных трубопроводов / Д.К. Шарафутдинов, М.Н. Бадрутдинов. – Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2018. – № 6. – С. 160–178.
9. Настека В.В. Система пооперационного контроля за ходом капитального ремонта как инновационный инструмент повышения качества работ на объектах ПАО «Газпром» / В.В. Настека, П.А. Колотовский, М.Ю. Кисляков, В.А. Плещняев, К.Н. Жучков, Н.А. Николаева, Г.В. Щетинин. – Газовая промышленность. – 2018. – № S3 (773). – С. 104–112.
10. Шарафутдинов Д.К. Особенности разработки технологических карт на строительство и ремонт магистральных и промысловых газопроводов с использованием программ трехмерного моделирования / Д.К. Шарафутдинов, М.Н. Бадрутдинов. – Газовая промышленность. – 2019. – № 5 (784). – С. 58–69.

KEYWORDS: resource management; repairs, objects of production and transportation of hydrocarbons, expert systems, resource provision design, park of machines and mechanisms.

3D-ПЕЧАТЬ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ

Особенности применения электродуговой наплавки

В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОДУГОВОЙ НАПЛАВКИ ДЛЯ 3D-ПЕЧАТИ, ОПИСАНЫ ОСНОВНЫЕ СТАДИИ ПЕЧАТИ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ДЛЯ ЭТОГО ОБОРУДОВАНИЕ, А ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НАПЕЧАТАННОГО МЕТАЛЛА СОВМЕСТНО С ЭКОНОМИЧЕСКИМИ АСПЕКТАМИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

THIS PAPER PRESENTS PECULIARITIES OF WIRE ARC DEPOSITION USE FOR 3D METAL PRINTING. IN PARTICULAR PRINTING STAGES ARE DESCRIBED TOGETHER WITH NEEDED EQUIPMENT. MECHANICAL PROPERTIES AND ECONOMICAL FEATURES ARE ALSO PRESENTED

Ключевые слова: электродуговая наплавка, аддитивные технологии, 3D печать, промышленные роботы.

Панченко Олег Владиславович

заведующий лабораторией легких материалов и конструкций

Курушкин Дмитрий Вячеславович

инженер лабораторией легких материалов и конструкций

Мушников Игорь Вячеславович

инженер лабораторией легких материалов и конструкций

Панченко Евгений Владиславович

студент высшей школы физики и технологии материалов

Попович Анатолий Анатольевич

директор, профессор, д.т.н.

Институт машиностроения материалов и транспорта Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

В современном мире все больше и больше находится применение для аддитивных технологий. Для этого есть целый ряд причин, ключевыми из которых являются возможности изготовления конструкций, которые классическими способами изготовить было невозможно, также одним из важных факторов является сокращение времени вывода продукта-конструкции на рынок за счет возможности быстрого производства, немаловажным также является факт получения уникальных свойств конструкции за счет применения нового принципа производства.

В настоящей работе внимание будет уделено аддитивным технологиям для производства металлоконструкций и, в частности, экономическим особенностям производства металлоконструкций по технологии электродугового выращивания (электродуговой наплавки), поскольку среди прочих аддитивных технологий этот процесс 3D-печати наиболее новый и только только начинает распространяться по всему земному шару и в Российской Федерации. В иностранной литературе процесс, описываемый в настоящей статье, часто обозначается аббревиатурой WAAM – wire arc additive manufacturing.

Процесс выращивания деталей

В большинстве случаев для выращивания применяются специализированные комплексы на базе 6 осевых промышленных роботов и сварочных источников питания, в которых для плавления проволоки при печати используется либо электрическая дуга, либо плазма. Общая схема процесса представлена на рис. 1.

Настоящий процесс применяется для печати достаточно крупных объектов, в качестве примера следует привести мост, напечатанный в Нидерландах (рис. 2) [1].

В Российской Федерации данная технология применяется для печати машиностроительных деталей из различных материалов на базе алюминия, титана, меди, железа (рис. 3).

Механические свойства напечатанного металла

Хотя в большинстве случаев напечатанная конструкция требует механической обработки для доведения до заданного качества или шероховатости (см. рис. 4, где представлены стадии обработки выращенной крыльчатки, рис. 3).

УДК 62: 004.925.84

РИС. 1. Схема процесса выращивания



РИС. 2. Мост, напечатанный компанией MX-3D [1]



РИС. 4. Стадии обработки крыльчатки



РИС. 3. Примеры напечатанных изделий СПбПУ



Крыльчатка

Топ мачты

Лопасть вентилятора

Данная технология позволяет производить выращивание с очень высокой производительностью, например, 2,5 кг в час для алюминиевых сплавов [2]. При этом получая уникальные механические свойства, например, в части пластичности, которая для того же химического состава материала может в три раза превышать

заданные в ГОСТ свойства [2]. Прочие механические свойства при этом возможно получить на более высоком уровне, чем в государственных стандартах для одного и того же сплава. В табл.1 представлены результаты определения механических свойств, полученные на основе собственных исследований СПбПУ.

Экономические аспекты выращивания

Представленная технология достаточно подробно освещена с научной точки зрения, с экономической публикаций не так много, однако авторы [3] подготовили сравнительную диаграмму, позволяющую сопоставить аддитивные технологии (рис. 5). На диаграмме представлены общие закономерности и относительные величины, тем не менее видно, что основным достоинствами технологии WAAM являются возможность печати деталей больших размеров, гибкость платформы, высокие механические свойства, степень использования материала и экономический эффект. Последние два фактора

ТАБЛИЦА 1. Сравнение свойств выращенного материала по отношению к ГОСТ

Система легирования	WAAM				ГОСТ			
	Марка проволоки	$\sigma_{в}$, МПа	$\sigma_{0.2}$, МПа	δ , %	Сплав	$\sigma_{в}$, МПа	$\sigma_{0.2}$, МПа	δ , %
Al – Mg – Mn	Ok Autrod 18.22	330	223	41,0	AMr61 (1561) ГОСТ Р 56371–2015	335	175	12,0
Al – Si	DT – AlSi12	213	109	11,7	AK12 ГОСТ 1583–93 (Д)	157	–	1,0
Al – Mg – Si	СвАМг3.Н	215	102	14,5	AMr3 ГОСТ 21631–76	185	80	15,0
Ti – Al – V	BT6св	962	868	13,4	BT6 ГОСТ 22178–76	885	–	8,0
Fe – Mn – Ni – Cr – Mo	OK Aristorod 69	864	736	25,3	Mn3Ni1CrMo ГОСТ Р ИСО 16834–2012	770	690	17,0
Fe – Cr – Ni – Nb – Si	ER – 347 Si	642	367	55,4	19 9 Nb Si ГОСТ Р ИСО 14343–2012	550	350	25,0

РИС. 5. Сравнительная диаграмма аддитивных технологий [3]

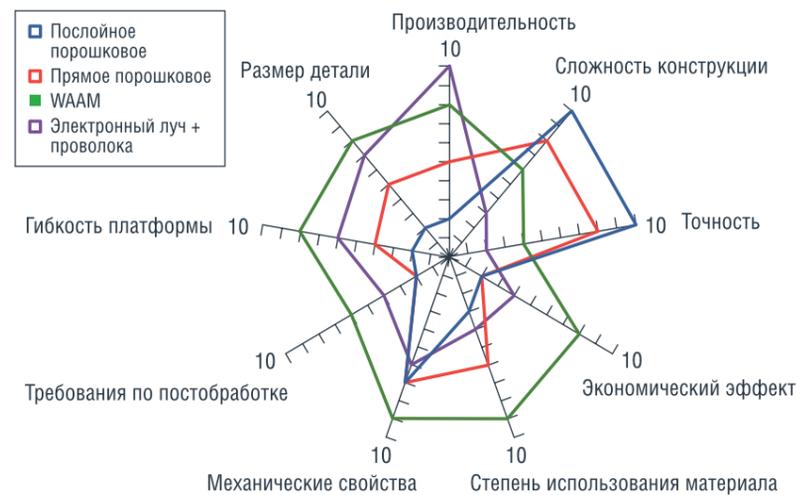


РИС. 6. Винт и X-образное ребро [4]



являются связанными через коэффициент использования материала (КИМ в русской литературе, BTF – buy to fly ration – в иностранной). Напомним, что КИМ представляет собой соотношение массы заготовки к массе конечной детали и в основном используется при фрезерных работах.

В работе [4] представлены более подробные сведения о стоимости изготовления двух деталей: винта и X-образного ребра (рис. 6).

Стоит пояснить, что данные детали выбраны поскольку в зависимости от их размера КИМ будет изменяться, в частности, при удлинении лопасти винта КИМ будет увеличиваться. В таблице 2 представлены найденные стоимостные закономерности.

Стоит обратить внимание, что при КИМ = 5 стоимость аддитивного и субтрактивного производства практически одинаковая, таким образом снижение КИМ ниже 5

ТАБЛИЦА 2. Стоимость производства деталей

Процесс производства	Винт		X-ребро		
	Стоимость, в британских фунтах	Снижение стоимости, %	Стоимость, в британских фунтах	Снижение стоимости, %	
Аддитивный	WAAM	18,359	–	1,703	–
	Электронный луч	33,362	45	2,123	20
	Лазерный луч	86,267	79	5,489	69
Субтрактивный (токарно-фрезерный)	КИМ 5	18,732	2	1,703	0
	КИМ 10	38,166	52	3,687	54
	КИМ 15	57,549	68	5,483	69
	КИМ 20	76,983	76	7,329	77

РИС. 7. Оконечник мачты – модельная деталь для расчета затрат на изготовление аддитивными и субтрактивным способом

