



КЛАССИФИКАЦИЯ
МНГС

МОДУЛЬНЫЕ
БУРОВЫЕ
УСТАНОВКИ

СЕЙСМИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
НА АРКТИЧЕСКОМ
ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

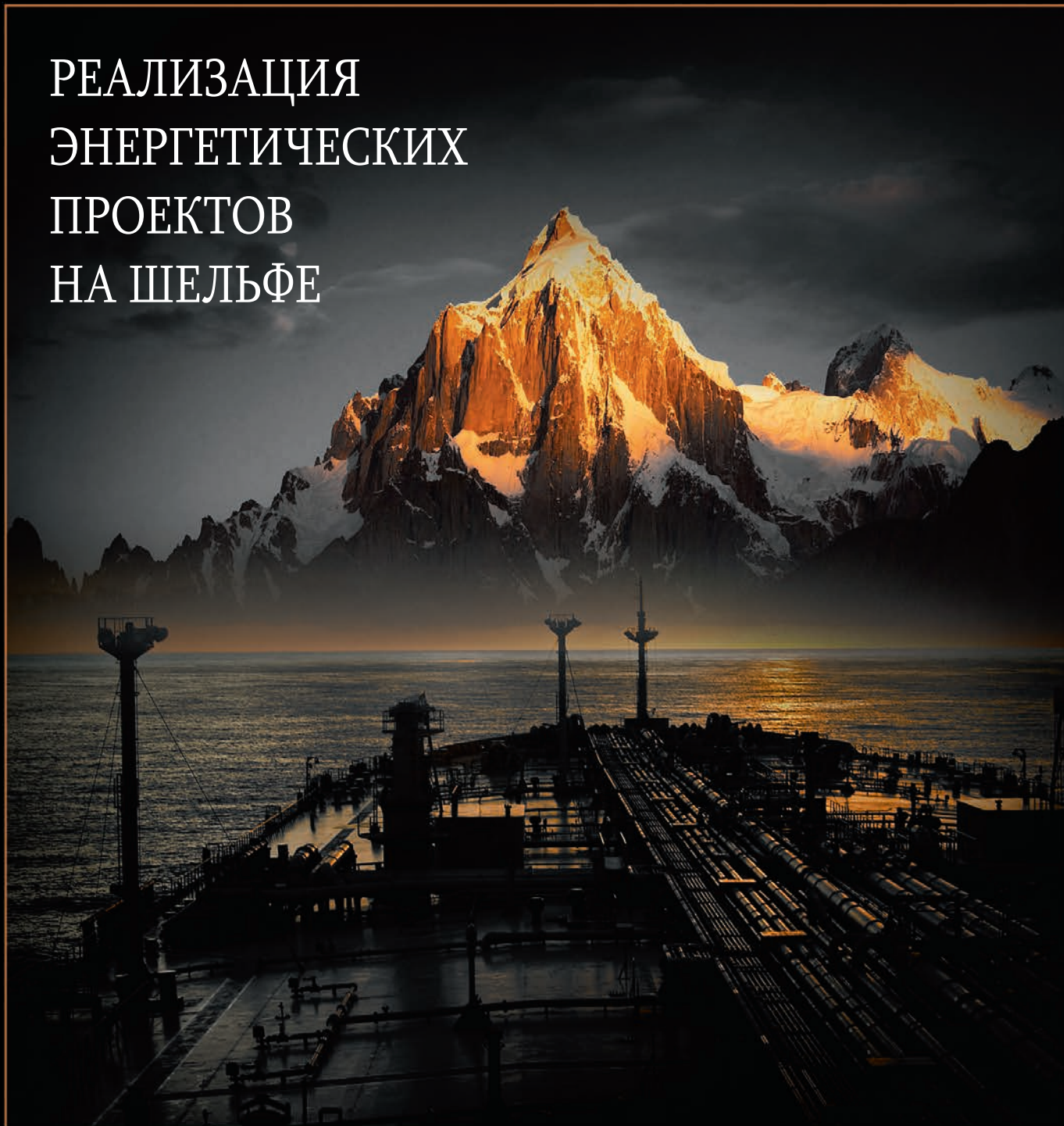
Neftgaz.RU

1 [133] 2023

OFFSHORE

ISSN 2410-3837

РЕАЛИЗАЦИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
ПРОЕКТОВ
НА ШЕЛЬФЕ

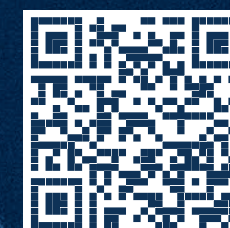


Входит в перечень ВАК

МОРЕ БЕЗ СЕРЫ: ПЕРСПЕКТИВЫ ЕСО- БУНКЕРОВКИ

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

MARINEBUNKER.NEFTEGAZ.RU



Мультичастотные
высокоразрешающие
сейсмические исследования
на арктическом шельфе



14

Особенности освоения
нефтегазовых ресурсов
континентального шельфа
Арктики



22

СОДЕРЖАНИЕ

БПЛА на объектах
трубопроводного транспорта



34

Классификация МНГС
по функциональному
назначению верхнего
строения



40

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Бюджет, налоги, санкции и нефть 6

Все ради науки 8

События 10

Первой строчкой 12

АРКТИКА

Мультичастотные
высокоразрешающие
сейсмические исследования
на арктическом шельфе 14

Особенности освоения нефтегазовых
ресурсов континентального
шельфа Арктики 22

ТРАНСПОРТИРОВКА

Фарватер российской
энергобезопасности. Технологии,
проекты и перспективы
ООО «Газпром флот» 26

Диагностика и контроль
теплотехнического состояния
свайного основания в условиях
вечномерзлых грунтов 30

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

БПЛА на объектах
трубопроводного транспорта 34

НЕФТЕСЕРВИС

Технология манжетного
цементирования, не требующая
нормализации 38

Классификация МНГС
по функциональному назначению
верхнего строения 40

Российские и зарубежные
роторно-управляемые
системы



52

Технологическая независимость
и импортозамещение при
реализации энергетических
проектов в Арктике



68

Энергоснабжение
в Арктике с использованием
ВИЭ



74

Госрегулирование
нефтегазового комплекса
как основа обеспечения
национальной и энергетической
безопасности



80

БУРЕНИЕ

Модульные буровые установки 46

Российские и зарубежные роторно-
управляемые системы 52

Хронограф 59

Анализ возникновения торсионных
вибраций в компоновке низа
буровой колонны 60

Технологическая независимость
и импортозамещение
при реализации энергетических
проектов в Арктике 68

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Энергоснабжение в Арктике
с использованием ВИЭ 74

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Госрегулирование нефтегазового
комплекса как основа обеспечения
национальной и энергетической
безопасности 80

РЫНОК

Нефтегазовый комплекс
России в новых условиях:
геополитическая ситуация,
диверсификация, формирование
новых рынков сбыта 88

ПЕРЕРАБОТКА

Базальтовые волокна.
Комплексное применение и создание
производств материалов для
нефтегазовой отрасли 92

Россия в заголовках 101

Новости науки 102

Нефтегаз *Life* 104

Классификатор 106

Цитаты 112

142 года назад

В 1881 году британский физик У. Томсон, в последствии известный как лорд Кельвин, читает знаменитую лекцию о природных источниках энергии.

141 год назад

В 1882 году в Лондоне заработала первая в мире общественная угольная тепловая электростанция, называвшаяся осветительной станцией Томаса Эдисона.

140 лет назад

В 1883 году в Санкт-Петербурге построена первая угольная общественная ТЭЦ.

139 лет назад

В 1884 году на крыше одного из зданий в Нью-Йорке установлены первые в мире солнечные батареи.

84 года назад

В 1939 году А. Эйнштейн написал письмо президенту Рузвельту, в котором разъяснял необходимость развития атомного проекта в Америке в противовес разработкам в Германии. Вскоре был создан Урановый комитет, положивший начало Манхэттенскому атомному проекту.

82 года назад

В 1941 году Борис Шелищ оформил патент Советского Союза на способ работы автомобильного двигателя на водородном топливе.

81 год назад

В 1942 году году коллективом под руководством лауреата Нобелевской премии по физике Энрико Ферми был запущен первый в мире уран-графитовый ядерный реактор – Chicago Pile 1.

79 лет назад

В 1944 году в Аргоннской национальной лаборатории (ANL) запустили первый в мире тяжеловодный ядерный реактор CP-3.

69 лет назад

В 1954 году в Обнинске запущена первая в мире атомная станция с уран-графитовым реактором, охлаждаемым водой на обогащенном уране.

46 лет назад

В 1977 году Министерство энергетики США открывает Исследовательский институт солнечной энергии, впоследствии известный как Национальная лаборатория возобновляемой энергетики (NREL).

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.з.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.з.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №Ф77-46285

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



СПГ 2023 конгресс РОССИЯ

IX Ежегодный конгресс и выставка

Престижная и единственная площадка для руководителей крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-заводов

15–16 марта, Москва

www.Ingrussiacongress.com

Ключевые моменты конгресса:

250+ УЧАСТНИКОВ, среди которых руководители предприятий в СПГ-индустрии и представители проектов по производству водорода в России, а также инициаторы инвестиционных проектов, компании-разработчики и производители оборудования и технологий для предприятий, российские и международные инвесторы

30+ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ, среди которых крупнейшие мегапроекты по СПГ, проекты по средне- и малотоннажным СПГ-заводам, проекты по производству водорода

40+ ДОКЛАДЧИКОВ И УЧАСТНИКОВ ДИСКУССИЙ: представители проектов, регуляторные органы, эксперты отрасли. Экспертные мнения по вопросам развития СПГ-индустрии в России и перспективам водородной энергетики в актуальной повестке

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СПГ: актуальные запросы бизнеса и предложения производителей

МАЛОТОННАЖНЫЕ СПГ-ПРОЕКТЫ В РОССИИ. Расширение внутреннего рынка сжиженного газа

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com



НОВОЕ! АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ: метан, водород, углерод. Перспективы развития проектов в новых реалиях

АКТУАЛЬНО! ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ КРИОГЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. Представление опытных образцов и результатов успешных испытаний

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИМЕЮЩИХСЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ СПГ. Инжиниринг и реинжиниринг. Разбор кейсов

БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ объектов СПГ на всех производственных этапах: добыча, производство, хранение, логистика

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА технических, технологических и сервисных решений от лидеров отрасли

30+ ЧАСОВ ДЕЛОВОГО И НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ! Встречи один на один, деловые обеды, кофе-брейки, приветственный коктейль для всех участников и многое другое.



БЮДЖЕТ, НАЛОГИ, САНКЦИИ И НЕФТЬ

Анна Павлихина

В конце прошлого года страны ЕС установили предел цены на российскую нефть и теперь пытаются понять, работает ли ценовой потолок? Зарубежные СМИ уверенно заявляют – «да». CREA – Хельсинский центр исследований в области энергетики и чистого воздуха – приводит данные, согласно которым Россия ежедневно теряет 172 млн долл., которые она могла бы получить, продавая нефть по рыночной цене. Специалисты Центра подсчитали, что с 5 февраля, когда под это же правило попадут нефтепродукты, финансовые потери увеличатся до 280 млн долл. в день.

Этим данным противоречит статистика Минфина РФ. В декабре, когда был установлен потолок цен, доходы бюджета за счет нефтянки увеличились на 7,5%, а по итогам 2022 г. рост составил 27,9%.

В то же время, по прогнозам Министерства, в январе 2023 г. поступления от нефтянки будут меньше базовых. По предварительным оценкам, казна недосчитается 54,5 млрд рублей. В связи с невозможностью получить запланированные доходы от продажи углеводородов с 13 января по 6 февраля в рамках бюджетного правила Минфина Банк России возобновляет торговлю валютой – юанями – на внутреннем рынке,

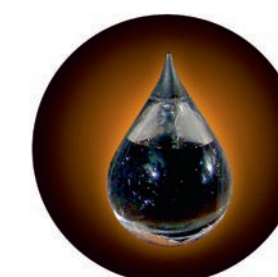


как сообщило ведомство «в целях повышения стабильности и предсказуемости внутренних экономических условий, а также снижения влияния изменчивой конъюнктуры рынка энергоносителей на российскую экономику и государственные финансы».

Чтобы сбалансировать бюджет, нужна более высокая цена на нефть. В начале года балансирующей называли цену в 95 долл. за барр. К середине января подсчеты скорректировались на уровне 110–115 долл. за барр. Этот уровень выглядит еще более недостижимым, учитывая прогнозы по сложности сохранения экспортных доходов хотя бы на уровне не самого удачного прошлого года.

Учитывая это, в бюджет 2023 года заложено сокращение нефтегазовых доходов на 24%. Кроме того, вероятно, возникнут сложности с экспортом нефтепродуктов. Рынки сбыта для них найти сложнее, премиальный для нефти и газа Азиатско-Тихоокеанский регион не может порадовать таким же спросом на нефтепродукты. Этим может объясняться тот факт, что при ожидаемом ведомством сокращении добычи на 5%, в план заложено незначительное увеличение экспорта, из чего следует, что переработка внутри страны и выпуск нефтепродуктов должен сократиться.

В наступившем году состояние бюджета вызывает беспокойство и обсуждения на самых высоких уровнях. Так, Минэнерго поручено разобраться с предоставлением скидок на нефть и при необходимости ограничивать размер дисконта. Сегодня эксперты склонны думать, что по итогам 2023 года размер скидки может быть уменьшен вдвое. ●



ВСЕ РАДИ НАУКИ

Анна Игнатьева

Председатель правительства РФ М. Мишустин подписал постановление (№ 2312 от 15 декабря 2022 г.), которое расширяет перечень видов научных исследований и опытно-конструкторских работ (НИОКР), расходы по которым можно учитывать для уменьшения налоговых платежей. Теперь туда включена разработка и производство отдельных видов химической продукции.