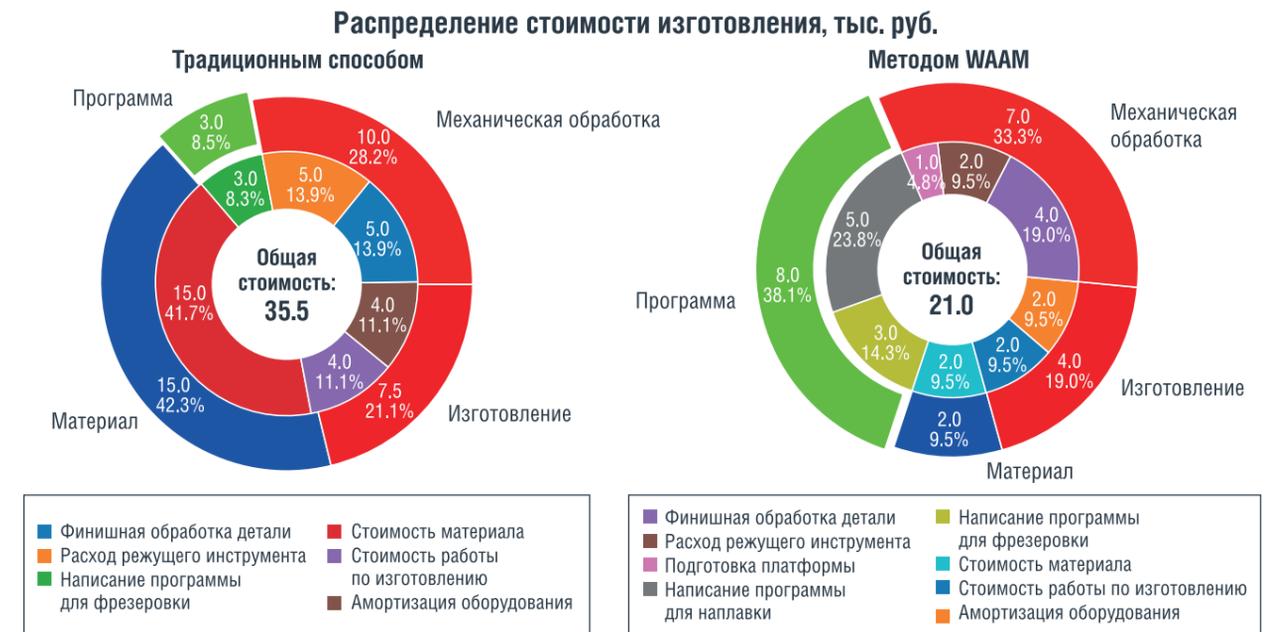


делает нецелесообразным производство изделий аддитивным способом.

Не основываясь на литературных данных, нами была разработана модель оценки стоимости производства методом выращивания из проволоки (WAAM), для иллюстрации разработанной модели была использована модельная деталь – оконечник мачты (см. рис. 7), который может быть изготовлен как аддитивным, так и субтрактивным методом. КИМ для данной детали составляет 8. В ходе анализа основных составляющих стоимости изготовления было выявлено, что по сравнению с субтрактивным методом производства в аддитивном преобладают затраты, связанные с трудом человека, а не стоимость материала (см. рис. 8).

Для реализации технологии, как было отмечено ранее, применяются стандартные промышленные роботы, однако существует ряд промышленных установок для выращивания с использованием проволоки и электрической дуги. Одной из таких установок является разработанная в СПбГУ установка «ПРИЗМА» (рис. 9).

РИС. 8. Детализация стоимости изготовления оконечника мачты субтрактивным (традиционным) и аддитивным (WAAM) способами



Выводы

1. На основе собственных результатов показаны механические свойства выращенного металла для алюминиевых, титановых сплавов, а также сталей. В большинстве случаев механические свойства выращенного металла выше заявляемых в ГОСТ для соответствующего материала.
2. На основе собственных и литературных данных показана экономическая эффективность использования электродугового выращивания для изготовления деталей. С экономической точки зрения электродуговое выращивание

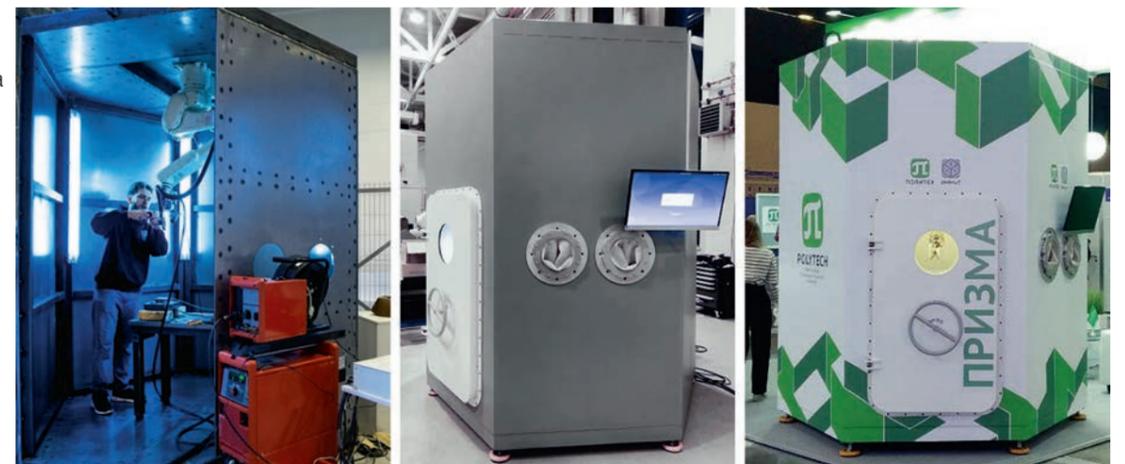
является конкурентом другим аддитивным технологиям, а также конкурентом субтрактивному производству. В настоящей работе представлены литературные данные о снижении стоимости при использовании электродугового выращивания на 20–79% по сравнению с технологиями, использующими лазерный и электронный лучи. Сопоставление же стоимости электродугового выращивания с фрезерной обработкой целесообразно при КИМ > 5, что подтверждено на собственных результатах, соответственно, чем больше КИМ, тем больше экономический эффект от применения электродугового выращивания. ●

Литература

1. <https://mx3d.com>.
2. A high-performance WAAM process for Al–Mg–Mn using controlled short-circuiting metal transfer at increased wire feed rate and increased travel speed Panchenko O., Kurushkin D., Mushnikov I., Khismatullin A., Popovich A. *Materials and Design*, Volume 195, October 2020, Номер статьи 109040, doi: 10.1016/j.matdes.2020.109040.
3. WAAMMAT.com.
4. Cost modelling and sensitivity analysis of wire and arc additive manufacturing. Cunningham C.R., Wikshåland S., Xu F. et al. *Procedia Manufacturing* Volume 11, 2017, Pages 650-657. doi: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2017.07.163>.

KEYWORDS: wire arc deposition, wire arc additive manufacturing, 3D metal printing, industrial robot.

РИС. 9. Стадии производства установки «ПРИЗМА»



РЕКЛАМА



Видеокапсульная эндоскопия всего кишечника
в GMS Clinics & Hospitals

ВОЛШЕБНАЯ КАПСУЛА

Как это работает?

Капсульная эндоскопия для взрослых и детей

Данный вид обследования проводится без наркоза и во время проведения исследования человек абсолютно свободен в передвижении, не надо оставаться в клинике, можно работать или заниматься домашними делами.

Персонализированный подход к пациенту

Мы сопровождаем Вас на всех этапах: подготовке, самом исследовании. По итогам обследования ваш врач даст вам все необходимые рекомендации или направление к другим специалистам для дальнейшего лечения.



Сделать гастроскопию и колоноскопию теперь могут даже самые занятые люди. Без дискомфорта. Без психологического напряжения. Считается, что каждый человек должен начать проходить скрининговое исследование с возраста 45 лет.

В GMS работают высококвалифицированные врачи-эндоскописты с многолетней практикой и опытом работы в лучших зарубежных клиниках и госпиталях. Среди главных преимуществ нашего отделения диагностики можно уверенно выделить:



Международные стандарты диагностики



*Оснащенность эндоскопическим оборудованием
экспертного уровня*



Индивидуальный деликатный подход



Минимальное влияние на ваш график



*Наличие современных палат для подготовки
к диагностике и восстановлению после нее*

Залесова
Виктория Геннадьевна

Врач высшей категории, эндоскопист,
кандидат медицинских наук

GMS
Global Medical System
Hospital



 (495) **023-64-17**

На правах рекламы

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

ООО «ДЖИ ЭМ ЭС ХОСПИТАЛ» | Лицензия №ЛО-77-01-017495

НОВЫЙ МЕТОД ПО ЗАЩИТЕ СКЛОНОВ ОТ ОПОЛЗНЕВЫХ ПРОЦЕССОВ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ПРОБЛЕМА АВАРИЙНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОПОЛЗНЕЙ. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ ОПИСАН СПОСОБ ЗАЩИТЫ СКЛОНОВ ОТ ВОДНОЙ ЭРОЗИИ. СПОСОБ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЗАЩИТУ ТРУБОПРОВОДА ОТ ОПОЛЗНЯ БЛАГОДАРЯ ПОДПОРКЕ ИЗ СВАЙ И ПЛАСТИН. ТРУБОПРОВОД СОХРАНЯЕТ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРИ ОПОЛЗНЕВОМ ПРОЦЕССЕ БЛАГОДАРЯ УДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОНАБИВНЫХ СВАЙ. ДАЛЕЕ ПРОИЗВОДИТСЯ РАСЧЕТ МОДЕЛИ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ ПРИМЕНИМОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК

THE ARTICLE CONSIDERS THE PROBLEM OF PIPELINE ACCIDENTS AS A RESULT OF LANDSLIDES. TO SOLVE THIS PROBLEM, A METHOD FOR PROTECTING SLOPES FROM WATER EROSION IS DESCRIBED. THE METHOD PROVIDES PROTECTION OF THE PIPELINE FROM A LANDSLIDE DUE TO SUPPORT FROM PILES AND PLATES. THE PIPELINE REMAINS STABLE DURING THE LANDSLIDE PROCESS DUE TO THE HOLDING CAPACITY OF THE BORED PILES. THEN, THE PIPELINE MODEL IS CALCULATED TO DETERMINE ITS PRACTICAL APPLICABILITY AND DETERMINE THE LOADS

Ключевые слова: авария; оползень; защита трубопровода от оползня; инженерная защита трубопровода.

Айткулов Мади Талгатович

студент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович

аспирант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Глазков Антон Сергеевич

доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

Магистральные, промысловые и технологические газопроводы и нефтепроводы – это сложные инженерные конструкции, проложенные по всему миру, в том числе и по России, и эксплуатируемые в разных климатических условиях.

Безаварийная работа магистральных трубопроводов – одно из основных требований, предъявляемых в нефтегазовой отрасли к трубопроводам в связи с их большой протяженностью. Выход из строя трубопровода из-за аварии может привести к нарушению технологического процесса в связи с перебоями, нанести огромный материальный ущерб, а также и человеческие жертвы. Полностью исключить возможность возникновения аварий на любых производственных предприятиях нельзя. Поэтому крайне важно выявить и исследовать наиболее значимые факторы, которые могут привести к аварии, и применять на практике меры для обеспечения безопасности.

Согласно Государственному докладу «О состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов, рационального использования и охраны недр РФ», основными причинами аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах стали:

- внешние воздействия – 34,4 %;
- брак при строительстве – 23,2 %;
- наружная коррозия – 22,5 %;
- брак при изготовлении труб и оборудования на заводах – 14,1 %;
- ошибочные действия персонала – 3 %.

Из процентного соотношения видно, что внешние воздействия стали основными причинами аварий, к которым относится водная эрозия, а точнее оползни. Для того чтобы минимизировать случаи аварий

из-за оползней, в частности на склонах, необходимо решить данную задачу с помощью укрепления положения трубопровода.

Оползни – это смещение масс горных пород вниз по склону под действием силы тяжести. Чем круче склон, тем значительнее составляющая силы тяжести, стремящаяся преодолеть силу сцепления частиц пород и сместить их вниз. Оползни образуются в различных породах в результате нарушения их равновесия и ослабления их прочности и вызываются как естественными, так и искусственными причинами. К естественным причинам относятся увеличение крутизны склонов, подмыв их оснований морскими и речными водами, сейсмические толчки и т.п. Искусственными, или антропогенными, т.е. вызванными деятельностью человека, причинами оползней являются разрушение склонов дорожными выемками, чрезмерный вынос грунта, вырубка леса и т.п.

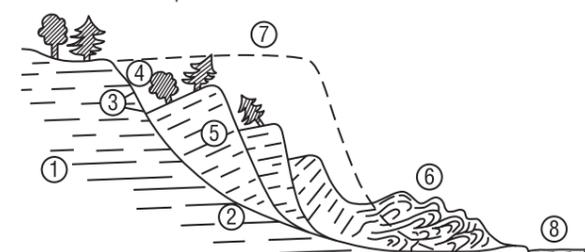
Среди оползневых явлений можно определить следующие виды:

1. Оползание блоков породы (блоковые или структурные);
2. Оползание чехла рыхлых отложений (единовременное и быстрое) по поверхности скальной или мерзлой – оползни-сплывы;
3. Оползание мелких блоков – оплывание, охватывающее весь склон или его значительную часть;
4. Отседание склонов, смещение блоков скальных или полускальных пород.

По отношению к структуре горных пород, слагающих склоны, оползни делятся на следующие виды:

1. асеквентные, развитые в однородных породах;
2. консеквентные, происходящие по плоскостям напластования пород или же по плоскостям разломов;
3. инсеквентные, для которых характерно пересечение плоскостями оползания поверхностей напластования или плоскостей разломов.

РИС. 1. Схема строения оползня



1 – коренные породы ненарушенного склона, 2 – поверхность скольжения, 3 – тыловой шов, 4 – надоползневой уступ, 5 – оползневые тела, 6 – бугор лучения, 7 – первоначальное положение склона, 8 – река

Примеры аварий, произошедших по причине оползневого процесса

Для понимания актуальности темы с авариями из-за оползневых процессов приведем примеры таких аварий. Аварийные ситуации вследствие оползня происходили как в России, так и за ее пределами.

Аварий и инцидентов на трубопроводах, связанных с эрозионными процессами в грунтах крайне мало, чтобы можно было составить полноценную статистику. Приведены несколько случаев таких аварий.

Авария на магистральном газопроводе «Самурское – Сочи»

18 декабря 1997 года вследствие движения оползня на 97 км газопровода «Самурское – Сочи» Майкопского УДТГ предприятия «Кубаньгазпром» РАО «Газпром» произошло смятие и образование трещины в стенке трубы с выходом газа без возгорания. Участок трассы (94,1–98,6 км) проложен у подножья горного склона, пересекая ущелья с ручьями, промоины с временными водотоками и седловины.

РИС. 2. Трубопровод, оголившийся из-за оползня



18 декабря после обильных осадков произошла подвижка грунта вниз по скальному основанию ущелья, сместившая за собой участок газопровода длиной около 50 м. Из-за возникновения чрезмерных напряжений в месте максимального прогиба (высотой 2,2 м) произошло образование кольцевой трещины длиной 1,5 м и шириной 15 мм. Через 26 часов авария была ликвидирована. Экономический ущерб составил 136,5 млн рублей. Причиной аварии явилось движение размокшего грунта по склону горы, сместившего за собой газопровод [4].

Авария на газопроводе ОАО «Апшеронскрайгаз» на переходе через реку

6 января в результате сильных снегопадов и ливневых дождей уровень воды в реке в месте укладки дюкера поднялся более чем на 4 метра. Резко увеличилась общая масса потока воды и скорость его движения. Движущаяся масса воды несла по дну реки коряги и стволы деревьев. Из-за частичного размыва дна реки и зацепления корягой за газопровод или груз произошел разрыв газопровода по центру русла реки. Разрыв дюкера произошел по телу реки, его части были развернуты потоком на 90° и расположились вдоль реки по направлению течения. Экономический ущерб от аварии составил 680 млн рублей. Причиной аварии явился сильный паводок, в результате которого потоком воды был размыв, а затем и прорван дюкер газопровода [5].

Авария на трубопроводе в Колумбии из-за схода оползня

24 декабря 2011 года в Боготе произошел взрыв трубопровода, унесший жизни 13 человек. В результате продолжавшихся в стране ливневых дождей в почве накопилась критическая масса

воды, что спровоцировало сход оползневого потока и повреждение трубопровода. Горючее вытекло на проезжую часть, где произошел контакт с источником тепла и произошло возгорание, а далее взрыв. Вместе с погибшими в результате взрыва людьми, повреждения различной степени получили еще 80 человек.

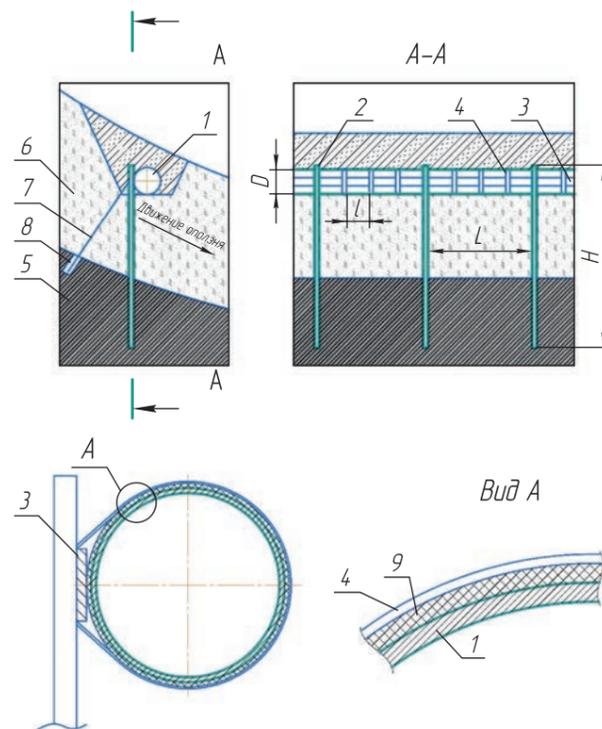
Такой же инцидент из-за оползня произошел на участке трассы «Седанка – Патрок» во Владивостоке. Произошел сход грунта и в результате это вызвало сползание подпорной стенки газопровода. Магистральный газопровод к счастью повреждений не получил. Площадь обрушения грунта составила 150 м². Газопровод оголился на длину 6 метров.

РИС. 3. Участок газопровода, оголившийся из-за оползня



сваи 2, а затем и анкер 8. Далее заваривают пластины 3. Установку опор и пластин нужно производить с достаточной точностью, чтобы обеспечить плотное прилегание трубопровода 1 к пластине. После этого производят укладку трубопровода в проектное положение и закрепление его ремнями, для достаточно крепкого закрепления ремнями воспользоваться помощью техники, а для защиты трубопровода от перенапряжений от троса воспользоваться накладками, повторяющими контур трубы по внешней образующей.

РИС. 4. Схема устройства для защиты трубопровода от оползня



D – диаметр трубопровода; H – высота свай; L – шаг опор; l – расстояние между ремнями; 1 – трубопровод; 2 – свая; 3 – пластина; 4 – ремни; 5 – устойчивый грунт; 6 – оползневой грунт; 7 – трос анкерный; 8 – анкер; 9 – пористая прокладка

Данная конструкция обеспечивает защиту трубопровода от оползня благодаря подпорке из свай и пластин. Устройство отличается от исходного патента тем, что сваи выполнены из стальных труб с острым оголовком и устанавливаются забивкой в предварительно пробуренную скважину меньшего диаметра. Также отличается тем, что монтаж несущих элементов подпорной стенки и оголовки свай осуществляется не сверху свай, а сбоку, со стороны противоположной действию оползневого потока.

Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода от воздействия оползня в программном комплексе «ANSYS»

Изложенная выше полезная модель была просчитана в программном комплексе ANSYS для определения ее практической применимости и определения максимальных перемещений и нагрузок.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что вопрос защиты трубопроводов от оползневых процессов остается открытым и актуальным. Для предотвращения таких аварий необходимо разрабатывать новые методы защиты склонов от оползня.

Разработка устройства для защиты трубопровода от оползня

Цель создания полезной модели к существующему патенту является подбор оптимального шага для уменьшения работ по забивке свай в устойчивый грунт. Данный способ опирается на [1] и заключается в повышении эффективности защиты трубопроводов от оползней. Данный способ показан на рисунке 4. Трубопровод 1 сохраняет устойчивость при оползневом процессе благодаря удерживающей способности буронабивных свай 2, выполненных из толстостенных труб диаметром 114–159 мм, имеющих антикоррозионное покрытие и острый оголовок в нижней части. Расстояние между сваями определяется в зависимости от характеристик пластины 3, так как при оползневом процессе пластина будет испытывать нагрузку на гиб. Расчетами находят оптимальное расстояние между сваями и размеры пластины. Сваи опираются на устойчивые грунты 5, при этом для дополнительной защиты от опрокидывания сваи предусматривается закрепление сваи на анкера 8 с помощью анкерных тросов 7, закрепленных на опоре по низу траншеи. Пластины привариваются к опорам на уровне 9 часов профиля трубы. Для состыковки трубопровода и пластины применяются специальные ремни 4, которыми обвязывается труба, и пластины с достаточной жесткостью.