Подписанным документом внесены изменения в Постановление Правительства от 24 декабря 2008 г. № 988. В обновленный перечень вошли еще 26 технологий производства химических веществ, среди которых удобрения и средства защиты растений, составы для нефтедобычи, моющие средства, производные для косметики, добавки для пластика и каучука, присадки к топливу и смазочным материалам, дезинфицирующие вещества, сырье для фармацевтической промышленности, вещества для пищевых добавок.

Расходы по исследованиям и разработкам, включенным в перечень, исключаются из базы расчета налога на прибыль. Они отнесены к прочим расходам с увеличивающим коэффициентом 1,5. Таким образом, снижаются сами налоговые платежи.

Решение позволит простимулировать развитие отечественной малотоннажной и среднетоннажной химии в условиях внешних ограничений.

Другим постановлением правительство выделило более 3,7 млрд руб. из резервного фонда кабмина на повышение заработной платы сотрудников федеральных государственных научных учреждений. Средства выделяют дополнительно к почти 5 млрд руб., ранее предусмотренным на эти цели. Решение было принято с учетом скорректированных прогнозных показателей размера и темпа роста средней заработной платы в России.

За счет дополнительных средств зарплату научных сотрудников в теории должны повысить до 200% средней зарплаты в их регионе. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Россия перешла к активному поиску новых партнеров. С Ираном обсуждается возможность объединения энергосистем, передача газотурбинных технологий и возобновляемая генерация, с Китаем – углубление энергетического сотрудничества, с Белоруссией – совместная промышленная политика, с Казахстаном – проекты по производству пропилена и полиэтилена. Какие отрасли российской промышленности нуждаются в партнерской поддержке?

В какой сфере России надо искать технологическое партнерство с другими странами?

34%

Нефтегазопереработка и нефтегазохимия

19%

Компьютерные технологии и искусственный интеллект

17%

Космические программы

3%

В сфере продовольственной безопасности

27%

В области возобновляемой энергетики

Газпром утвердил инвестиционную программу на 2023 год с учетом состояния мирового рынка и хода газификации. Так, компания планирует развитие новых центров газодобычи, развитие МГП Сила Сибири, газоперерабатывающих проектов и проектов, обеспечивающих пиковый баланс спроса. Развитие каких направлений следует считать приоритетными?

Какой должна быть последовательность в финансировании проектов газового рынка в России?

31%

Новые центры газодобычи, развитие экспортных маршрутов, перерабатывающие проекты, газификация населенных пунктов

29%

Развитие экспортных маршрутов, новые центры газодобычи, газификация населенных пунктов, перерабатывающие проекты

25%

Перерабатывающие проекты, газификация населенных пунктов, новые центры газодобычи, развитие экспортных маршрутов

15%

Газификация населенных пунктов, перерабатывающие проекты, развитие экспортных маршрутов, новые центры газодобычи



THE LAGUNA
RESORT & SPA
NUSA DUA, BALI

Обновленная, но такая знакомая Laguna!

Оцените новые интерьеры, вдохновленные океаном,
пышные тропические сады,
чистейший пляж и семь бассейнов с морской водой.

Больше на www.thelagunabali.com

THE LUXURY COLLECTION HOTELS & RESORTS

THE LAGUNA
A LUXURY COLLECTION RESORT & SPA, NUSA DUA, BALI
KAWASAN PARIWISATA NUSA DUA LOT N2 PO BOX 77, BALI 80363, INDONESIA

Go There With
MARRIOTT BONVOY

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

В Египте найдено крупное газовое месторождение

Египет обнаружил крупное ГКМ в блоке Наргис – одном из четырех морских разведочных блоку северо-восточного побережья Средиземного моря. Месторождение может содержать до 3,5 трлн кубических футов газа. Это открытие способно придать импульс усилиям Египта по позиционированию себя в качестве энергетического центра в восточном Средиземноморье после объявления в 2015 г. об открытии компанией Eni гигантского газового месторождения Зохр. Сегодня Египет занимает второе место по добыче газа в Северной Африке после Алжира, и на его долю приходится около 1,7% доказанных мировых запасов. В 2022 году Египет ежемесячно экспортировал в Европу газа на 600 млн долл., а в следующем надеется увеличить этот показатель до 1 млрд долл.

ЕС ввел девятый пакет санкций

Совет ЕС подтвердил свою позицию, направленную на обеспечение продовольственной безопасности и избежание сбоев в работе каналов оплаты сельскохозяйственной продукции. В связи с этим было принято решение ввести новое послабление в санкционном режиме, позволяющее размораживать активы и средства лиц, которые до включения

ЕС согласовал потолок цен на газ на уровне 180 евро/МВт·ч с возможностью отмены. К внебиржевым сделкам потолок применяться не будет

в список играли значительную роль в международной торговле сельскохозяйственными и пищевыми продуктами, включая пшеницу и удобрения. Одновременно девятый пакет санкций вводит запрет на поставки в Россию товаров и технологий, связанных с авиацией, сложных генераторов, компьютеров, печатных микросхем, систем радионавигации, камер и объективов. Запрещаются инвестиции в энергетический и горнодобывающий сектор России, за исключением деятельности, связанной с видами критически важного сырья. Гражданам ЕС теперь запрещено занимать руководящие должности в государственных или контролируемых государством компаниях РФ. В санкционный список внесено 168 российских компаний и порядка 200 физических лиц.

За добычей в Венесуэлу

Зампред правительства РФ А. Новак в качестве сопредседателя провел в Каракасе 16-е заседание Российско-Венесуэльской межправительственной комиссии.

По итогам заседания глава венесуэльской государственной нефтегазовой компании PDVSA А. Чавес сообщил, что российские компании готовы развивать проекты по добыче и переработке нефти в Венесуэле в рамках совместных предприятий. Стороны договорились о создании рабочей группы для развития пяти совместных предприятий России и Венесуэлы, деятельность которых сосредоточена в области добычи и переработки нефти.

В Дзержинске займутся переработкой литий-ионных батарей

В Дзержинске в 2023 г. начнется строительство экотехнопарка по переработке литий-ионных батарей. Строительство планируют начать в октябре 2023 г. и запустить производство до конца 2024 г. В экотехнопарке мощностью до 50 тыс. т в год предусмотрены семь технологических линий для переработки батарей, на выходе будет литий, алюминий, медь, железо, никель, марганец, кадмий, кобальт и графит, которые планируют использовать для производства новых литий-ионных аккумуляторов. Проектирование и строительство экотехнопарка будет вести Концерн Титан-2, занимающийся возведением предприятий атомной отрасли.

Канада предоставила Ksi Lisims LNG экспортную лицензию на 40 лет. Объект будет иметь один из самых низких показателей углеродоемкости среди всех крупномасштабных экспортных проектов СПГ в мире

Второй ветка ВСТО
Богуманская ТЭС запущена
Продажа квот
Долли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Во Франции заработали еще два энергоблока АЭС EDF

Французская энергокомпания EDF запустила в эксплуатацию два остановленных ранее энергоблока АЭС, увеличив таким образом число работающих реакторов в стране до 40 из 56. Всего сейчас во Франции работают реакторы суммарной мощностью 39 ГВт.

От них питается около 60% предприятий, и они же поставляют энергию в дома 70% жителей страны. В EDF взяли на себя обязательства по перезапуску всех остановленных реакторов к зиме. Еще 15 ноября Electricite de France запустила только 31 из своих 56 атомных реакторов. Это должно помочь стране в преодолении энергетического кризиса.

Плавучий ветропарк

Компании Metsahallitus и Vattenfall подписали соглашение о разработке проекта, который предусматривает строительство первого в Финляндии морского ветропарка у берегов муниципалитета Korsnäs на западе Финляндии.

Проектная площадка занимает 220 км², рядом расположены три крупных порта – Kaskinen, Kristiina и Vaasa. На первом этапе проекта будет построено от 70 до 100 ветрогенераторов

Под Псковом на территории ОЭЗ Моглино появится завод по производству СПГ. Объем инвестиций в проект – 1,5 млрд руб. Мощность производства – 19 тыс. т в год. Это позволит обеспечить газомоторным топливом потребителей регионов СЗФО

мощностью от 12 до 22 МВт и более, которые планируется устанавливать на глубине от 10 до 30 м. Предполагаемая годовая выработка электроэнергии составит 5 ТВт·ч/год, за счет этого электроэнергией будут обеспечены около 250 тыс. частных домов. Инвестиции в проект составят 2–3 млрд евро, ввод в эксплуатацию запланирован на 2030 г. Страна стремится стать углеродно-нейтральным государством к 2035 г. Сегодня на долю ветровой энергетики приходится около 10% всей выработанной в Финляндии электроэнергии, по оценкам экспертов, через 10 лет эта доля увеличится до 25%.

Больше газа

Поставки трубопроводного газа из России в Китай в январе–ноябре 2022 г. в стоимостном выражении составили 3,546 млрд долл, что на 177% больше по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Отдельно в ноябре Россия

поставила КНР газа на 449,3 млн долл, что в два раза больше по сравнению с октябрём. Среди государств, поставляющих Китаю газ по газопроводам, первое место продолжает занимать Туркмения: за 11 месяцев она экспортировала газа на 9,28 млрд долл. На втором месте – Россия, на третьем – Мьянма (1,29 млрд долл.), четвертое место занимает Узбекистан (1,03 млрд долл.), пятое – Казахстан (1 млрд долл.).

Газпром запустил Ковыктинское ГКМ и участок МГП Ковыкта – Чаянда

Газпром ввел в промышленную эксплуатацию Ковыктинское ГКМ и участок МГП Сила Сибири-1 от Ковыктинского до Чаяндинского месторождения. Таким образом, МГП введен в эксплуатацию на всей протяженности, превышающей 3000 км. Теперь газ в МГП Сила Сибири-1 подают два ЦГД – Иркутский и Якутский. Ковыктинское ГКМ является крупнейшим по запасам газа на Востоке России и составляет основу для Иркутского ЦГД, наряду с Чаяндинским НГКМ в Якутии, формирует ресурсную базу для МГП Сила Сибири-1. Проектная мощность двух месторождений – более 50 млрд м³ природного газа в год. ●

КазТрансОйл сообщил о получении одобрения от России на транзит 300 тыс. т нефти в Германию в 1-м квартале 2023 г. Казахстан планирует поставить в Германию 1,5 млн т нефти в 2023 г. и может нарастить объем до 6–7 млн т в год

На **19,6%**

снизил добычу газа Газпром по итогам 11,5 месяца 2022 г., поставки в дальнее зарубежье снизились на **45,1%**



1,8 МЛН Т

нефти планирует добыть Белоруснефть по итогам 2022 г.

Такой уровень не достигался страной уже **20 лет**

На **3%**,

до **52** млрд кВт-ч, снизилась выработка электроэнергии в объединенной энергосистеме Северо-Запада за 6 месяцев

700 МЛН М³

достигла суточная добыча газа на месторождении Южный Парс

8 млрд долл.

потратит Египет на разведку нефтяных и газовых месторождений в стране

Минэнерго РФ предлагает построить новые ГЭС общей мощностью

3,8 ГВт и ГАЭС на **2,9 ГВт**

Совкомфлот разместил замещающие облигации, призванные заместить евробонды, на сумму

377,1 МЛН долл.

На **1,2%**

в годовом сравнении упало производство электроэнергии

в 1-й ценовой зоне энергорынка (около **80%** выработки в России)

3 **НОВЫЕ СОЛНЕЧНЫЕ СТАНЦИИ**

общей мощностью **500 МВт** планируют запустить в Узбекистане к 2024 г.

с **21** до **66**

увеличили портфель заказов на СПГ китайские верфи, что составляет **21%** от мировых заказов на сумму около **60 млрд долл.**



На **52,6%**

до **146,57 млрд долл.** вырос импорт Индией сырой нефти в апреле – ноябре.

Импорт угля и кокса увеличился на **97,7%**, до **37,25 млрд долл.**

На **54%**,

до **1,6 млн барр. в сутки**, сократились поставки российского топлива в первую неделю действия санкций

\$ 35 млрд

вложит Иран в нефтехимическую отрасль, **15 млрд** из этой суммы предназначены для PGPIC

До **40 МЛН Т**

малосернистой нефти расширены экспортные мощности порта Новороссийска

Ведутся работы по увеличению экспорта до **52 млн т**

СУЭК инвестирует в развитие

\$ 2 млрд в 2023 г. **1 млрд** направят в сектор энергетики и **1 млрд** — в угольные активы

65 млн евро

выделил ЕИБ на реконструкцию Клайпедского порта

Общая стоимость проектов, под которые привлекался кредит, составляет **137 млн евро**

8,9 млрд руб.

инвестируют Россети в энергосистему Курской области до 2025 г.

9,7 млрд евро

достигнут затраты Германии на FSRU за период с 2022 по 2038 годы

Нигерия увеличила объем производства нефти до

1,6 МЛН барр. в сутки

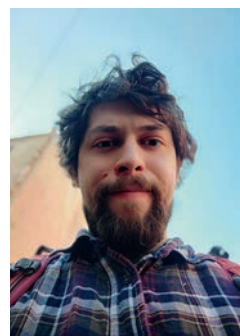
50-51 МЛН Т нефти

прокачает КТК вместо запланированных **63 млн т**

МУЛЬТИЧАСТОТНЫЕ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩИЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ на арктическом шельфе



**Гайнанов
Валерий Гарифьянович**
профессор кафедры
сейсмометрии и геоакустики
геологического факультета МГУ,
д.т.н.



**Токарев
Александр Михайлович**
геологический факультет МГУ,
аспирант



**Потемка
Андрей Константинович**
геологический факультет МГУ,
аспирант

РАССМОТРЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ШЕЛЬФЕ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ И ДЕТАЛЬНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ПУТЕМ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ РАЗНОЧАСТОТНЫМИ МЕТОДАМИ И КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ, ПРЕДСТАВЛЕНЫ НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ АВТОРАМИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭТИХ ТЕХНОЛОГИЙ

AUTHORS PRESENT A PREVIEW OF UP TO DATE HIGH RESOLUTION SEISMIC TECHNOLOGIES ON THE SHELF AREAS BASED ON THE MULTIPLE FREQUENCY OBSERVATIONS AND COMBINED PROCESSING OF ACQUIRED DATA FOR ACHIEVING BETTER RESOLUTION AND PENETRATION. THE EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGIES IS DEMONSTRATED NOT ONLY ON THE PUBLISHED DATA, BUT ON THE AUTHORS OWN MATERIALS

Ключевые слова: высокоразрешающая сейсморазведка, сверхвысокоразрешающая сейсморазведка, ультровысокоразрешающая сейсморазведка, мультимастотная сейсморазведка.