Технология установки следующая. Сначала разрабатывается траншея, после чего пробуриваются

Исходные данные:

Ширина оползня – 24 м		
Задача № 1	Изучается НДС трубопровода без дополнительного закрепления	Диаметр трубопровода D = 530 мм, толщина стенки трубопровода δ = 15 мм. Оползень моделируется за счет приложения давления к верху оползня – нагрузка передается на участок трубопровода l = 24 м. Сталь трубопровода – 12Г2С, предел текучести – 360 МПа, предел прочности – 550 МПа. Между двумя поверхностями грунтов – устойчивого массива и подвижного оползня устанавливается минимальный коэффициент трения – 0,1.
Задача № 2	Изучается НДС трубопровода с закреплением в середине пролета	Воздействие оползня на трубопровод изучалось с внутренним давлением равным 4 МПа. Высота от верхней образующей трубы до дневной поверхности грунта составляет 985 мм, от верхней поверхности устойчивого грунта до нижней образующей трубы также 985 мм

Физические свойства материалов:

ТАБЛИЦА 1. Физические свойства оползня

Плотность, кг/м ³	Модуль Юнга	Коэффициент Пуассона	Объемный модуль упругости, Па	Модуль сдвига	Угол внутреннего трения, °	Сцепление, Па
1600	1 · 10 ⁶	0,3	8,3 · 10 ⁵	3,8462 · 10 ⁵	0,34907	1000

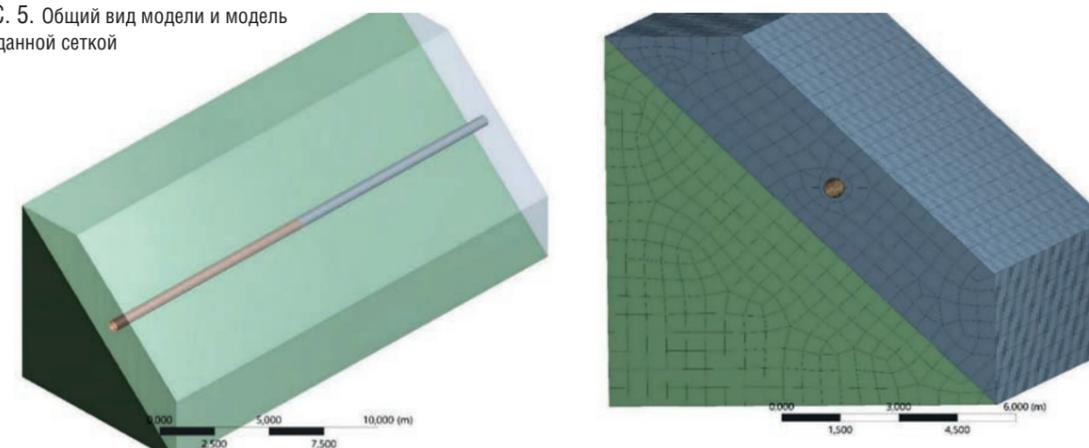
ТАБЛИЦА 2. Физические свойства устойчивого грунта

Плотность, кг/м ³	Модуль Юнга	Коэффициент Пуассона	Объемный модуль упругости, Па	Модуль сдвига	Угол внутреннего трения, °	Сцепление, Па
2500	1 · 10 ⁸	0,3	8,3 · 10 ⁵	3,8462 · 10 ⁵	1,309	1000

ТАБЛИЦА 3. Характеристика геометрии модели

Название объекта	Труба 1	Оползень	Устойчивый грунт	Труба 2
Длина, м	12	24		12
Объем, м ³	0,29	693,23	1200	0,29
Масса, кг	2285,9	1,1 · 10 ⁶	3 · 10 ⁶	2285,9
Момент инерции, кг · м ³	148,86	1,37 · 10 ⁶⁷	3,33 · 10 ⁷	148,86
Момент инерции, кг · м ³	27252	6,645 · 10 ⁷	1,69 · 10 ⁸	27252
Момент инерции, кг · м ³	27252	5,38 · 10 ⁷	1,52 · 10 ⁸	27252

РИС. 5. Общий вид модели и модель с заданной сеткой

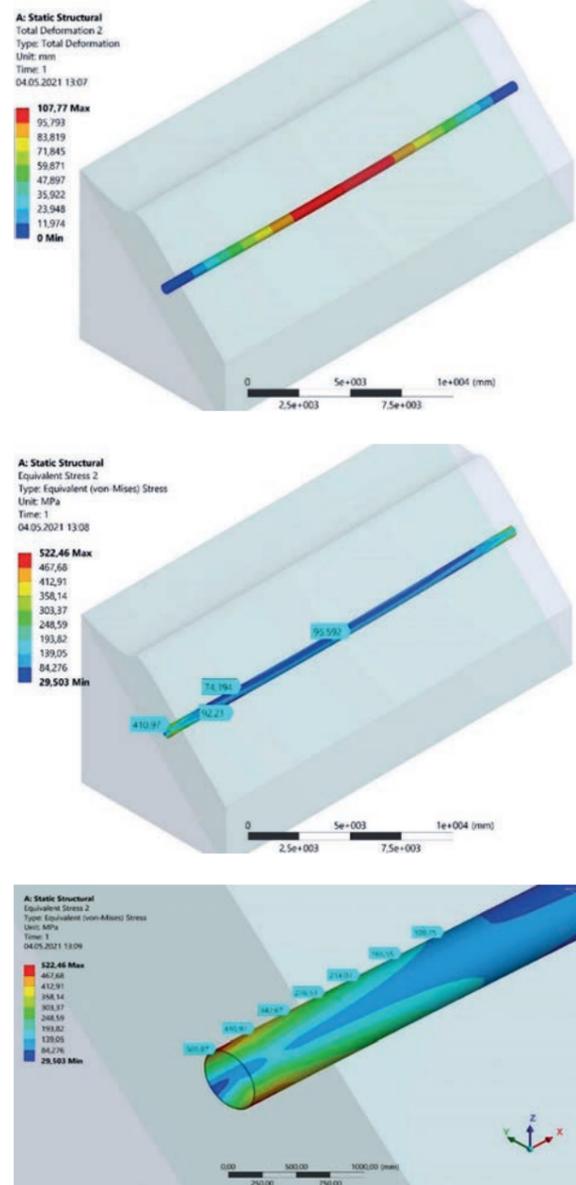


На рисунке 2 представлены два трубопровода длиной 12 метров каждая. Также грунт поделен на две части: верхняя часть представлена подвижным грунтом, т.е. оползнем, а нижняя часть является устойчивым грунтом, куда погружаются сваи. Далее для получения необходимых результатов расчета задается сетка, благодаря которой мы сможем

получить данные и понять, каким образом действуют нагрузки на модель. Для решения первой задачи без промежуточной опоры, устанавливаем сваи и оттяжки с шагом 24 метра. Рассматриваем перемещения и напряженно-деформированное состояние трубопровода в процессе оползня с давлением 0,5 МПа.

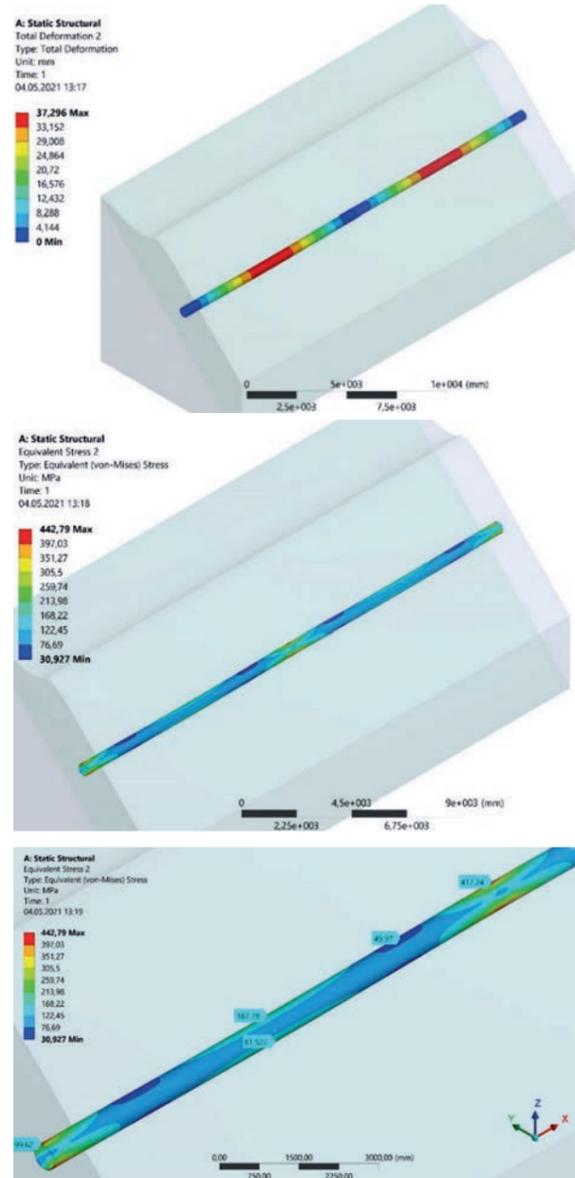
Нагрузка на трубу задается следующим образом: торцы трубопровода жестко закреплены, нижняя и задняя стенки устойчивого грунта также жестко закреплены таким образом, чтобы грунт мог перемещаться вверх и вдоль плоскости закрепления, но не по нормали к плоскости закрепления. Как было сказано выше, на оползень действует давление 0,5 МПа, оползень в свою очередь нагружает трубопровод.

РИС. 6. Перемещения трубопровода и напряжения в нем без промежуточной опоры



По полученным расчетным значениям, максимальные перемещения составляют 107,68 мм, и максимальные они в середине пролета, а максимальные напряжения составляют 536,86 МПа в местах закрепления трубопроводов (рисунок 4). Напряжения, полученные при расчете модели с шагом опор и оттяжек 24 метра, не соответствуют условию прочности трубопровода, поэтому производим расчет с уменьшением шага до 12 метров.

РИС. 7. Перемещения трубопровода и напряжения в нем с промежуточной опорой



После задания промежуточной опоры получаем следующие значения. Максимальные перемещения у нас составили 37,296 мм, что почти на 70% меньше значения, полученного без промежуточной опоры. Максимальные значения напряжений составили 442,79 МПа и уменьшились почти на 20% в сравнении с расчетом, произведенным выше.

Определим оптимальный шаг опор для крепления трубопровода и сохранения его от повреждения оползнем. Для этого приведем расчетную схему трубопровода и нагрузки, действующие на него.