Высокоразрешающие сейсмические исследования широко применяются для целей геологического картирования на акваториях, при инженерно-геологических изысканиях, а также для мониторинга опасных геологических процессов, таких как газовые сипы, деградация мерзлоты, оползневые процессы.

Требования к результатам таких исследований постоянно возрастают – первые такие работы начали проводиться в нашей стране в 60-е годы 20 века (Калинин и др., 1964; Калинин, 1976), за рубежом несколько ранее (Beckmann et al, 1959; Ewing and Tirey, 1961; Edgerton, 1963).

Технология работ заключалась в одноканальном профилировании – за бортом судна буксировались один источник (электроискровой – спаркер, бумер или пневматический источник) и одноканальная пьезоприемная коса. Работы проводились при постоянном движении судна, поэтому получили название «непрерывное сейсмическое профилирование» (НСП). Результаты регистрировались на бумажном носителе и получили название «сейсмический

временной разрез», по аналогии с геологическим разрезом. Для тех времен технология оказалась очень эффективной, и метод получил широкое распространение.

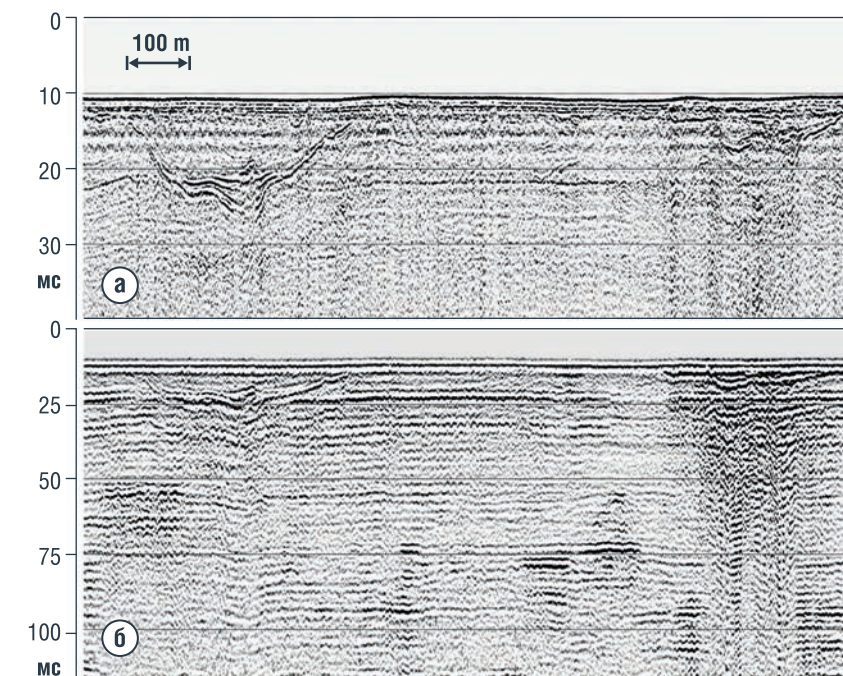
Однако простота метода была и причиной его недостатков – по одноканальным данным невозможно было определять скорости сейсмических волн в среде, были ограничены возможности подавления многочисленных помех.

Когда появились технические возможности начали применять многоканальную регистрацию данных. Это позволило повысить помехоустойчивость метода, дало возможность определять скорости волн в среде и тем самым повысить точность и достоверность построений (Бондарев и др., 1988; Гайнанов и др., 2006; Гайнанов и Токарев, 2008).

По мере развития способов цифровой обработки данных технологии проведения таких работ также начали совершенствоваться. Целями были повышение разрешающей способности и глубинности исследований, а также определение физико-механических, литологических и коллекторских свойств грунтов при комплексной

УДК 550.832.4

РИСУНОК 1. Временные разрезы, полученные при одновременном профилировании с бумером (а) и со спаркером (б) (Гайнанов и др., 2008)



интерпретации сейсмических данных с данными скважинных исследований и инженерно-технических испытаний.

Многие из таких новых методических приемов описаны в нашей предыдущей публикации в данном журнале (Гайнанов и др., 2021), но технологии быстро совершенствуются, и здесь мы хотим рассмотреть новые тенденции в этой области.

Технологии высокоразрешающих сейсмических исследований на акваториях

Прежде чем перейти к основной теме нашей работы, следует сделать краткий обзор высокоразрешающих сейсмических

исследований верхней части геологического разреза вообще. Если придерживаться классификации методов по работе (Thomas et al., 2012), то наибольшую глубинность (до 1 км) для таких исследований при относительно высокой вертикальной разрешающей способности (4–1 м) может обеспечить так называемая «сейсморазведка высокого разрешения» (СВР), работающая на частотном диапазоне колебаний 80–375 Гц. Далее идет «сейсморазведка сверхвысокого разрешения» (ССВР) на частотном диапазоне колебаний 375–1500 Гц с разрешающей способностью около 1 м и менее, наиболее востребованная в такого вида исследованиях. Последним в такой классификации называют

«сейсморазведку ультравысокого разрешения» (СУВР), в прежнем у нас названии – «акустические исследования» на частотном диапазоне колебаний 1,5–13 кГц с разрешающей способностью около 25 см и менее.

Для каждого диапазона частот существуют свои источники колебаний, приемные системы и соответствующая методика наблюдений. Поэтому достаточно долгое время каждый из этих методов (или методик) применялся в отдельности, в разное время или с разных судов, что, конечно, удлиняло сроки проведения исследований и удорожало работы.

Идея проводить сейсмические наблюдения в различных частотных диапазонах для получения данных с различной разрешающей способностью, будучи совершенно очевидной, начала внедряться на практике достаточно давно. Наиболее часто применяется сочетание сейсмического источника и профилографа или локатора бокового обзора, но встречаются и работы, где применялись либо различные типы источников, либо источники, помещавшиеся на различной глубине.

В нашей стране пионерской можно считать методику двухчастотных высокоразрешающих сейсмических исследований с применением бумера и спаркера (Безродных и др., 2002), несколько позже мы также стали применять такую методику (Гайнанов и др., 2008).

Дальнейшее совершенствование технологии таких исследований имело главной целью повышение разрешающей способности исследований (что равносильно расширению спектра сигнала), как за счет использования более сложных систем наблюдений, так и применения современных способов цифровой обработки данных.



РИСУНОК 2. Принципиальная схема многоканальных сейсмоакустических наблюдений с двухуровневой расстановкой



Одним из таких способов является буксировка источника и приемника на достаточно большой глубине, такой, что волны-спутники от поверхности воды регистрируются с достаточно большим запаздыванием от основной волны и не ухудшают разрешенности записей для верхних частей разреза (Tokarev et al., 2006).

Другой подход заключается в буксировке наклонной косы, и за счет разной глубины погружения приемников разных каналов при суммировании таких данных волны-спутники также ослабляются (Гайнанов, 2019; Soubaras et al., 2013).

Практически одновременно с наклонными косами появились

системы двухуровневой буксировки (Moldoveanu et al., 2007). При регистрации данных на сейсмокосы, буксируемые на двух разных уровнях, «провальные» низкие и высокие частоты, регистрируемые на приповерхностной косе, будут обогащены данными с глубокой косы.

Соответственно, после обработки можно получить широкополосную запись с высоким разрешением.

Хотя такая идея появилась давно, несовершенство технологии проведения наблюдений и способов обработки не позволяло реализовать ее на практике даже для нефтегазовой сейсморазведки. Только не так давно появилась

возможность реализовать ее при высокоразрешающих сейсмических исследованиях (Tokarev et al., 2016; Токарев и др. 2018).

В 2015 году на шельфе моря Лаптевых в рамках региональных инженерно-геологических исследований была применена разработанная под руководством М.Ю. Токарева методика двухуровневых трехчастотных сейсмических наблюдений (рис. 15). Целью исследования было обнаружение и картирование геологических опасностей в верхней части разреза.

В качестве излучателей сигнала использовались спаркер с центральной частотой сигнала

РИСУНОК 3. Сейсмические разрезы по профилю, отработанному с двухуровневой расстановкой в трех частотных диапазонах, разрезы сверху вниз: по профилографу; по заглубленной приемно-излучающей системе (ССВР); по приповерхностной приемно-излучающей системе (СВР)

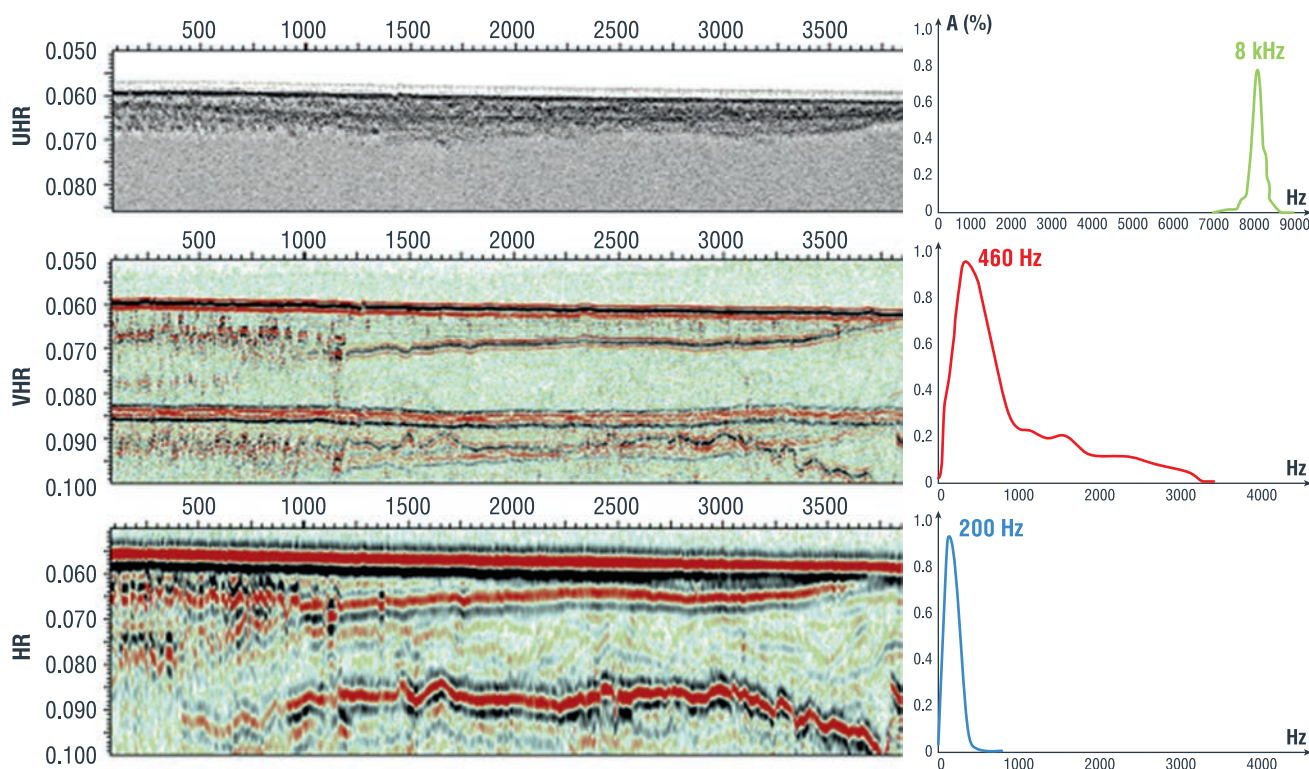
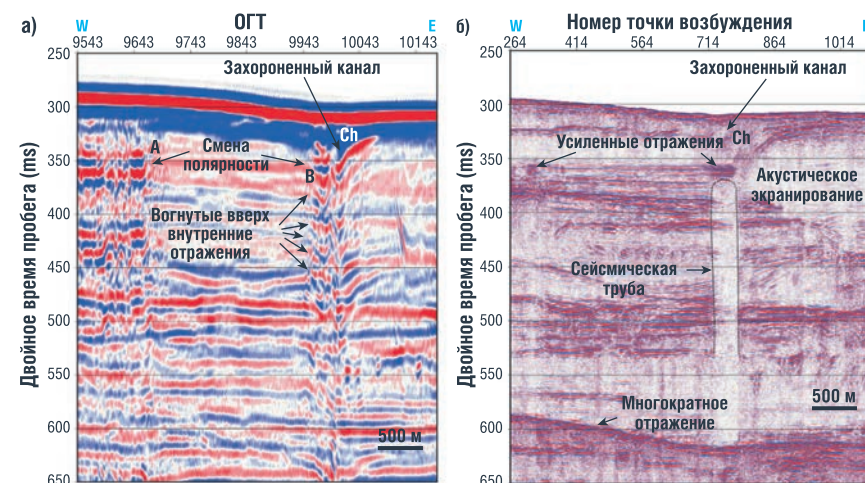


РИСУНОК 4. Сравнение разрешающей способности двух сейсмических методов. Слева – данные, полученные с пневмопушкой, справа – со спаркером (Kim et al., 2020)



около 500 Гц и пневмоисточник с центральной частотой порядка 250 Гц с попеременным возбуждением. Источники буксировались на двух уровнях: пневмопушка на глубине погружения поверхностной косы, электроискровой источник на уровне заглубленной приемной системы. Приповерхностная пьезокоса, состоящая из 96 каналов, расположенных с шагом 3,125 метра, была заглублена примерно на 1,5 метра, 16-канальная пьезокоса (шаг между одиночными приемниками 2 метра) заглублялась в среднем на 25 метров. В качестве третьего приемно-излучающего устройства использовался параметрический профилограф, работающий на частоте 8 кГц. Для определения особенностей рельефа дна использовались гидролокатор бокового обзора (ГЛБО) и многолучевой эхолот (МЛЭ).