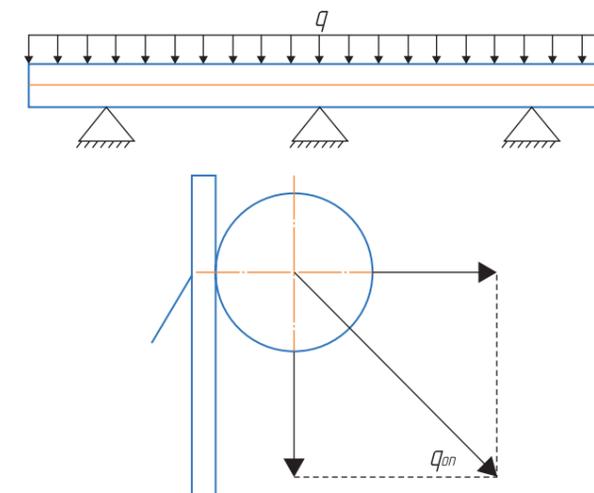
Запишем условие прочности трубопровода:

$$\frac{ql^2}{12W} + \mu\sigma_{кн} \leq \sigma. \quad (1)$$

Отсюда выведем формулу расчета шага свай:

$$l = \sqrt{\frac{(\sigma - \mu\sigma_{кн})}{q}} \cdot 12W. \quad (2)$$

РИС. 8. Нагрузки, действующие на трубопровод



Определяем нагрузки, действующие на трубопровод:

$$q = q_{mp} + q_{np} + q_{on} \cdot \sin 45^\circ; \quad (3)$$

$$q_{mp} = \rho g \frac{\pi(D_n^2 - D_{вн}^2)}{4} = 7850 \cdot 9,81 \frac{\pi(0,53^2 - 0,5^2)}{4} = 1868,9H / м = 1,86кН / м;$$

$$q_{np} = \rho g \frac{\pi D_{вн}^2}{4} = 840 \cdot 9,81 \frac{\pi 0,5^2}{4} = 1648,1H / м = 1,64кН / м;$$

$$q_{on} = \frac{4\pi v \eta}{2 - \ln \frac{v_{on} D_n}{v}} = \frac{4\pi \cdot 1,27 \cdot 10^{-8} \cdot 10^6}{2 - \ln \frac{1,27 \cdot 10^{-8} \cdot 0,53}{5,5 \cdot 10^9}} = 0,0036H / м = 3,6 \cdot 10^{-6} кН / м;$$

$$q = 1,86 + 1,64 + 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot \sin 45^\circ = 3,5кН / м.$$

Определяем допустимые напряжения:

$$\sigma = \psi \frac{mR_n}{0,9 \cdot k_n} = 1 \frac{0,825 \cdot 550}{0,9 \cdot 1,1} = 458,33 МПа.$$

Определяем кольцевые напряжения:

$$\sigma = \frac{pD_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{4 \cdot 500}{2 \cdot 15} = 66,6 МПа.$$

Определяем оптимальный шаг опор по формуле (2):

$$l = \sqrt{\frac{(458,33 - 0,3 \cdot 66,6)}{3,5}} \cdot 12 \cdot 0,0306 = 7,0053 м = 7 м.$$

РИС. 9. График зависимости нагрузки оползня от его скорости

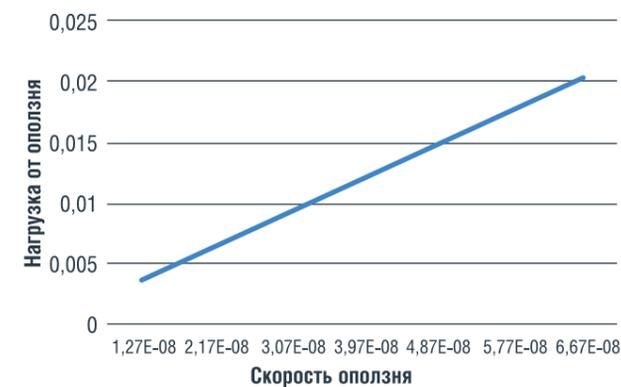
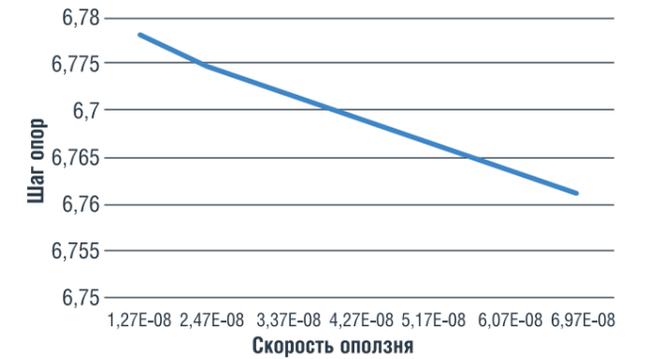


РИС. 10. График зависимости шага опор от скорости оползня



Выводы

Применение устройства для защиты трубопровода от оползня позволит повысить эффективность защиты трубопроводов от оползней. Это достигается за счет того, что сваи устанавливаются не под трубопроводом, а сбоку и по материалу являются стальными, что упрощает их использование в отличие от железобетонных. По проведенному расчету стало понятно, что нагрузку от оползня на трубопровод можно минимизировать путем расчетов и определения мест для жесткого закрепления трубопровода.

Чтобы свести к минимуму нагрузки на трубопровод в результате оползневого процесса, необходимо установить минимальный шаг между опорами 7 метров, так как при таком шаге максимальные значения перемещений и напряжений являются допустимыми.

Был выведен алгоритм расчета шага опор в зависимости от скорости оползня. Исходя из графиков, можно сделать вывод, что чем быстрее будет сходить оползень, тем чаще необходимо будет устанавливать сваи для закрепления трубопровода. ●

Литература

1. Патент РФ № 2162123 МПК E02D31/08 Устройство для защиты трубопроводов от оползней / Шадуц К.Ш. Опубл. 20.01.2001. Бюл. № 2.
2. Ксензов А.А. Способы предотвращения водной плоскостной эрозии почвы на склонах / А.А. Ксензов. – Тверь: ТвГУ, 2018. – 30 с.
3. СП 436.1325800.2018 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от оползней и обвалов. – М.: Стандартинформ, 2019. – 50 с.
4. Мартынюк В.Ф. Анализ аварий и несчастных случаев в металлургии / В.Ф. Мартынюк, В.Ф. Матрохин, А.А. Сысов. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2008. – 295 с.
5. Красных, Б.А. Анализ аварий и несчастных случаев на объектах газового надзора: учеб. пособие / Б.А. Красных, В.Ф. Мартынюк, Т.С. Сергиенко и др. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2003. – 320 с.
6. Быков Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: Учебное издание для ВУЗов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К.Рафиков, и др. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.01.06-85* / Минрегион России. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 93 с.
8. Заславский М.Н. Эрозия почв [Текст] / М.Н. Заславский. – М.: Мысль, 1979. – 245 с.
9. Скапинцев А.Е. Инженерная защита трубопроводов от эрозионных процессов / А.Е. Скапинцев, А.Д. Потапов, А.А. Лаврусевич // Вестник «МГСУ». – 2013. – №7. – С. 140–151.
10. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: учеб. для вузов по спец. «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз» / П.П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

KEYWORDS: accident, landslide, pipeline protection from landslide, engineering protection of the pipeline.

СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

в зоне сварного шва морского трубопровода с покрытием из серного бетона

ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД СНИЖЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ В ЗОНЕ СВАРНОГО ШВА МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА С БЕТОННЫМ ПОКРЫТИЕМ ПУТЕМ УСТРОЙСТВА КОЛЬЦЕВЫХ ПРОРЕЗЕЙ В БЕТОННОМ ПОКРЫТИИ, В КАЧЕСТВЕ БЕТОННОГО ПОКРЫТИЯ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ СЕРНЫЙ БЕТОН – ВЫСОКОПРОЧНЫЙ КОМПОЗИТНЫЙ МАТЕРИАЛ, СОСТОЯЩИЙ ИЗ ИНЕРТНЫХ ЗАПОЛНИТЕЛЕЙ И ВЯЖУЩЕЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕРЫ С МОДИФИЦИРУЮЩИМИ ДОБАВКАМИ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ С НАНЕСЕНИЕМ ПОКРЫТИЯ ИЗ СЕРНОГО БЕТОНА ПОЗВОЛИТ СНИЗИТЬ КОНЦЕНТРАЦИЮ НАПРЯЖЕНИЙ В ЗОНЕ СВАРНОГО ШВА МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА, ДОСТИЧЬ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ ПОВЫСИТЬ ЗАЩИЩЕННОСТЬ СВАРНОГО ШВА ОТ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

A METHOD IS PROPOSED FOR REDUCING THE STRESS CONCENTRATION IN THE ZONE OF THE WELDED SEAM OF AN OFFSHORE PIPELINE WITH A CONCRETE COATING BY ARRANGING ANNULAR SLOTS IN THE CONCRETE COATING; IT IS PROPOSED TO USE SULFUR CONCRETE AS A CONCRETE COATING – A HIGH-STRENGTH COMPOSITE MATERIAL CONSISTING OF INERT AGGREGATES AND BINDING TECHNICAL SULFUR WITH MODIFYING ADDITIVES. THE USE OF TECHNOLOGY WITH THE APPLICATION OF A COATING OF SULFUR CONCRETE WILL REDUCE THE STRESS CONCENTRATION IN THE ZONE OF THE WELDED SEAM OF THE OFFSHORE PIPELINE, ACHIEVE OPTIMAL STRESS DISTRIBUTION, AND ALSO INCREASE THE PROTECTION OF THE WELDED SEAM FROM EXTERNAL INFLUENCES

Ключевые слова: морской трубопровод, концентрация напряжений, напряженно-деформированное состояние, бетонное покрытие, серный бетон.

Ханов Мейлис Байрамович

кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант

Шарнина Гульнара Салаватовна

кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент, к.т.н.

Голубев Герман Андреевич

ООО «Газпром трансгаз Уфа», инженер, кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант

Хакимов Ильдар Наилевич

ДЛ СУПЛАВ АО «Транснефть-Урал», дефектоскопист РГК, кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант

Сооружение морских трубопроводов невозможно без применения балластных утяжелителей, которые используются для придания трубопроводу проектного положения, а также являются протектором (защитой) трубопровода от внешних механических воздействий.

На наш взгляд, одной из самых сложных технологических операций при сооружении морских трубопроводов является изоляция сварного соединения. Правильный выбор изолирующего материала, его качество и соблюдение технологии его нанесения определяют безопасность и надежность эксплуатации трубопровода.

Выбор конструкции и материала изоляционного покрытия для сварного шва зависит от следующих основных факторов:

- диапазон температур (окружающей среды, продукта перекачки) эксплуатации трубопровода;
- диаметр подводного трубопровода;
- срок эксплуатации;
- способ и технология укладки трубопровода в проектное положение;
- совместимость выбранного изолирующего материала с заводским, нанесенным изоляционным покрытием;
- условия нанесения, требования к подготовке поверхности стыков;

- время выполнения технологической операции по нанесению материала;
- стоимость изоляционного материала.