Дополнение многоканальных наблюдений высокочастотным непрерывным сейсмоакустическим профилированием в набортном или заглубленном варианте позволяет за один проход судна получать данные в трех частотных диапазонах сейсмических наблюдений. Пример таких наблюдений приведен на рисунке 16.

Отражение от кровли газонасыщенных отложений имеет много общего с отражением от кровли многолетнемерзлых пород. Обе эти поверхности характеризуются повышенными амплитудами отражений, неровным рельефом, краевыми дифракционными эффектами, могут располагаться резко дискордантно по отношению

к отражениям от геологических слоев. При высокочастотных сейсмоакустических исследованиях (профилографы SES, Parasound и др.) обе поверхности почти всегда являются акустическим фундаментом, что не позволяет изучить нижележащую часть разреза. Единственным надежным критерием, позволяющим идентифицировать газонасыщенные отложения, является отрицательная полярность отражения от их кровли (т.е. обратная по отношению к полярности отражения от дна), что связано с резким понижением скорости волн в газозаполненных интервалах разреза. В многолетнемерзлых породах скорости упругих волн, наоборот, выше, чем фоновые, и полярность отражений от их кровли – положительная. В то же время при применении только высокочастотных профилографов определить полярность отражений практически невозможно, поскольку используется огибающая сигнала.

Сейсмические исследования на шельфе моря Лаптевых в трех частотных диапазонах позволили не только решить эту проблему, но и получить дополнительные преимущества при интерпретации. Представленная технология сейсмических исследований в широком диапазоне частот от 50 Гц до 3,5 кГц позволяет достичь оптимальных параметров съемки по глубинности и вертикальной разрешающей способности за один проход судна. Применение методики сейсмических работ с комбинированной, приповерхностной и заглубленной

приемно-излучающей установкой впервые позволило применить методы динамического анализа и инверсии для сейсмоакустических данных в характерных для Арктического региона сейсмогеологических и гидрометеорологических условиях.

Ярким примером применения разночастотных источников для решения задачи выявления неглубоких газопоявлений может служить работа (Kim et al., 2020).

Набор данных представляют данные многоканальной 2D-сейсморазведки, одноканального сейсмопрофилирования, профилографа и многолучевого эхолота. Источником в методе 2D-сейсморазведки служила пневмопушка с доминирующей частотой порядка 60 Гц. В качестве источника при одноканальном профилировании использовался спаркер с центральной частотой порядка 700 Гц. Рабочая полоса частот профилографа составляла 2–7 кГц. Использование разночастотных источников позволило выявить проявления свободного газа и различные признаки этих газопоявлений.

В работе (de Souza et al., 2015) описывается совместное применение для инженерных целей следующего набора: однолучевой эхолот (две частоты: 38 и 200 кГц), гидролокатор бокового обзора (двухчастотный: 100 и 500 кГц), двойная система профилирования ЛЧМ (чирп) (2–8 кГц и 10–18 кГц) и бумер (500–2000 Гц) (рис. 5).

Однако эти методики не являются в полном смысле слова мультичастотными, поскольку данные обрабатываются и интерпретируются по отдельности.

Мультичастотная высокоразрешающая сейсморазведка

По современным представлениям мультичастотная сейсморазведка, это когда данные, зарегистрированные в разных частотных диапазонах, при обработке объединяются в единые композитные сейсмические трассы с расширенным частотным спектром.

Существует ряд работ, посвященных объединению данных с существенными различиями в частотных диапазонах.

РИСУНОК 5. Пример разрезов, полученных с источниками (сверху вниз): эхолот (две частоты), чирп (2–8 кГц), чирп (10–20 кГц), бумер (400–2000 Гц) (de Souza et al., 2015)

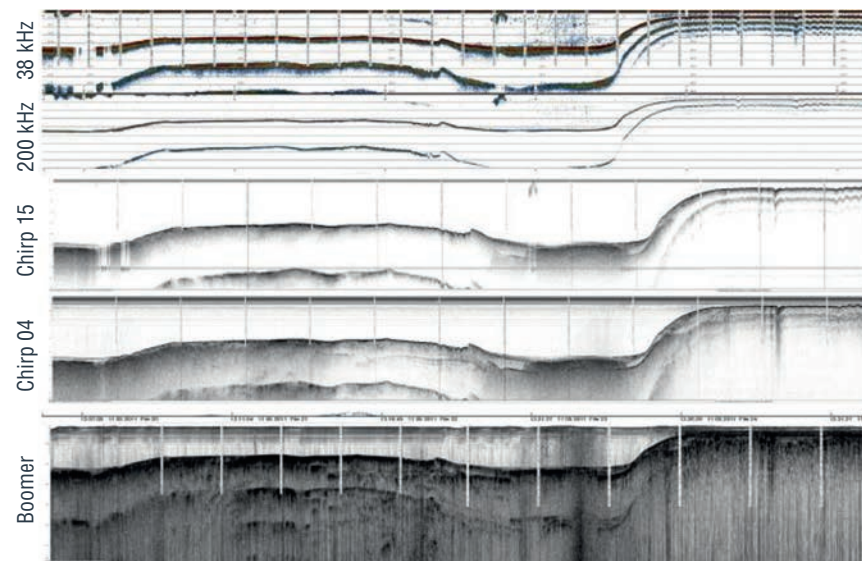


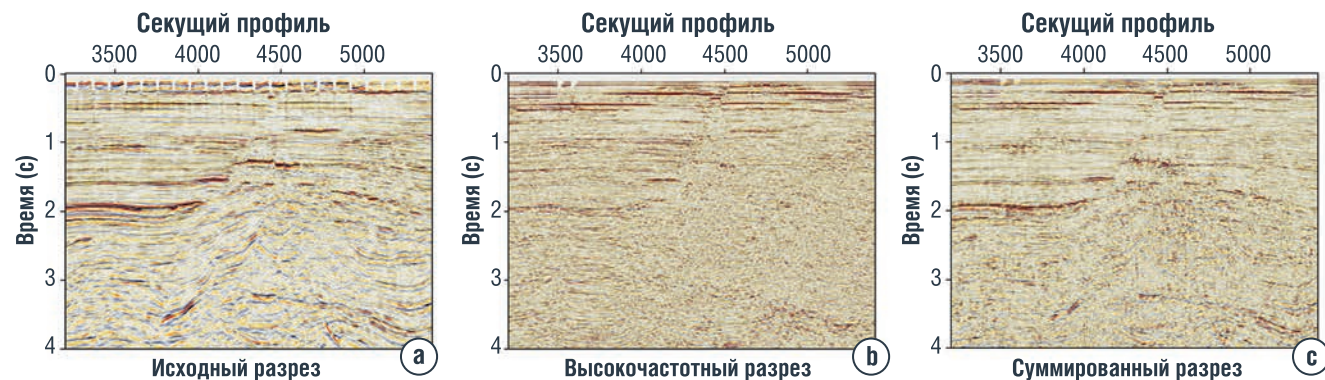
РИСУНОК 6. Приведение спектров для суммирования: (а) – спектры до балансировки; (б) – после балансировки (Greer and Fomel, 2018)



Так, например, в работе (Deplante, 2009) описывается методика SpectralFusion – уникальный метод объединения данных с перекрывающимся спектром для получения набора данных с большей информативностью. Авторы подчеркивают, что слияние спектров будет полезно в тех

случаях, когда объединенные спектры двух исследований дают преимущество по сравнению с анализом отдельных исследований. Объединение позволило проводить инверсию на имеющихся данных по упрощенным алгоритмам и корреляцию со скважинными данными.

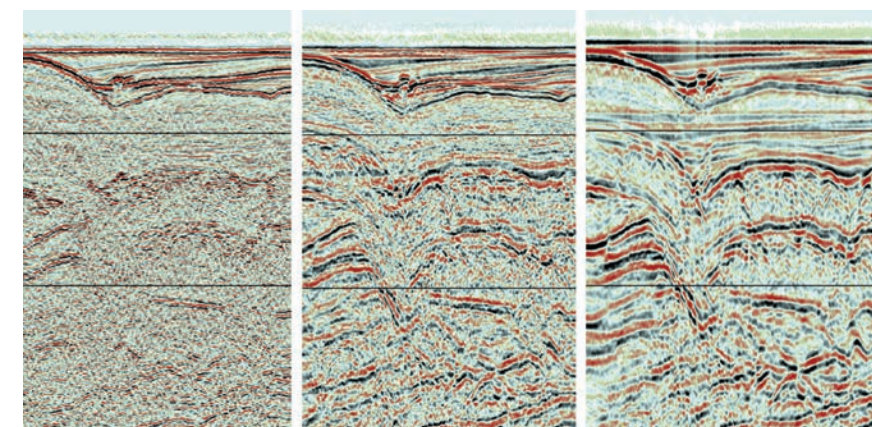
РИСУНОК 7. Пример объединения данных: исходный разрез (а), высокочастотный разрез (b), суммированный разрез (с) (Greer and Fomel, 2018)



В работе (Greer and Fomel, 2018) описывается процесс объединения данных, полученных при помощи спаркера и пневматической пушки. Авторы обращают особое внимание на два пункта. Первый – поиск временных поправок, требуемых для корректного суммирования данных, второй – определение весов исходных данных в финальном наборе. Вычисление временных поправок для высокочастотного изображения проводилось в два этапа. На первом этапе из высокочастотного набора убиралась высокие частоты, чтобы получившийся частотный диапазон максимально соответствовал частотному диапазону низкочастотных данных (рис. 6). После «балансировки» спектров вычислялся атрибут «локальной фазовой схожести» (Fomel and Jin, 2009) который отражает статические поправки, необходимые для синфазного суммирования данных. На втором этапе веса, с которыми производилось объединение данных, определялись так, что в верхней части разреза при суммировании большая часть данных бралась из высокочастотного набора, а на больших глубинах – из низкочастотного набора. В итоге складывались два исходных набора данных с определенными весами и вычисленными временными задержками для высокочастотного набора данных (рис. 7).

Еще одна работа (Nørmark et al., 2014) посвященная объединению данных, полученных с помощью пневмоисточника и спаркера, опирается на те же принципы с небольшими различиями. Если в предыдущей работе производилось объединение данных, полученных в разное время, то есть архивных данных

РИСУНОК 8. Пример объединения данных: разрез, полученный с помощью спаркера (слева); разрез, полученный с помощью пневмопушки (справа); объединение данных (в центре) (Nørmark et al., 2014)



и новой съемки с использованием системы P-cable, и приходилось применять относительно «сложные» процедуры корреляции, то в этой работе данные были получены за один проход судна, и для синфазного суммирования никаких процедур, кроме приведения к нуль-фазовому виду, не применялось. Алгоритм определения весов также упрощен во второй работе, веса присвоены линейно: больше от пневматического источника на больших глубинах, больше от спаркера на малых глубинах (рис. 8).

Авторы отмечают, что преимущество комбинированного набора данных заключается в том, что в нем присутствует как низкочастотная, так и высокочастотная информация. При правильной балансировке полученных сумм, такой набор данных может быть полезен при проведении инверсии, для оценки скоростей продольных волн.

Работа (Yang et al., 2022) объединяет несколько приемов обработки. В ней приводится пример получения и объединения данных спаркера с частотным диапазоном (50–500 Гц) и пневмопушки с центральной частотой порядка 200 Гц, полученных практически по одному профилю. Авторы отмечают, что такая технология является удачным подходом для задач разведки, которые требуют не только большой глубины разведки, но и точной визуализации неглубоких слоев. В работе предлагается граф совместной обработки данных от различных источников, в который, помимо стандартных процедур, включена коррекция остаточной

статистики, коррекция трим-статистики и предсказывающая деконволюция до суммирования. На рис. 13 а приведены амплитудные спектры сигналов спаркера и пушки, а также объединенных данных, а на рис. 9 а – амплитудные спектры для сигналов пневмопушки, спаркера и объединенных данных; б – результаты миграции до суммирования тех же данных.

Анализ рассмотренных статей показывает, что уже существуют

наработки алгоритмов для обработки разночастотных данных, которые наглядно показывают улучшение качества результирующих материалов для интерпретации.