Исходя из производственного опыта, время выполнения технологической операции по нанесению изоляционного покрытия на сварной шов не должно превышать 20 минут. В качестве примера можно привести трубопровод диаметром 1000 мм, с толщиной стенки 18 мм, время изоляции сварного шва составляет 15–17 минут. Концы трубопроводной секции со сплошным бетонированием на расстоянии 35–40 см от кромки остаются без нанесения покрытия для выполнения сварочных работ.

По мере совершенствования технических решений и разработки новых материалов, в качестве материала для заполнения объема в зоне стыка используют:

- битумные мастики;
- быстро схватываемые бетоны;
- полиуретанобитумные мастики;
- полиуретановые мастики;
- пенополиуретановые пены высокой плотности.

Исходя из опыта эксплуатации и сооружения подводных трубопроводов со сплошным армированным бетонным покрытием, можно отметить высокую надежность и устойчивость трубопровода в проектное положение, а способ сплошного бетонирования признать эффективным методом балластировки.

РИС. 1. Поля распределения эквивалентных напряжений $\sigma_{экв}$ (МПа) в трубопроводе при чистом изгибе

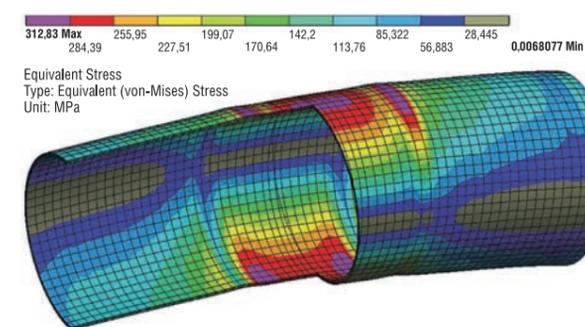


РИС. 2. Диаграмма эпюр распределения напряжений вдоль образующей трубы при изгибе

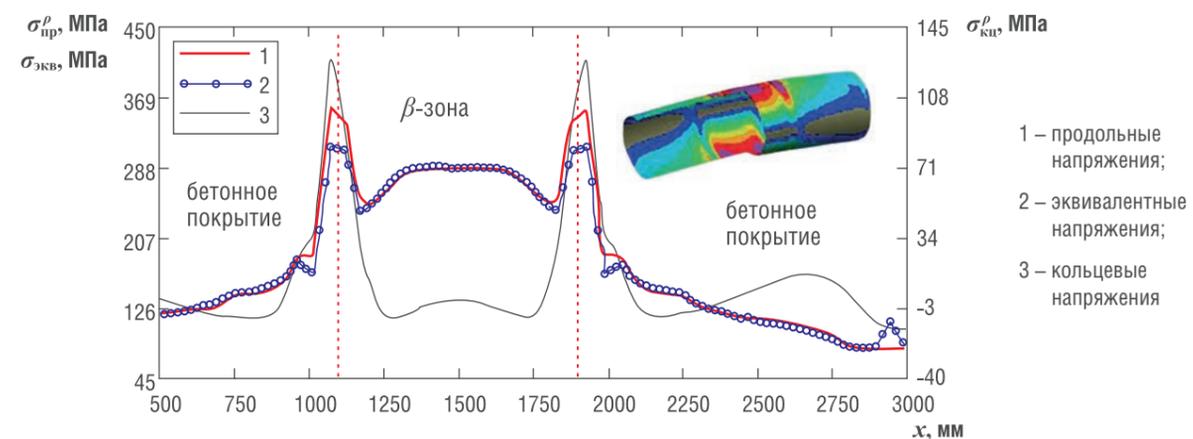
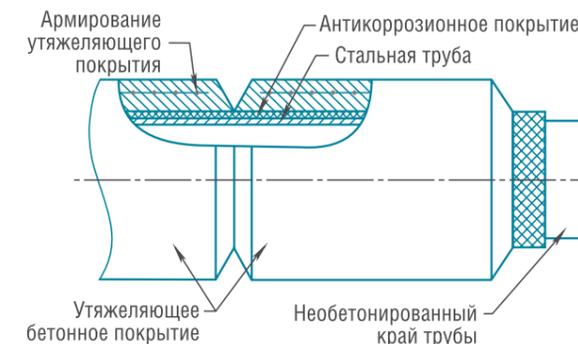


РИС. 3. Обетонированная труба с кольцевыми прорезями в продольном сечении



Одним из самых существенных недостатков трубопроводов со сплошным бетонным покрытием является увеличение изгибной жесткости трубопровода, с повышением напряжений в процессе укладки в проектное положение в зоне сварного шва.

При изгибе трубопровода с монолитным сплошным бетонным покрытием в силу различий изгибной жесткости сечения стального трубопровода в зоне сварного шва (β -зона) и изгибной жесткости сечения в зоне, защищенной бетонным покрытием, напряжения локализуются в окрестности кольцевого сварного шва, достигая максимальных значений по мере приближения к бетонированной поверхности.

Как видно из диаграммы, представленной на рисунке 1, поля высоких концентраций напряжения находятся в зоне сварного шва в момент изгиба трубопровода. Для удобства отображения полей эквивалентных распределений бетонное покрытие не показано.

На рисунке 2 показана диаграмма распределения напряженно-деформированного состояния трубопровода с бетонированным покрытием. Стоит отметить наличие наибольших значений напряжений в зоне сварного шва между бетонными покрытиями.

Одним из методов снижения концентрации напряжений в зоне сварного шва морского трубопровода с бетонным покрытием является устройство кольцевых прорезей в бетонном покрытии. Кольцевые прорези, как показано на рисунке 3, наносятся с определенным шагом, для обеспечения снижения концентрации напряжений в зоне сварных швов.

РИС. 4. Поле распределения эквивалентных напряжений в трубопроводе с кольцевыми прорезями

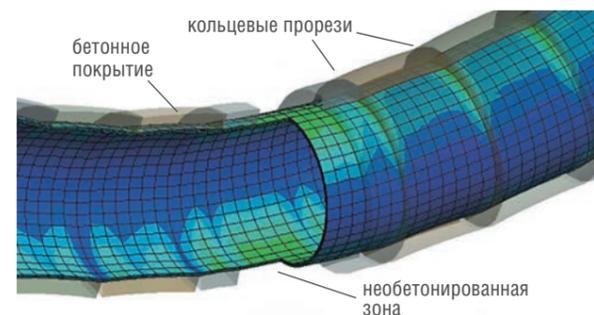


ТАБЛИЦА 1. Сравнение свойств серого и портландцементного бетонов

Результаты испытаний	Серобетон	Бетон из ПЦ
Прочность на сжатие, МПа	62,0	34,5
Прочность на растяжение, МПа	7,4	2,6
Модуль упругости	$(3-4) \times 10^4$	$(2,8-3,7) \times 10^4$
Линейный коэффициент расширения, °C	$8,3 \times 10^{-6}$	$8,3 \times 10^{-6}$
Плотность, кг/м³	2400	2400
Время набора прочности 100 %, ч	3	672
Истираемость, %	3	17

Однако данная разработка была представлена лишь в качестве проектного решения снижения напряженно-деформированного состояния зоны сварных швов и на практике не используется. Причиной отказа использования данной технологии является снижение прочностной характеристики бетонного покрытия трубопровода, отсутствие сплошности и однородности покрытия.

Для создания сплошности и однородности бетонного покрытия при применении данной технологии нами предлагается использование высокопрочного быстротвердеющего материала – серого бетона (серобетона).

Заполнение кольцевых разрывов в бетонном покрытии, а также в зоне сварного шва позволяет достичь оптимального распределения напряжений на стыках и повысить их защищенность.

Серобетон представляет собой высокопрочный композитный материал, состоящий из инертных заполнителей и вяжущей технической серы с модифицирующими добавками.

Следует отметить простоту его транспортировки и хранения, низкую трудоемкость технологического процесса по нанесению покрытия, быстроту отвердевания (от 4 до 10 минут), а также высокую прочность.

В таблице 1 приведен сравнительный анализ свойств серого и портландцементного бетона.

В ходе сравнительного анализа свойств бетонных покрытий, представленных в таблице 1, были сделаны следующие выводы:

1. Прочностные характеристики серобетона в значительной для производства мере отличаются от значений портландцементного бетона.
2. Модуль упругости в значительной степени не изменился.
3. Стоит отметить быстрое отвердевание серобетона из-за наличия модифицирующих добавок, что для условий производства является неопределимым преимуществом.
4. Стоит отметить также низкий процент истираемости серобетона по сравнению с портландцементным бетоном.

Таким образом, использование технологии с нанесением покрытия из серобетона позволит снизить концентрацию напряжений в зоне сварных швов морского трубопровода, достичь оптимального распределения напряжений, а также повысить защищенность сварных швов от внешних воздействий. ●

Литература

1. Ханов М.Б., Шарнина Г.С., Рафиков С.К. Анализ возможности применения серобетона для бетонирования сварных стыков морских трубопроводов. Трубопроводный транспорт – 2020: тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 208–210.
2. Шарнина Г.С., Абдрахманов Р.Р., Валимухаметова А.И. Современные методы противокоррозионной защиты магистральных газопроводов. – Учебное пособие по дисциплине «Современные проблемы развития науки, техники и технологии (нефтегазовые техника и технологии)» [Электронный ресурс]. – 3,08 Мб. – 77 с.
3. Шарнина Г.С., Якупова Л.А. Техническая диагностика для обеспечения промышленной безопасности и надежности морских трубопроводов. – Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU, Деловой журнал Neftegaz.RU, 2019 г., № 11 (95). – С. 84–86.

KEYWORDS: marine pipeline, stress concentration, stress-strain state, concrete coating, sulfur concrete.

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

Газпром вяло продолжил работу по развитию использования газомоторного топлива в России

В июне 2011 г. совет директоров ОАО «Газпром» рассмотрел вопросы стимулирования использования природного газа и СУГ в качестве моторного топлива, в том числе на общественном транспорте в крупных городах РФ. Это экономически целесообразно, только, к сожалению, никому не нужно.