При выполнении высокоразрешающей сейсмической съемки в Карском море в 2021 году мы возбуждали колебания двумя источниками с центральными частотами 220 и 600 Гц. Повышение качества сейсмического изображения среды достигалось за счет совместной обработки мультичастотных наборов данных. Низкочастотный источник обеспечивал необходимую глубину съемки, а высокочастотный повышал детальность сейсмических данных. Работа источников производилась в режиме поочередной стрельбы (flip-flop). Прием колебаний осуществлялся на две 16-канальные косы, буксируемые на соответствующих глубинах для оптимального приема сигналов низкочастотного и высокочастотного источников (рис. 10). Таким образом, данная методика позволяла при одном

РИСУНОК 9. а – амплитудные спектры для сигналов пневмопушки, спаркера и объединенных данных; б – результаты миграции до суммирования данных пушки; с – спаркера; д – объединенных данных (Yang et al., 2022)

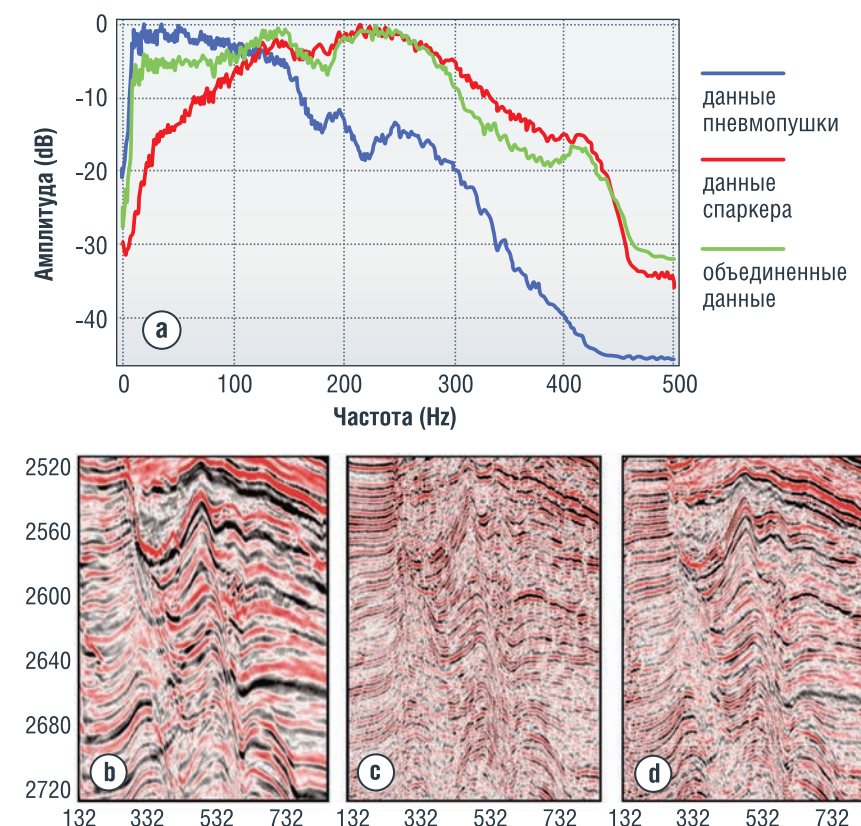


РИСУНОК 10. Схема расположения буксируемого оборудования при проведении мультимастотной сейсмической съемки: красным треугольником показано положение источников, оранжевыми треугольниками – положение приемников на сейсмокесе

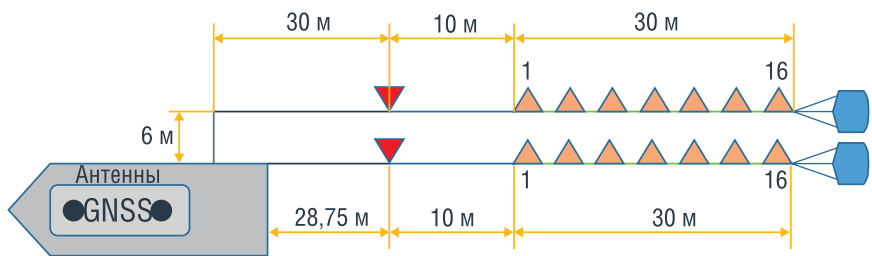


РИСУНОК 11. «Низкочастотный» (слева) и «высокочастотный» (справа) разрезы

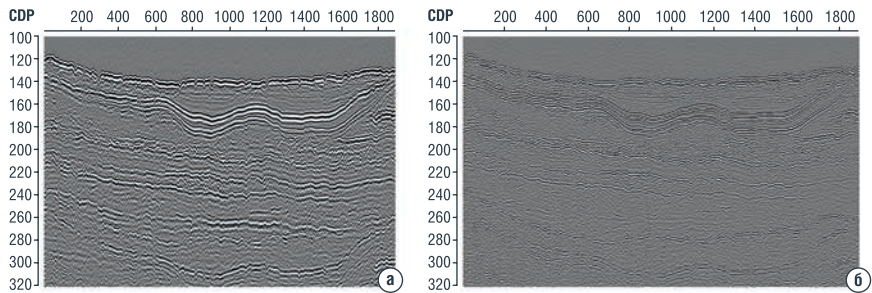
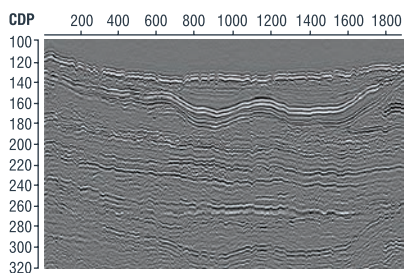


РИСУНОК 12. Мультимастотный разрез



проходе судна получать данные, соответствующие частотным диапазонам СВР и ССВР.

Результатом наблюдений являлись четыре набора данных, отвечающих комбинациям «низкочастотных» (НЧ) и «высокочастотных» (ВЧ) источников и приемных кос. Соответствующие разрезы (рис. 11) убедительно доказывают преимущества «низкочастотного» в глубинности и «высокочастотного» в разрешающей способности.

Однако «суммированный» мультимастотный разрез (рис. 12) сохраняет достоинства того и другого.

Так, отражение в центре записи на времени ≈ 260 мс почти не прослеживается на «высокочастотных» данных, а тонкий слой на времени ≈ 140 мс не различим на «низкочастотном».

В работе (Ампилов и др., 2018) приводится пример сейсмической

части разреза, дифференцировать области распространения газонасыщенных отложений и многолетнемерзлых пород (рис. 13).

В работах (Пирогова и др., 2021; Пирогова и др., 2021а, Pirogova et al., 2021) приводятся примеры использования мультимастотных сейсмических данных при изучении особенностей строения верхней части геологического разреза с выявлением и оценкой геологических рисков для строительства буровых сооружений на шельфе.

В ходе исследований были использованы следующие типы данных: 3D стандартная сейсморазведка (3D CP) (частотный диапазон – 5–120 Гц, вертикальная разрешающая способность – 4–12 м, глубинность – до 1 км), 2D/3D-сейсморазведка высокого разрешения (СВР, частотный диапазон – 90–500 Гц, вертикальная разрешающая способность – первые метры, глубинность – до 1 км), 2D/3D-сейсморазведка сверхвысокого разрешения (ССВР, частотный диапазон – 150–750 Гц, вертикальная разрешающая способность – 0,5–2 м, глубинность – до 300 м) и 2D-сейсморазведка ультравысокого разрешения с заглубленной установкой (СУВР, частотный диапазон – 150–750 Гц,

РИСУНОК 13. Предполагаемая кровля реликтовых многолетнемерзлых пород (стрелки 1). Признаки: высокая амплитуда отражения, прямая полярность, неровная конфигурация отражающей границы, экранирование разреза под отражающей границей. Стрелки 2 – подозрительные талики, стрелки 3 – термокарстовые впадины в кровле ледового комплекса (Ампилов и др., 2018)

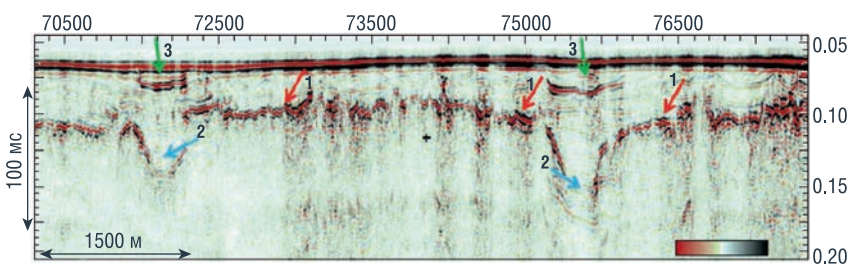


РИСУНОК 14. Импульсы донного отражения на исходных трассах 3D СВР и 3D ССВР после выравнивания данных по времени – до и после применения процедур дегостинга и деконволюции

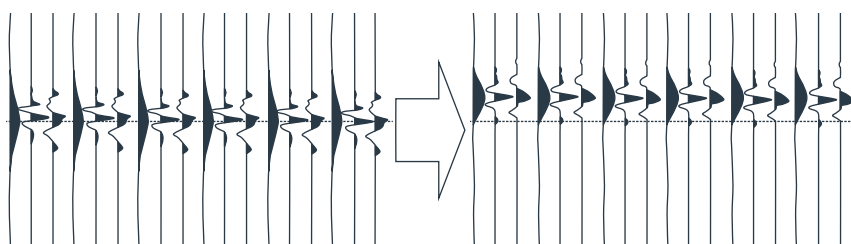
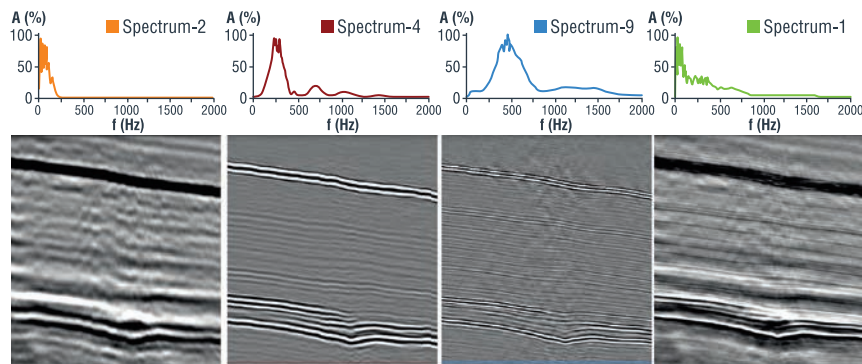


РИСУНОК 15. Результат суммирования данных (слева направо): 1 – сейсмического диапазона частот (CP), 2 – сейсморазведки высокого разрешения (СВР), 3 – сейсморазведки сверхвысокого разрешения (ССВР), 4 – результат суммирования данных всех трех частотных диапазонов – CP + СВР + ССВР. Сверху показаны частотные спектры этих данных



вертикальная разрешающая способность – 0,5–0,1 м, глубинность – до 30 м).

Особое внимание при совмещении данных уделялось определению статических поправок для синфазного суммирования данных и подбору весов при суммировании изображений. Для расчета статических поправок, связанных с волнением моря, для каждой сейсмограммы ОГТ, после учета кинематической поправки, применялась высокочастотная статика. Пример «выравнивания» данных представлен на рис. 14, а на рис. 15 представлены фрагменты разрезов по трем разночастотным методам и суммарный разрез.

Таким образом, мультимастотные сейсмические исследования открывают обширные возможности для получения качественных высокоразрешающих сейсмических данных и их интерпретации. Использование низкочастотных данных позволяет выделить и охарактеризовать более глубинные объекты. Использование методов позволяет детализировать и уточнить строение среды в ВЧР, идентифицировать и охарактеризовать приповерхностные и малоглубинные объекты. Использование данных разных частотных диапазонов обеспечивает возможности для динамического анализа данных сейсморазведки. Например, на мультимастотных данных возможно применение методики последовательной динамической инверсии, позволяющей построить детальную модель упругих свойств отложений в верхней части разреза. ●

Литература

- Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. Технологии морской сейсморазведки в широком частотном диапазоне: проблемы и возможности // Сейсмические приборы. 2018. Т. 54. № 4. С. 42–65.
- Безродных Ю.П., Лисин В.П., Федоров В.И., Кузнецов А.Н. Опыт применения сейсмоакустики и комплексирование ее с другими методами при инженерных изысканиях и исследовании подводных трубопроводов // Разведка и охрана недр. 2002. № 1. С. 2–5.
- Бондарев В.И., Вейцман Б.А., Федоров В.И., Захарченко В.В., Онищенко С.В., Шипилов А.И. Применение данных многоканальной цифровой сейсмоакустики для прогнозирования физико-механических свойств морских грунтов // Морская инженерная геофизика, Рига: ВНИИморгео, 1988. С. 3–10.
- Гайнанов В.Г. Методы сейсмоакустических исследований на акваториях. Теория и практика. М. ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2019. 146 с.
- Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю. Возможности и ограничения многоканального сейсмоакустического профилирования в инженерных целях: теория и практика // Вестник МГУ. Серия Геология. 2008. № 4. С. 53–62.
- Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю., Зверев А.С., Росляков А.Г. Многоканальное сейсмоакустическое профилирование на разных частотных диапазонах – реальные возможности // Разведка и охрана недр. 2008. № 1. С. 35–38.
- Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю., Старовойтов А.В., Шалаева Н.В. Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях на акваториях – методы и примеры // Деловой журнал Neftegaz.RU, М. 2021, № 2 (110), с. 22–33.
- Калинин А.В. Теория, методика и техника сейсмоакустических исследований на море с электроискровым источником упругих волн. Автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра физ.-мат. наук. М., МГУ, 1976.
- Калинин А.В., Азими Ш.А., Калинин В.В. Разведочные возможности метода эхолотирования и высокочастотной сейсморазведки при исследовании придонных отложений // Геофизические исследования, сб. 1, Изд. МГУ, 1964, с. 269–278.
- Пирогова А.С., Замотина З.С., Чегодаева А.Е., Щуплов П.А., Шилова М.А., Яковенко А.Д., Рыбин Н.А. Динамический анализ данных 3D-сейсморазведки для характеристики потенциально опасных геологических процессов и явлений на шельфе Охотского моря // Геофизика. М. 2021, № 6, с. 76–86.
- Пирогова А.С., Токарев М.Ю., Сучкова А.В., Щуплов П.А., Рыбин Н.А. и Хоштария В.Н. Инверсия данных сейсморазведки высокого и сверхвысокого разрешения для оценки акустических свойств придонных грунтов в условиях мелководного шельфа Карского моря // Геофизика, М., (Спецвыпуск), 13. 2021а.
- Токарев М.Ю., Исаенков Р.И., Иванова В.В. & Понимаскин А.И. Контроль качества и обработка данных двухуровневых многочастотных сейсмоакустических наблюдений для количественной интерпретации // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии, с. 898–902.
- Beckmann W.C., Roberts A.C., Luskin B. // Sub-Bottom Depth Recorder // Geophysics, v. 24, 1959. № 4, pp. 749–760.
- Deplante, Christian. «Spectral Fusion: a tool to merge low and high frequency datasets». International Petroleum Technology Conference. OnePetro, 2009.
- Edgerton H.E. Sub-Bottom Penetrations in Boston Harbor // Journal of Geophysical Research, Vol. 68, 1963. №. 9, pages 2753–2760.
- Ewing J.I., Tirey G.B. Seismic Profiler // Journal of Geophysical Research, Vol. 66, 1961. № 9. P. 2917–2927.
- Fomel S., Jin L. Time-lapse image registration using the local similarity attribute // Geophysics. 2009. Т. 74. № 2. С. А7–А11.
- Greer S., Fomel S. Matching and merging high-resolution and legacy seismic images // Geophysics. 2018. Т. 83. № 2. С. V115–V122.
- Y.-J. Kim, S. Cheong, J.-H. Chun, D. Cukura, S.-P. Kim, J.-K. Kim, B.-Y. Kim Identification of shallow gas by seismic data and AVO processing: Example from the southwestern continental shelf of the Ulleung Basin, East Sea Korea // Marine and Petroleum Geology 117 (2020).
- Nick Moldoveanu, Leendert Combee, Mark Egan, Gary Hampson, Larry Sydora, and William Abriel Over/under towed-streamer acquisition: A method to extend seismic bandwidth to both higher and lower frequencies // The Leading Edge 26: 2007. PP. 41–58.
- Nørmark E. et al. Simultaneous Acquisition of Airgun Seismic and High Resolution Sparker Data—Combining the Two Types of Data // Near Surface Geoscience, 20th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics. 2014. № 1. PP. 1–5.
- Pirogova, A., Tokarev, M., Zamotina, Z., Roslyakov, A., Suchkova, A., Biryukov, E., & Rybin, N. New geophysical approaches to the study of subaquatic permafrost in the Russian Arctic shelf // Engineering and Mining Geophysics. 2021, № 1, pp. 1–5.
- Soubaras, Robert, and Yves Lafet. Variable-depth streamer acquisition: Broadband data for imaging and inversion // Geophysics. 2013.78.2. WA27–WA39.
- de Souza, J. A., do Carmo Barletta, R., Franklin, L. & Benedet, L. Utilization of multiple geophysical sources and geotechnical sampling to search for offshore sand deposits for beach restoration in Brazil // Acoustics in Underwater Geosciences Symposium (RIO Acoustics), 2015. IEEE/OES. PP. 1–4.
- Thomas Y., B. Marsset, G.K. Westbrook, C. Grall, L. Geli, P. Henry, G. Cifci, A. Rochat and H. Saritas, Contribution of high-resolution 3D seismic near-seafloor imaging to reservoir-scale studies: application to the active North Anatolian Fault, Sea of Marmara // Near Surface Geophysics, 2012, 10, 291–301.
- Tokarev, M., Biryukov, E., Potemka, D., Tokarev, A., Ivanova, V., Isaenkov, R., & Kolyubakin, A. Two-level three-frequency technique of the seismic acoustic marine observations, data quality control and processing // Near Surface Geoscience Second Applied Shallow Marine Geophysics Conference. 2016. № 1, pp. 1–5.
- Tokarev M.Y., Kuzub N.A., Pevzner R.L. Deep-towed high-resolution seismic system for investigation of the uppermost subbottom sediments at shallow waters // EAGE Near Surface 2006.
- Z. Yang, X. Wang, X. Hao H.i Qian, X. Chen. Research on combined processing techniques of air gun and sparker source towed streamer seismic data // Marine Geophysical Research. 2022. 43.2. pp. 1–14.