• Комментарий Neftegaz.RU

За прошедшие 10 лет по стране разрослась сеть АГНКС, компания заключила соглашения на использование ГМТ почти со всеми субъектами РФ, и этот процесс продолжился на прошедшем в июне 2021 г. ПМЭФ. Так, «Газпром СПГ технологии» и ГК «Автодор» подписали меморандум о сотрудничестве в развитии производственной и сбытовой инфраструктуры ГМТ на опорной сети федеральных скоростных дорог; «Газпром газомоторное топливо» и «Яндекс.Такси» заключили соглашение о сотрудничестве в области использования метана в ГМТ; подписаны соглашения о расширении линейки образцов водного транспорта, использующего ГМТ в качестве судового топлива; о развитии отечественных технологий для создания газозаправочной инфраструктуры



на базе организаций космической отрасли, а также соглашение о развитии рынка производства и использования СПГ и др.

Зарубежнефть будет разрабатывать арктический шельф

Зарубежнефть подала в Роснедра заявки на лицензионные участки Тюлений блок на Каспии и Фединское месторождение в Баренцевом море совместно с норвежской StatoilHydro и французской Total.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня требованиям для работы на шельфе отвечают три компании: «Газпром», «Роснефть» и «Зарубежнефть». В августе 2013 г. Минприроды направило в правительство материалы, подтверждающие аттестацию «Арктикоморнефтегазразведка», дочерней компании «Зарубежнефти», для работы на шельфе арктических морей. Компания имеет пятилетний опыт работы на шельфе.



Теоретически «Зарубежнефть» получила право работать на шельфе России еще в 2011 г.

в результате акционирования ФГУП «Арктикоморнефтегазразведка», интрига была в том, допустят ли «Зарубежнефть» к шельфу. Только 4 июня 2013 г. стало известно, что Минприроды РФ наконец решило допустить «Зарубежнефть» к арктическому шельфу и выдать компании лицензии на Печорский и Колоколморский участки недр.

Отказ Европы от атомной энергетики озолотит Россию

30 мая 2011 г. Германия объявила об отказе к 2020 году от ядерной энергетики. Вместо АЭС в стране будут строить газовые электростанции и развивать альтернативную энергетику. В связи с этим на передний план выходит Россия, которая теоретически сможет увеличить объемы поставок газа в Европу.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет в Европе активно взяли за полную декарбонизацию. Речь теперь уже идет об отказе от ископаемых топлив и переходе на использование продукции, не содержащей углеродный след. Россия по-прежнему делает ставку на использование углеводородных запасов и настойчиво прокладывает газопроводы в Европу. О производстве продуктов с коротким углеродным следом речь пока идет только выборочно, а основным аргументом служит наличие рынков стран АТР, которые не скоро последуют примеру европейцев. ●



Официальная делегация обходит стенды на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании Политехника на выставке Нефтегаз-2021



Участник выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании ENERPAC на выставке Нефтегаз-2021



Стенд Сибирской промышленной группы на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании ТМС групп на выставке Нефтегаз-2021



Открытие выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Vent art на выставке Нефтегаз-2021



Участник выставки Нефтегаз-2021



Участники Национального нефтегазового форума 2021



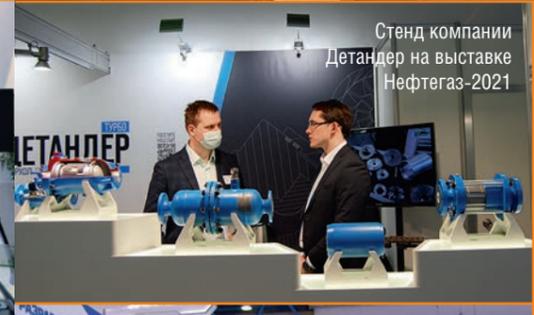
Участники выставки Нефтегаз-2021



Участники деловой программы на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании Ризур на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании Детандер на выставке Нефтегаз-2021



Посетители выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Буринтех на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании ОДК на выставке Нефтегаз-2021

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛ ПРОЕКТА 2220 ТИПА ЛК-60Я

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Ледокольное сопровождение

Арктика

Рассчитан на преодоление ровного льда толщиной 2,8 метра со скоростью 1,5–2 узла (3,0 метра – наибольшая).

Является двухосадочным ледоколом: при глубокой осадке способен проламывать толстые океанские льды, при мелкой – работать в руслах рек, тем самым замещая собой сразу два ледокола – классов «Арктика» и «Таймыр» соответственно.

Ледокол оборудован двумя ядерными энергетическими установками с реакторами РИТМ-200, тепловой мощностью по 175 МВт каждый. Пар от реакторов приводит в действие два паровых турбогенератора мощностью по 36 МВт. Три гребных винта фиксированного шага приводятся в действие шестью гребными электродвигателями суммарной мощностью 60 МВт. Двигатели установлены по два на каждом из трех валов судна.

После выхода из строя одного двигателя общая мощность ледокола снизилась с 60 МВт до 50 МВт. Принято решение работать с потерей мощности до замены нерабочего двигателя в доке. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Водоизмещение	25 540 т (стандартное)
	33 540 т (полное по КВЛ)
Длина	173,3 м (160,0 м по КВЛ)
Ширина	34,0 м (33,0 м по КВЛ)
Высота	15,2 м (борта на миделе)
	54,0 м (наибольшая)
Осадка	8,55 м (минимальная рабочая)
	10,5 м (полная по КВЛ)
Двигатели	2 ядерных реактора РИТМ-200 по 175 МВт
Мощность	60 МВт (81 500 л. с.) на валах
Движитель	3 гребных винта фиксированного шага с 4 съемными лопастями
	22,0 узла (полная) по чистой воде
Скорость хода	12,0 узлов по льду 1,5 м
	2,0 узла по льду 2,8 м (3,0 м – наибольшая толщина льда)
	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Автономность плавания	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Экипаж	75 человек

БУНКЕРОВОЧНОЕ СУДНО

- Оборудование для АЗС, АГНКС, нефтебаз, бункеровки
- Суда-бункеровщики

Бункеровщик предназначен для снабжения судов на стоянке или на ходу топливом и моторными маслами. Имеет оборудование для перекачки жидкого топлива или перегрузки угля на бункеруемое судно.

Грузовместимость танкеров-газовозов – от 145 тыс. м³.

Грузовместимость крупнейшего танкера-бункеровщика СПГ Gas Agility – Gas Agility – 18,6 тыс. м³.

* На бункеровщике обычно есть несколько видов горючего: дизель, КСТ, мазут с разным содержанием серы (от 1,5 до 4%). Топливо хранится в специальных емкостях – танках, под каждый вид выделен один или несколько танков, чтобы одно топливо не смешивалось с другим. Мазут попадает в резервуары терминала нагретым до 55–65 °С. За счет теплоизоляции такая температура сохраняется в них в течение нескольких дней, при необходимости топливо можно нагреть, пропустив через теплообменник. На причал топливо подается по трубопроводу или подвозится в автоцистернах. Во время погрузки бункеровщик окружают бонами. На случай аварийного разлива на причале хранится запас сорбента, упрощающего сбор нефтепродуктов с поверхности воды.

Горючее с нужными характеристиками может быть приготовлено на бункеровочном терминале или прямо на бункеровщике путем смешения легких и тяжелых компонентов. Так, из стандартного мазута с вязкостью 380 сантистокс можно приготовить мазут с более низкой вязкостью, разбавляя его светлыми нефтепродуктами.



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	73,2
Длина между перпендикулярами, м	69,2
Ширина габаритная, м	12,9
Ширина по КВЛ, м	12,6
Высота борта, м	4,8
Осадка по КВЛ, м	3,0
Скорость, узлы	9,35
Автономность, сутки	12
Количество мест, ед.	10
ГЛАВНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА	
Тип	дизельная двухвальная
Мощность главного двигателя, кВт	ок. 2 × 440
Дизель-генератор, кВт	2 × 160
Аварийно-стояночный дизель-генератор, кВт	1 × 50
ОСНОВНОЕ СУДОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Тип	дизельная двухвальная
Плот спасательный сбрасываемый, чел	2 × 10
Грузовой кран, т × м	2 × 15
Комплект ЛАРН, шт	1
Рабочая шлюпка, чел	1 × 6
Катер бонопостановщик, шт	1

Танкер-бункеровщик дедвейтом 1200 т (проект 00213)**

Класс судна – О 2,0 (лед 40) А Российского речного регистра судоходства. Однопалубное двухвинтовое судно с баком и ютом, с двойным дном и двойными бортами в районе грузовой зоны, с четырьмя грузовыми танками дизельного топлива с двумя

грузовыми танками масла моторного, с двумя грузовыми трюмами для бочек с маслом моторным, с двумя танками нефтесодержащих вод, танком сепарированного топлива, с кормовым расположением машинного отделения и жилой надстройки, с наклонным форштевнем и транцевой кормой. Между надстройкой и баком находится переходный мостик. ●

* www.gazprom-neft.ru
** www.vympel.ru

ГАЗОВОЗ

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Танкеры-газовозы

Специально построенное судно для перевозки сжиженного природного газа (а также сжиженного нефтяного газа – пропана и бутана) в танках (резервуарах)

Система хранения СПГ состоит из танка или резервуара для хранения, слоя изоляции, вторичной оболочки, предназначенной для недопущения утечек, и еще одного слоя изоляции. В случае повреждения первичного резервуара вторичная оболочка не допустит утечки.

Все поверхности, контактирующие с СПГ, изготавливаются из материалов, стойких к чрезвычайно низким температурам.

В танкерах, построенных по технологии Газ Транспорт (GT), танки выполняются из инвар стали (FeNi36) толщиной 0,5 мм с изоляцией перлитом, а по технологии Техник Газ (TG) – из рифленой нержавеющей стали 1,2 мм с изоляцией ПВХ блоками.

Наибольшее распространение получили танкеры с резервуарами типа MOSS, составляющими ныне 41% мирового флота метановозов.

На танкерах-газовозах устанавливают двухтопливные паровые турбины, способные работать как на судовом мазуте, так и на отпарном газе. Предельно допустимое значение показателя испарения в кипящем слое составляет порядка 0,15% в сутки от объема груза.

СПГ-танкеры

Разновидность газозовов рефрижераторного типа. Предназначены для перевозки сжиженного природного газа при атмосферном давлении и температуре -162 °С. Большинство СПГ-танкеров (метановозов) имеет вместимость от 125 000 до 135 000 м³.



Однако существуют и суда этого типа вместимостью 18 000–19 000 м³. Современные танкеры серий Q-Flex и Q-Max способны перевозить до 210–266 тыс. м³ СПГ.

Для транспортировки СПГ в арктических условиях используются СПГ-танкеры ледового класса (Yamalmax).

На базе СПГ-танкеров создаются также плавучие регазификационные установки – Floating storage and regasification unit.