KEYWORDS: high resolution seismic, very high resolution seismic, ultra-high resolution seismic, multi-frequency seismic.

ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА АРКТИКИ

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА В МИРОВОМ ОКЕАНЕ И НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ СВЯЗАНА С РЕШЕНИЕМ ЗАДАЧ ПО ОСВОЕНИЮ БИОЛОГИЧЕСКИХ, МИНЕРАЛЬНЫХ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ДРУГИХ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. НАЧИНАЯ СО ВТОРОЙ ПОЛОВИНЫ ДВАДЦАТОГО ВЕКА ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЭТОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОСОБЕННО В ОТНОШЕНИИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА, ПЕРЕКЛЮЧАЛАСЬ НА ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

THE ACTIVITY OF MANKIND IN THE WORLD OCEAN AND ON THE CONTINENTAL SHELF IS CONNECTED WITH THE SOLUTION OF TASKS FOR THE DEVELOPMENT OF BIOLOGICAL, MINERAL, ENERGY AND OTHER NATURAL RESOURCES. SINCE THE SECOND HALF OF THE TWENTIETH CENTURY, A SIGNIFICANT PART OF THIS ACTIVITY, ESPECIALLY IN RELATION TO THE CONTINENTAL SHELF, HAS BEEN SWITCHED TO THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES

Ключевые слова: освоение месторождений северных морей, приарктические государства, ресурсы континентального шельфа, концепция освоения углеводородных ресурсов, арктический шельф.

**Мирзоев Дилижан
Аллахверди оглы**

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

**Ибрагимов
Искендер Энверович**

старший научный сотрудник
КНТЦ освоения морских
нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Архипова
Оксана Львовна**

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

Северный Ледовитый океан является самым богатым по части нефтегазовых ресурсов среди всех мировых океанов, но также он является «лидером» по сложности природно-климатических условий и количеству проблем, связанных с территориальным разделением между приарктическими странами, такими как Россия, США, Дания (Гренландия), Канада, Норвегия [1] (рис. 1).

При планировании работ по освоению углеводородного потенциала, сосредоточенного на континентальном шельфе Арктики, следует учитывать факт роста активности и повышенного внимания со стороны не только приарктических стран, но и других государств, заинтересованных в реализации своих интересов в этом регионе.

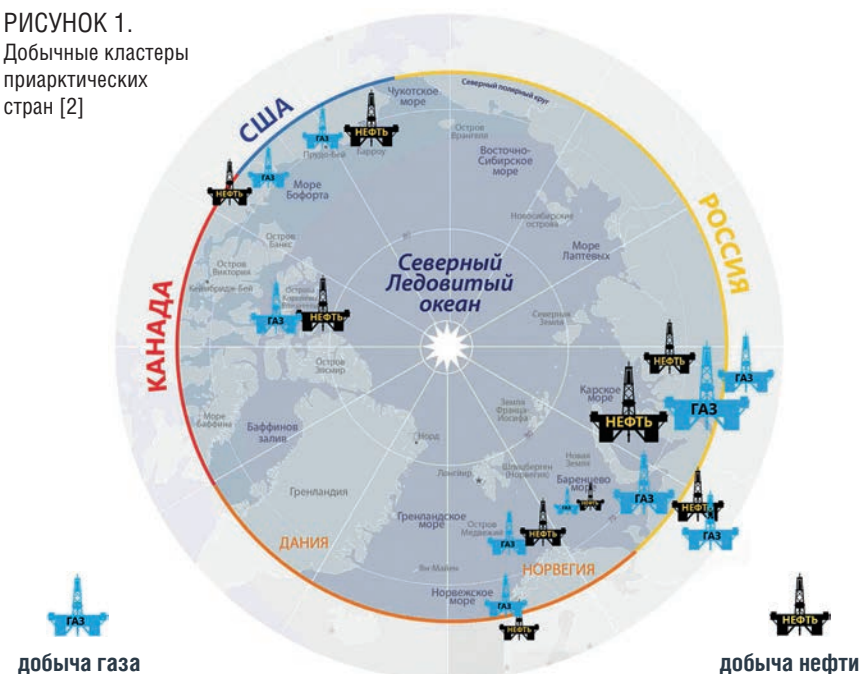
Арктический совет, Арктический экономический совет, Арктический круг, Северное измерение, Совет Баренцева/Евроарктического региона – это далеко неполный перечень международных

организаций, зачастую плохо гармонизированных друг с другом, которые, так или иначе, пытаются определить будущее освоение Арктики.

Сегодня собственные программные документы стратегического характера по реализации интересов в Арктике имеет не только традиционная «пятерка» (Россия, США, Норвегия, Канада и Дания) и субарктические Финляндия, Швеция и Исландия, но и КНР, Южная Корея, Япония, Великобритания, Германия, Франция, Италия и Испания. Данный факт доказывает, что международная борьба за арктические ресурсы будет только обостряться.

Планы по развитию арктической зоны России – это амбициозный и в то же время насущно необходимый для России стратегический проект. Многие эксперты считают, что проект освоения Арктики точнее было бы назвать «переосвоением», потому что предполагает переосмысление концепции и условий функционирования

РИСУНОК 1.
Добычные кластеры приарктических стран [2]



ранее созданного хозяйственного, социального и инфраструктурного потенциала этого уникального макрорегиона и принятия новых стратегических решений.

Учитывая активную заинтересованность европейских и азиатских стран представлять свои интересы на континентальном шельфе Арктики, Российская Федерация в первую очередь должна разрабатывать концепцию освоения углеводородных ресурсов арктического континентального шельфа, основанную на создании инновационной передовой техники, технологии, сооружений и оборудования с учетом принципиальных особенностей региона.

Принципиальная особенность освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа связана с оценкой степени технической доступности, т.е. с техническим обеспечением выполнения всех этапов реализации технологических процессов разведки, бурения, разработки, обустройства, эксплуатации, консервации и ликвидации объектов.

Для арктического шельфа России техническая доступность ресурсов по критерию возможности освоения в основном определяется гидрометеорологическими условиями региона работ. Причем наиболее значимыми факторами являются глубина моря, продолжительность межледового периода, вероятность пропахивания дна моря ледяными торосами и

появления айсбергов в районах расположения месторождений, а также наличие сейсмической активности.

С учетом степени влияния этих факторов выполняется экономическая оценка, принимаются решения о создании морского нефтегазового промысла.

Морские нефтегазовые промыслы могут быть надземными, подземными, надводными, подводными и комбинированными. Таким образом, каждый из типов промыслов требует создания соответствующих конструкций объектов бурения, добычи, подготовки, хранения и транспортировки добываемой продукции, а также береговые базы обеспечения.

Необходимо отметить, что для условий российской части континентального шельфа Арктики, по концептуальным экспертным оценкам в основном будут применяться комбинированные нефтегазовые промыслы с применением морских ледостойких платформ и подводных добычных комплексов.

Определяя возможность применения того или иного типа морского нефтегазового промысла на акваториях с предельно коротким межледовым периодом, надо иметь в виду, что разбуривание куста всех эксплуатационных скважин будет невозможно без применения специальных ледостойких буровых установок. Причем на начальном этапе типы

промыслов рассматриваются по принципу возможности их применения в данных условиях, а объекты обустройства – без учета их массогабаритных и технологических характеристик [3].

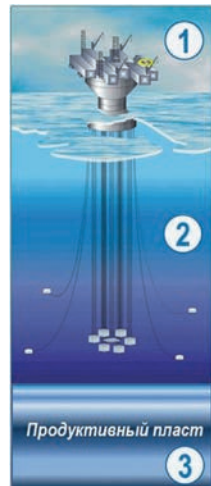
Методологические отличия проектов или технологических схем разработки морских месторождений заключаются в том, что для морских условий, в отличие от освоения залежей на суше, крайне важно построить гидродинамическую модель, определяющую оптимальные показатели разработки (количество и дебит скважин, их расположение, минимальное устьевое давление, темпы ввода фонда скважин и т.д.). Размещение забоев скважин может не отличаться от условий сухопутных месторождений, а расположение их устьев определяет место и количество скважин в кусте. В условиях континентального шельфа, как правило, все эти вопросы должны решаться в комплексе. Как бы ни казалось, на первый взгляд, нелогично, но часто при выборе технологической схемы разработки морских нефтегазовых месторождений, особенно когда оно находится далеко от береговой инфраструктуры, сначала рассматриваются варианты транспорта добываемой продукции.

Затем устанавливаются технологические параметры транспортируемой продукции при входе в береговую магистральный трубопровод, что, в свою очередь, определяет технологическую схему обустройства и характеристики объектов морского добычного комплекса.

Поддержка входных параметров транспортируемой продукции при входе в промысловые трубопроводы зависит от устьевых параметров эксплуатационных скважин. Следовательно, эти параметры скважин должны определяться с учетом необходимых входных параметров промысловых трубопроводов. Последние зависят также от рельефа дна по трассе и протяженности морских трубопроводов.

Таким образом, при создании проекта технологической схемы разработки морских углеводородных месторождений должны быть учтены все особенности их обустройства и эксплуатации, кроме того, следует отметить, что на суше нефтегазовый промысел имеет только один вид – надземный, исходя из которого и определяются типы объектов обустройства.

РИСУНОК 2. Общая схема расположения морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений в системе трех сфер [1]



- 1 Исследование атмосферы (ветер, температура, влажность)
- 2 Исследование гидросферы (течение, волнение, лед, айсберг, коррозия)
- 3 Исследование литосферы (геология, бурение, разработка)

Для условий шельфа вопросы литосферы не являются специальными, они изучаются и для условий суши (поиск, разведка, бурение и разработка), а верхний слой (поверхностный), как грунтовое основание сооружений, исследуется специально

Морские промыслы	Объекты обустройства	Вид исполнения
■ надземный	■ надводные	■ ледостойкие
■ надводный	■ подводные	■ неледостойкие
■ подледно-подводный		
■ комбинированный		

Конструкции морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений – объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений, кроме их технологического назначения (бурения, добычи, подготовки, хранения и транспорта добываемой продукции), не имеют ничего общего с конструкциями объектов обустройства континентальных нефтегазовых месторождений, так как находятся под воздействием не только атмосферы и литосферы, но и гидросферы, создающей большое количество проблем при проектировании, строительстве и эксплуатации морского нефтегазового промысла. Особенно сложными являются участки в плоскостях между атмосферой и гидросферой, а также между гидросферой и литосферой. Поэтому комплексные технико-технологические решения по поиску, разведке, обустройству и эксплуатации морских месторождений принимаются на основе интегрирования всех воздействующих факторов атмосферы, гидросферы и литосферы (рис. 2).

Для создания ледостойких нефтегазопромысловых сооружений необходимо использование передовых достижений океанологии, гидрометеорологии, гидрологии, гидродинамики, аэродинамики, гидрографии, льдотехники, теории сооружений, инженерной геологии, судостроения и других научных дисциплин, практически не используемых при обустройстве объектов континентальных нефтегазовых месторождений.

Известно, что методы проведения поисково-разведочных работ (ПРР) зависят от гидрометеорологических условий акваторий континентального шельфа, особенно от ледовых условий. Кроме того, на типы технических средств влияет и глубина воды над нефтегазоносными участками. Поэтому на стадии концептуальных исследований достаточно районировать шельф только по этим двум гидрометеорологическим условиям и определить типы инженерных сооружений, необходимых для ПРР.

На следующем этапе можно оценить, насколько применимы или апробированы предлагаемые типы сооружений, и в зависимости от этого предложить приоритетные направления развития работ в области морского нефтегазопромыслового инженерного строительства.

Эффективность освоения ресурсов нефти и газа в основном зависит от обоснованности выбора типов нефтегазопромысловых сооружений, являющихся главным объектом обустройства морских месторождений, на которых выполняются все технологические процессы.

Обоснованность принятия определенного решения зависит, в свою очередь, от полноты и достоверности технологических, инженерно-геологических, гидрометеорологических, производственных, экономических и экологических факторов, анализ которых дает возможность не только подобрать типы нефтегазопромысловых сооружений, но и разработать общую концепцию,

схемы освоения, как месторождений, так и региона в целом

Освоение морских месторождений, особенно арктических, связано с высокой капиталоемкостью, тяжелыми гидрометеорологическими условиями, неразвитостью инженерно-технической и транспортной инфраструктур, все это совокупно позволяет рассматривать реализацию морских нефтегазовых проектов, связанную с повышенными рисками [4]. Поэтому анализ основных рисков является важной задачей нефтегазовой отрасли, особенно при разработке арктических месторождений (таблица 1, [5]).

Проведенный анализ рисков свидетельствует, что реализация проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа требует стратегических решений ряда проблем. В современных условиях для разработки и освоения морских месторождений необходим концептуальный подход, под которым понимается единая систематизированная последовательность оценки сырьевой базы, повышение технико-технологической возможности, экономической эффективности, обеспечение экологической безопасности проведения работ [4].

Эффективное освоение морских месторождений возможно только при создании комплексной системы обеспечения проектов [6]. Такая система предполагает разработку стратегий с учетом альтернативных вариантов, а также оптимальных технико-экономических решений по всему спектру вопросов, связанных с организацией обеспечения проектов в Арктике.

Стоит отметить, что освоение нефтегазовых месторождений арктического шельфа – это высокотехнологичный процесс, определяющий инновационное развитие целого ряда отраслей, формирующий кластеры конкурентоспособности. Потребуется разработать целый ряд новых технологий добычи и транспортировки углеводородов в экстремальных условиях: надводное и подводное оборудование для разработки шельфовых месторождений на акваториях с длительными или круглогодичными ледовыми условиями [7, 8].

В настоящее время на арктическом шельфе считаются технически доступными для разработки

ТАБЛИЦА 1. Карта специфических рисков, возникающих при освоении морских нефтегазовых ресурсов

Предынвестиционная стадия		Инвестиционная (строительная) стадия		Стадии эксплуатации		Стадии ликвидации
Подготовка к разработке	Организация	Работы по обустройству месторождения	Завершение обустройства месторождения	Освоение месторождения № п	Освоение месторождения № п + 1	Завершающая
Ошибки в выборе проектных решений	Задержка в тендере выбора поставщиков оборудования	Смещение графика обустройства месторождения	Возникновение гражданской ответственности (экология и др.)	Ошибки определения цены реализации продукции		
Задержка разработки ПСД	Дополнительные расходы по проведению тендеров	Увеличение стоимости платформ с учетом ледовой обстановки	Срыв пуско-наладочных работ, задержка сдачи-приемки объекта в эксплуатацию	Изменение условий сбыта продукции, снижение спроса на природный газ		Неточность в определении стоимости ликвидации
Недоразведанность месторождения		Колебания покупательной способности денег	Ужесточение налоговой политики			Нарушения экологии вследствие взрывных работ
		Несвоевременная поставка материалов, оборудования		Невозможность выйти на проектную мощность		
		Нарушения стабильности вечной мерзлоты, утечка газа из пластов	Несанкционированные разливы и выбросы, сбросы буровых отходов и пластовых вод			

Технические риски

Финансовые риски

Организационные риски

Экологические риски

нефтегазовые месторождения, расположенные в зонах с глубинами воды до 50 м при условии отсутствия круглогодичного льда [6]. Для освоения месторождений в условиях сплошного ледового покрова потребуются создание буровых судов и установок в ледостойком исполнении, а также применения систем подводной добычи, подготовки и транспорта продукции.

Отсутствие обслуживающей инфраструктуры создает значительные сложности при организации материально-технического обеспечения морских объектов, организации доставки и ротации персонала в районы проведения работ, а также вывоза продукции.

Освоение Арктики потребует многомиллиардных инвестиций для реализации комплексных проектов разработки месторождений, технико-технологические задачи, возникающие при этом, являются весьма непростыми и зачастую не имеют аналогов в мировой практике.

Основные проблемы, требующие решения, можно с определенной степенью условности разделить на технические, связанные с отсутствием необходимых технических средств и технологий, и транспортные, в которых к техническим добавляются такие факторы, как ограниченный навигационный период,

значительная удаленность объектов морского промысла от объектов береговой инфраструктуры и ее неразвитость.

Капиталовложения в арктические проекты несоизмеримо выше затрат на освоение месторождений в других регионах. Срок окупаемости инвестиций в этом регионе достаточно велик. Отсутствие опыта работы в сложных ледовых и климатических условиях ставит сложную задачу по созданию совершенно новых технологий для освоения месторождений, причем для большинства перспективных площадей арктического шельфа отсутствуют апробированные технические решения.

В настоящее время на континентальном шельфе США, Норвегии и России в Арктике реализуются лишь единичные проекты. По оценкам экспертов, в силу высоких затрат на освоение и отсутствия необходимых технологий и технических средств до 2030 г. на арктическом шельфе будут проводиться главным образом геолого-разведочные работы и подготовка месторождений к последующему масштабному освоению. ●

Литература

1. Мирзоев Д.А., Мирзоев Ф.Д., Богатырева Е.В., Архипова О.Л. Основные особенности освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа. Вестник ассоциации буровых подрядчиков. № 1, 2021.

2. REGION51 [Электронный ресурс] // Мурманская область через арктическое развитие URL: <https://region51.com/node/907193> (дата обращения: 24.06.2020).
3. SOCAR [Электронный ресурс] // Мирзоев Ф.Д. Методические основы выбора рациональных схем обустройства нефтегазовых месторождений шельфа Арктики с коротким межледовым периодом, SOCAR 2014, № 2, с. 70–76. URL: <http://www.socar.az/1/2014-2/2014.02/Mirza-66-72.pdf> (дата обращения: 01.07.2020).
4. CYBERLENINKA [Электронный ресурс] // Воронина Е.П. Анализ рисков при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-riskov-pri-realizatsii-proektov-osvoeniya-neftegazovykh-resursov-arkticheskogo-shelfa> (дата обращения: 26.06.2020).
5. OGBUS [Электронный ресурс] // Крук М.Н. Экономическая оценка рисков проекта освоения морских газовых месторождений Обской губы., Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 1, 230–241. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kruk/Kruk_1.pdf
6. Фадеев А.М. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом при освоении углеводородного ресурсного потенциала Арктики / Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук, М. – 2018 г., 425 с.
7. Телегина Е.А. Безопасность России. Правовые, социально экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (нефтяной комплекс России) / А.М. Мстепанов, Е.А. Телегина, Ю.К. Шафраник, А.А. Арабов, К.С. Басиев, С.М. Богданчиков, В.В. Бушуев, А.И. Владимиров, А.Н. Дмитриевский, А.А. Конопляник, К.Н. Миловидов, С.В. Покровский, М.А. Румянцева, Л.А. Федун, В.И. Вахриев. – М., 2000. – 432 с.
8. Фадеев А.М. Оценка потенциала углеводородных месторождений Российской Арктики в рамках стратегического управления нефтегазовым комплексом / А.М. Фадеев // Арктика: общество и экономика. – 2014. – № 12 (12). – С. 24–37.

KEYWORDS: *development of deposits of the northern seas, Arctic states, resources of the continental shelf, the concept of development of hydrocarbon resources, the Arctic shelf.*

ФАРВАТЕР РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Технологии, проекты и перспективы ООО «Газпром флот»

2022 ГОД ЗАДАЛ НОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ, ВНЕСЯ КОРРЕКТИВЫ В ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ МНОГИХ КОМПАНИЙ. ОДНАКО СРЕДИ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТРАСЛИ ЕСТЬ ТЕ, КТО, НЕ СМОТЯ НИ НА ЧТО, ПРОДОЛЖАЕТ СЛЕДОВАТЬ ЗАДАННОМУ КУРСУ. О ТОМ, КАК РАЗВИВАЕТСЯ ОДНО ИЗ ТАКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, КАКИЕ ПЛАНЫ СТРОИТ НА БУДУЩЕЕ И В ЧЕМ ВИДИТ УСПЕХ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ, МЫ ПОБЕСЕДОВАЛИ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ООО «ГАЗПРОМ ФЛОТ» ЮРИЕМ ВАСИЛЬЕВИЧЕМ ШАМАЛОВЫМ

2022 SET NEW TRENDS IN THE FUEL AND ENERGY MARKET, MAKING ADJUSTMENTS TO THE ACTIVITIES OF MANY COMPANIES. HOWEVER, AMONG THE ENTERPRISES OF THE INDUSTRY THERE ARE THOSE WHO CONTINUE TO FOLLOW THE SET COURSE, NO MATTER WHAT. WE TALKED TO YURY SHAMALOV, DIRECTOR GENERAL OF GAZPROM FLOT LLC, ABOUT HOW ONE OF THESE ENTERPRISES IS DEVELOPING, WHAT PLANS IT HAS FOR THE FUTURE, AND WHAT IT SEES AS SUCCESS IN THEIR IMPLEMENTATION

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: флот, транспортировка сжиженного природного газа, топливно-энергетический комплекс, хранение углеводородов, цифровые технологии, СПГ.



**Шамалов
Юрий Васильевич**
генеральный директор
ООО «Газпром флот»

– Как в условиях санкций были скорректированы планы и задачи компании на 2023 год?

– Деятельность ООО «Газпром флот» сосредоточена исключительно на территории нашей страны. Суда компании участвуют в реализации нефтегазовых проектов на шельфе Российской Федерации, выполняют задачи поставок СПГ на внутренний рынок. Наш флот состоит в основном из судов, спроектированных и построенных на российских верфях, и, соответственно, основная часть используемых нами материально-технических ресурсов

произведены на отечественных предприятиях. Поэтому западные санкции не повлияют на нашу работу.

– Какие суда находятся сегодня в эксплуатации «Газпром флота»? Какие планируется задействовать в 2023 году?

– «Газпром флот» – это судоходная компания, мы оперируем плавтехсредствами различного назначения для участия в достижении целей единой политики в области освоения газовых и нефтяных месторождений на шельфе Российской Федерации, а также в реализации СПГ-проектов.

Кроме этого, наши суда доступны для сдачи во фрахт.

В состав флота входят четыре транспортно-буксирных судна (ТБС): «Нептун», «Сатурн», «Дунай» и «Десна». Они осуществляют буксировку, заводку якорей ПБУ, ведут аварийно-спасательное дежурство в районах бурения, доставляют пассажиров и перевозят различные грузы. Частично эти же задачи выполняют пассажирское судно «Топаз» и крановое судно «Газшельф».

Наше научно-исследовательское судно (НИС) «Академик Голицын» предназначено для проведения сложнейших работ на глубинах моря до 3 000 метров, в том числе для контроля за укладкой и эксплуатацией подводных трубопроводов. НИС обладает хорошими мореходными качествами и может использоваться также и как пассажирское судно. В этом году оно прошло плановый ремонт в Калининграде. Также наша компания эксплуатирует СПБУ «Амазон».

В реализации СПГ-проектов ПАО «Газпром» участвуют эксплуатируемые «Газпром флотом» судно-газовоз «Портовый» и единственная в России плавучая регазификационная установка (ПРГУ) «Маршал Василевский».

– Как Вы оцениваете перспективы СПГ-перевозок?

– С 2000-х годов сжиженный природный газ является самым динамично развивающимся рынком энергоресурсов. На мировом рынке наблюдается рост торговли СПГ, появляются новые экспортеры и импортеры, модернизируются технологии сжижения газа, применяются наиболее современные инновационные решения и разработки в области транспортировки и хранения СПГ, наращиваются производственные и регазификационные мощности. Современный мировой флот насчитывает более 600 СПГ-танкеров.

Необходимо отметить, что отдельного рынка СПГ не существует, а имеется рынок природного газа, который благодаря разным видам транспортировки стал глобальным. Развитие сегмента СПГ на мировом рынке в сравнении с поставками трубопроводным способом определяется эффективностью при поставках на средние и дальние расстояния.



У нашей страны, имеющей опыт эффективного долгосрочного экспорта природного газа по трубопроводам и одновременно развивающей экспорт СПГ, хорошие перспективы по усилению позиций на мировом рынке углеводородов. Таким образом, считаю, что эти направления должны развиваться параллельно с целью диверсификации экспортных поставок.

– Как Вы считаете: вспомогательный флот лучше арендовать под проекты или содержать свой?

– Владение собственным вспомогательным флотом позволяет исключить влияние внешних факторов на деятельность компании и достичь технического суверенитета, что в свою очередь повышает безопасность и независимость в целом. Кроме того, наличие собственного флота позволяет обеспечить оперативную гибкость при выполнении тех или иных морских операций.

Важно отметить, что каждый проект имеет свои технико-экономические характеристики, которые нужно учитывать при выборе способа управления судами. Однако в целом вариант содержания судов в собственности выглядит предпочтительным, тем более, что стоимость аренды зачастую существенно превышает затраты на их эксплуатацию.

– В настоящее время цифровая трансформация набирает

обороты во многих отраслях промышленности. Какое влияние она оказывает на вашу компанию?