LH₂-танкеры (LH₂ – "liquefied" сжиженный, H₂ – водород)

Предназначены для перевозки сжиженного водорода при атмосферном давлении и температуре -253 °С. По состоянию на май 2021 года в мире имеется только один LH₂-танкер – Suiso Frontier. В январе Moss Maritime в сотрудничестве с Equinor, Wilhelmsen и DNV-GL представила проект бункерного судна для сжиженного водорода.



Этановозы VLEC класса (Very Large Ethane Carrier)

Предназначены для перевозки этана при атмосферном давлении и температуре -89 °С. Первое судно этого класса – ETHANE CRYSTAL, спущено на воду в октябре 2016 года. Вместимость его грузовых танков – 87 200 м³.

СУДНО-ТРУБОУКЛАДЧИК

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Суда-трубоукладчики

Крупнотоннажное морское судно, оснащенное подъемным краном большой грузоподъемности, которое используется при строительстве подводной инфраструктуры.

Служит для прокладки морских трубопроводов и подключения нефтедобывающих платформ к нефтеперерабатывающему заводу, расположенному на берегу. Для достижения этой цели типичное судно-трубоукладчик оборудовано насосами и клапанами, а также другим специальным оборудованием, которое необходимо для прокладки трубы под водой.

Термин «судно-трубоукладчик» или «трубоукладчик» применяют ко всем судам, способным осуществлять укладку труб на дно океана. Он также может применяться и в отношении кораблей двойного назначения, способных укладывать трубопроводы на дне океана в дополнение к основной работе.



В процессе работы использует якорь или систему динамического позиционирования, предназначенную для удержания судна в заданной позиции и (или) на заданном курсе с целью следования вдоль заданного маршрута автоматически с высокой точностью посредством использования судовых движителей и подруливающих устройств для поддержания правильного положения и скорости при прокладке трубы.

Прокладка трубопровода может быть успешно реализована судном при работах на глубине более 2500 м. В мире имеются только две компании, обладающие компетенциями и подготовленными быстрыми трубоукладчиками – швейцарская Allseas и итальянская Saipem.

Суда-трубоукладчики используют различные способы укладки трубопровода. К таким основным способам относятся способы укладки трубопроводов методом S-Lay, J-Lay и Reel-Lay* (рис. 1–3).

РИС. 1. Схема укладки трубопровода на дно методом S-Lay

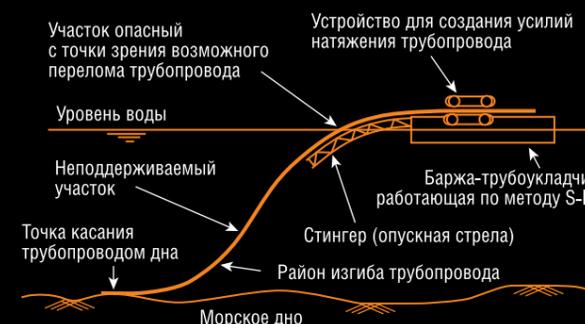


РИС. 2. Судно для укладки трубопровода методом J-Lay

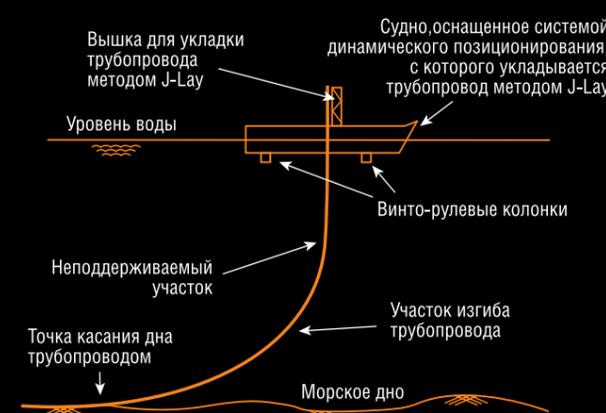
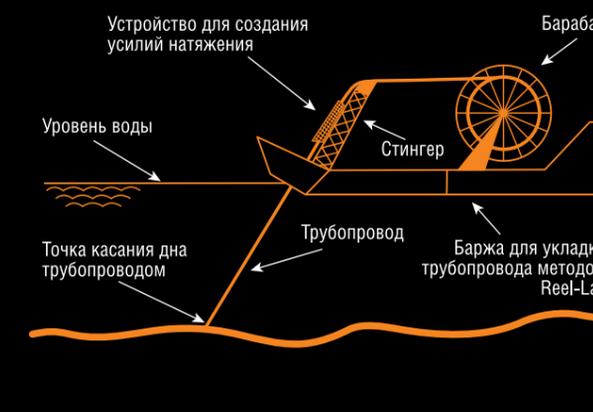


РИС. 3. Судно для укладки трубопровода методом Reel-Lay



* sudostroenie.info

ТАНКЕР «ЭКОМАР»

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Танкеры



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип судна	нефтеналивное
Позывной сигнал	УЕВЖ (UEWV)
Идентификационный номер ИМО (IMO №)	7804948
Порт регистрации	Большой порт Санкт-Петербург
Место и время постройки	Голландия, 1979
Главный материал корпуса	сталь
Число и мощность машин	1 × 1650 кВт
Главные размеры по Мерительному свидетельству, выданному Российским Морским Регистром судоходства от 08.05.2009 г. за № 09.04768.120:	
Длина	67,48 м
ширина	12,00 м
высота борта	6,00 м
емкость валовая	1571 рег.т.
емкость чистая	471 рег.т.
номер и дата регистрации в Государственном судовом реестре России	30-3423 от 05.10.2010 г.
район плавания в соответствии с классификационными документами	LC, NLL: ограниченный R2 – плавание с высотой волны 3% обеспеченности 7,0 м и с максимально допустимым удалением от места убежища 100 миль и с допустимым расстоянием между местами убежищ не более 200 миль; SEC: A1; NOSG: без ограничений
класс	KM Ice3 R2 AUT2 Oil tanker (> 60 °C) (ESP)
водоизмещение в полном грузу	2957 т
грузоподъемность чистая	1386,72 м
тяжелого топлива	+ 195,66 м
дизельного топлива	
Дедвейт	1965 т
осадка в балласте / полном грузу (м)	4,2 / 5,3

скорость хода в балласте / полном грузу / эксплуатационная (узл.)	11 / 10,5 / 11
флаг судна	Российская Федерация
расходуемое топливо / норма расхода топлива	дизельное топливо, ТМС (MGO)
ДГ №1 – 8NVD 26A-2 – 66800 г/час, нагрузка 100%. ДГ №2 – 6NVD 26A-2 – 49700 г/час, нагрузка 100%. АДГ 4VD 21/15-2 – 21600 г/час, нагрузка 100%. ГД 6M453 АК – 262 кг/час, нагрузка 100%. Грузовой котел №1 WWB-06 – 40 кг/час, Грузовой котел №2 WWB-06 – 40 кг/час, Вспомогательный котел 85DNH390 – 9 кг/час. Итого: 467,5 кг/час (без АДГ)	
система подогрева груза	судно оснащено системой подогрева груза, способной поддерживать груз при температуре, достаточной для проведения грузовых, бункеровочных операций и для перевозки груза в соответствии с условиями настоящего чартера
Судно оборудовано следующими грузовыми системами: топливными насосами для проведения грузовых и бункеровочных операций:	
Тяжелое топливо: № 1 – Allweiler 2Д170/68НО4S1-03; производительность: 120 м³/час; № 2 Allweiler 2Д170/68 НО4S1-03; производительность: 120 м³/час; Дизельное топливо: 3В 63/25-50/4Б, производительность: 50 м³/час.	
количество автономных грузовых систем:	
тяжелого топлива – 1, дизельного топлива – 1	
объем грузовых танков, оборудованных подогревом: объем 100% – 1457,4 куб. м	

МОРСКОЙ ТАНКЕР

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Танкеры

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I A1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

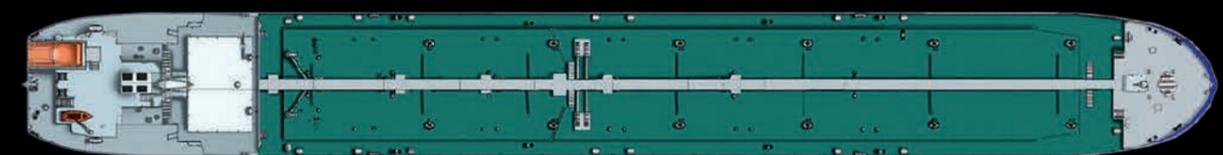
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовой марке, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2 × 1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●





А. Новак

Энергопереход состоится, при этом Россия намерена оставаться лидером энергетического рынка



В. Путин

Не воруй, веди себя прилично – и дело с концом



А. Шохин

Важно не увеличивать фискальную нагрузку на бизнес и не принуждать бизнес к конкретным инвестициям



Н. Шульгин

Генерация ВИЭ нестабильна и носит непредсказуемый характер и использовать ее в управлении режимом энергосистемы в реальном времени, конечно, невозможно



Ю. Шафраник

Наступает время энергетики будущего. Уверен, что будущее за гибридными энергосистемами. Все зависит от людей, от правильно намеченной ими цели и грамотной организации ее достижения



З. Набиулina

Проблема в низкой производительности, в недостаточно хорошем инвестиционном климате, в низком уровне доверия – не в недостатке денег



М. Решетников

Мы сейчас в условиях, когда появилась возможность столкнуться с дефицитом качественных инвестиционных проектов



М. Орешкин

Будет расти спрос на металлы, на медь, важно, чтобы добывающая промышленность России переключилась и структура ее начала меняться



В. Ильичев

Рано или поздно весь мир придет к необходимости обложения налогом цифровой передачи товаров, услуг, технологий

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

ЛЮБЫЕ МОРСКИЕ ОФФШОРНЫЕ ОПЕРАЦИИ

65
ЛЕТ



БУКСИРОВКА И СНАБЖЕНИЕ БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ
ВОДОЛАЗНЫЕ РАБОТЫ ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ
СЕРВИСНЫЕ КОНТРАКТЫ НА ШЕЛЬФЕ
МОРСКИЕ ОПЕРАЦИИ С ТНПА НА ГЛУБИНАХ
ДО 3000 МЕТРОВ

МОРСПАССЛУЖБА

ВАШ НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР НА ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФГБУ «Морспасслужба»

115432, г. Москва, Проектируемый проезд 4062, д. 4, стр. 1, тел.: (495) 626-18-08, e-mail: info@morspas.com
morspas.com