– Отвечая на Ваш вопрос, начну с того, что на протяжении всей своей деятельности компания «Газпром флот» применяет в работе передовые технологии. Использование самого современного навигационного оборудования и средств связи, технически сложных устройств и систем автоматизации при проведении подводных работ, бурении на шельфе, перевозке СПГ и регазификации – все это и есть инновационные цифровые технологии.

Эксплуатируемые высокотехнологичные суда свидетельствуют о том, что мы идем в ногу со временем. Без цифровизации и автоматизации сегодня невозможно выполнять работы не только в море и портах, но и осуществлять управление компанией.

В ООО «Газпром флот» активно следят за тенденциями в области информационных технологий и стараются внедрять оптимальные для производственной деятельности решения. С этого года компания стала осуществлять взаимодействие с налоговыми органами посредством витрины данных системы налогового мониторинга, куда в режиме реального времени происходит выгрузка сведений о деятельности ООО «Газпром флот». Это повышает общую прозрачность



нашего бизнеса для надзорных органов в части своевременного предоставления документов по проводимым сделкам.

Отдельно стоит отметить, что все вышеуказанные решения внедряются с приоритетом на применение российского оборудования и программного обеспечения. Поэтому в компании «Газпром флот» уделяется особое внимание увеличению доли применения отечественных решений, чтобы обеспечить непрерывность производственного процесса.

— **Что Вы можете сказать о людях, посвятивших себя морю? Как сочетаются морские профессии с работой в газовой отрасли?**

— Сами моряки говорят, что море хорошо с берега. Кому, как не им знать, что каждый рейс — это изнуряющий труд. Сложное, порой опасное, но вместе с тем приносящее пользу большому количеству людей ремесло, выбирают только те, кто чувствует в себе силы, способности и призвание к этой работе. Без последнего в профессии задерживаются немногие.

Посвятившие себя гражданскому флоту это, безусловно, люди со здоровым авантюризмом и развитой интуицией, смелые и отважные, трудолюбивые

и целеустремленные, ответственные и дисциплинированные профессионалы, умеющие принимать взвешенные решения в экстремальных ситуациях.

Все эти качества особо ценятся в газовой отрасли, где каждый технологический процесс чрезвычайно сложен и невыполним без глубоких знаний и практического опыта профессиональной команды. Поэтому в нашей сфере деятельности от специалиста требуются высокая квалификация и развитые компетенции по направлению его работы.

— **Каковы планы компании на будущее?**

— Одной из важных задач для нас является участие в СПГ-проектах, связанных с приемом, хранением, транспортировкой и регазификацией сжиженного природного газа.

Стратегически важной сферой деятельности в обозримой перспективе будет являться морская транспортировка углеводородов и продуктов переработки, что потребует расширения специализированного флота — танкеров различных типов, буксиров-кантовщиков, а также дальнейшего развития береговой инфраструктуры, в том числе современных терминалов.

В 2022 году наш флот пополнился первым современным компактным, но довольно мощным для своего основного назначения буксиром «Богатырь». Мы уверены, что он станет надежным помощником для крупных судов, заходящих в порты, где нужно обеспечивать их безопасное маневрирование и стоянку, грузовые, буксирные и швартовные операции.

В ближайших планах приобрести еще несколько аналогичных буксиров.

Проводятся работы по проектированию и строительству плавтехсредств. В 2022 году уже заложено одно судно, в ближайшей перспективе — еще четыре.

Без наших высококлассных специалистов сложно представить хоть одно из направлений деятельности «Газпром флота» и его дальнейшего развития. Мы системно реализуем программы поиска, найма и подготовки квалифицированных кадров. Некоторые из наших работников на российском рынке труда — уникальные профессионалы в своем деле. Поэтому с уверенностью могу сказать, что нашей команде под силу задачи любой сложности. ●

KEYWORDS: fleet, transportation of liquefied natural gas, fuel and energy complex, storage of hydrocarbons, digital technologies, CNG.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 февраля

Выставка и конференция общества инженеров-нефтяников SPE по технологиям гидравлического разрыва пласта
SPE hydraulic fracturing technology conference and exhibition 2023
США, Вудлендс

1–3 февраля

Выставка и саммит нефтегазовой промышленности
NAPE Week 2023
США, Хьюстон

13–15 февраля

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли
EGYPS 2023
Египет, Каир

23–25 февраля

7-я международная нефтегазовая выставка стран Восточной Африки
EAST AFRICA OIL & GAS – TANZANIA 2023
Танзания, Дар-эс-Салам

ФЕВРАЛЬ

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

20–22 февраля

Международная ливийская нефтегазовая выставка
Libya Oil & Gas Fair 2023
Ливия, Триполи

28 февраля

Международная нефтегазовая и энергетическая конференция
INTERNATIONAL ENERGY WEEK (Hybrid Conference) 2023
Великобритания, Лондон

20–23 февраля

7-я международная нефтегазовая конференция и выставка стран Африки к югу от Сахары
SAIPEC 2023 - Sub Saharan Africa International Petroleum Exhibition and Conference
Нигерия, Лагос

28 февраля

18-я международная специализированная выставка
Котлы и горелки (Мир климата 2023)
Москва

ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СВАЙНОГО ОСНОВАНИЯ в условиях вечномёрзлых грунтов

УДК 622.962.4

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF THE STUDY OF THE THERMAL INTERACTION OF THE PIPELINE SUPPORT SYSTEMS WITH PERMAFROST, THE CHANGE IN THE TEMPERATURE FIELD OF THE SOIL IN CONDITIONS OF CONTINUOUS PERMAFROST UNDER THE INFLUENCE OF SEASONAL PROCESSES IS CONSIDERED. IT IS REVEALED THAT THE SUPPORT HAS A SIGNIFICANT IMPACT ON THE CONDITION OF THE SOIL, AND CONSEQUENTLY ON THE BEARING CAPACITY AND RELIABILITY OF THE PIPELINE, WHICH LEADS TO EMERGENCY SITUATIONS WITH SERIOUS ECONOMIC, LOGISTICAL AND ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES. THEREFORE, SOLVING THIS PROBLEM IS AN URGENT TASK. ONE OF THE SOLUTIONS IS THE USE OF ULTRAFINE LIQUID THERMAL INSULATION FOR THE SUPPORT. HOWEVER, TAKING INTO ACCOUNT THE DESIRE OF OIL AND GAS COMPANIES TO IMPROVE THE PROCESS OF CONTROL AND MONITORING OF OIL AND GAS PIPELINES, ANOTHER SOLUTION TO THIS PROBLEM HAS ALSO BEEN PROPOSED – THE CREATION OF A DEVICE FOR TRACKING PIPELINE PARAMETERS, POWERED BY WI-FI OR BLUETOOTH

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: многолетнемерзлый грунт, ореол оттаивания, надземный трубопровод, расчет теплового поля многолетнемерзлого грунта, устройство контроля параметров трубопровода, мониторинг состояния трубопровода.

**Волков
Александр Эдуардович**
ФГАОУ ВО НИ ТПУ,
аспирант

Елисеев
Кирилл Олегович
ФГАОУ ВО НИ ТПУ,
магистрант

Северные районы обладают большим углеводородным потенциалом, но доступ к нефти и газу месторождений высоких широт затруднен климатическими особенностями: низкими температурами и вечномёрзлым грунтом. Для транспортирования углеводородов от мест добычи до потребителя предпочтение при строительстве отдается надземному

способу прокладки трубопровода. Основное усилие надземного трубопровода ложится на опорные системы и передается грунту или несущим конструкциям, поэтому данные системы являются одними из самых ответственных частей конструкций.

Эксплуатация надземных нефтегазопроводов в криолитозоне связана с проблемами, которые

обусловлены развитием деструктивных мерзлотно-геологических процессов на поверхности криолитозоны. Развитие данных процессов вызвано атмосферным воздействием на поверхностный слой литосферы, сложенной многолетнемерзлыми породами, и воздействием опорных систем на грунт. Оттаивание и промерзание мерзлых грунтов может сопровождаться пучением, осадкой, термокарстом, солифлюкцией и др. [7].

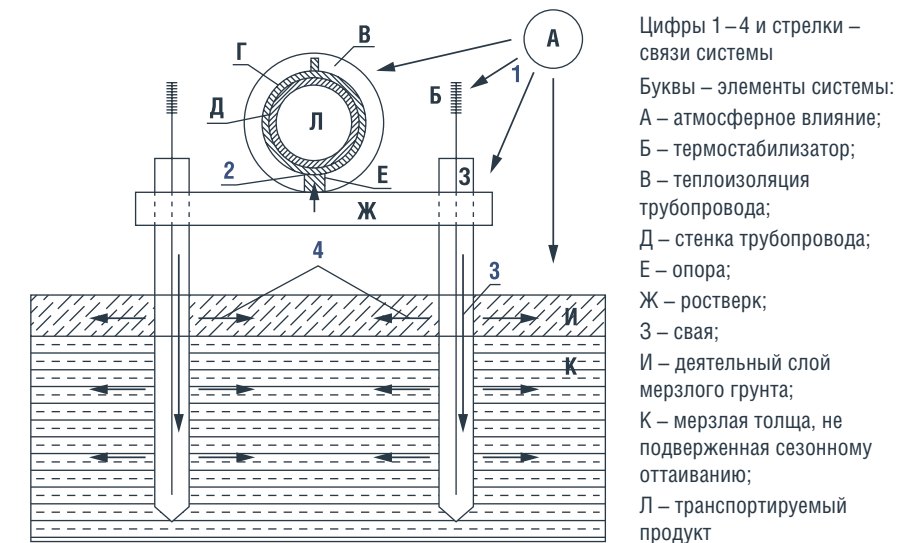
Основным фактором, определяющим интенсивность процессов, является протаивание мерзлых грунтов при изменении термодинамических условий на дневной поверхности.

Для детального представления взаимодействий, происходящих в системе «надземный трубопровод – опора – свайное основание – многолетнемерзлый грунт (ММГ)», приведен рисунок 1.

Атмосферное воздействие включает солнечное излучение, температурное и ветровое воздействие атмосферного воздуха, проявляющееся в виде теплообмена со слоем грунта, термостабилизатором, ростверком и свайей. Связь 2 описывает передачу тепла путем теплопереноса от транспортирующего продукта через стенку нефтегазопровода, и опоры к ростверку 3, связь 3 – результирующее воздействие атмосферы, термостабилизатора и продукта через сваи на слой грунта. Связи 4 описывают распределение теплового воздействия в области слоев грунта.

Таким образом, источником тепла является транспортируемый

РИС. 1. Сечение надземного трубопровода на свайном фундаменте, погруженном в ММГ



продукт, источником тепла и холода в зависимости от сезона — атмосфера.

Сооружение трубопровода в ММГ имеет характерные особенности, т.к. мерзлые породы – сложные многофазные и многокомпонентные системы, имеющие особые свойства. При температурах ниже нуля грунты имеют высокую механическую прочность и несущую способность, но при нулевой и положительной температурах – тают, и способность переносить нагрузки уменьшается.

В качестве подтверждения вышеописанных процессов приведен прогноз теплового режима ММГ в условиях теплового влияния опоры промышленного нефтегазопровода Сузунского УПН компании ООО «РН-Ванкор» на весенне-осенний период 2023 г. На данный период приходится больше всего отказов, т.к.

возникает неравномерное напряженно-деформированное состояние, вызванное рядом климатических факторов. На рисунке 2 приведены схемы двухстоечных опор.

Проведен теплотехнический расчет теплофизических свойств грунтов вокруг опоры промышленного нефтегазопровода в ПК Frost 3D. На границе области моделирования задавались следующие граничные условия. На нижней границе – условие первого рода с постоянной температурой, равной $-1,7^{\circ}\text{C}$. На все боковых – граница области моделирования задавалась равенством теплового потока нулю.

Для учета теплообмена поверхности грунта с атмосферой на верхней границе моделируемой области задавалось граничное условие третьего рода с коэффициентом теплообмена $\alpha_{\text{пов}}$ и температурной среды $T_{\text{ср}}$,

РИС. 2. Схемы двухстоечной опоры

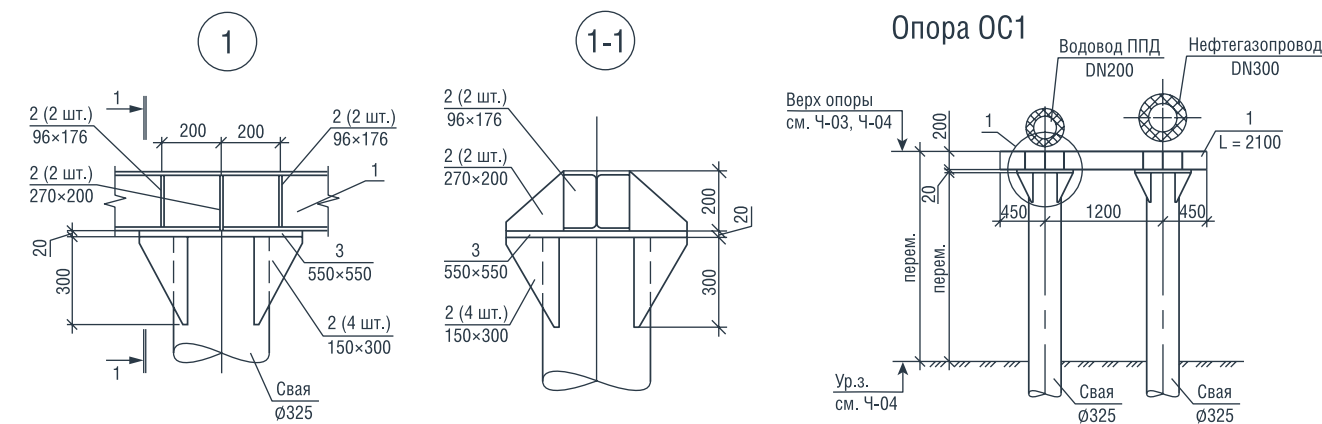
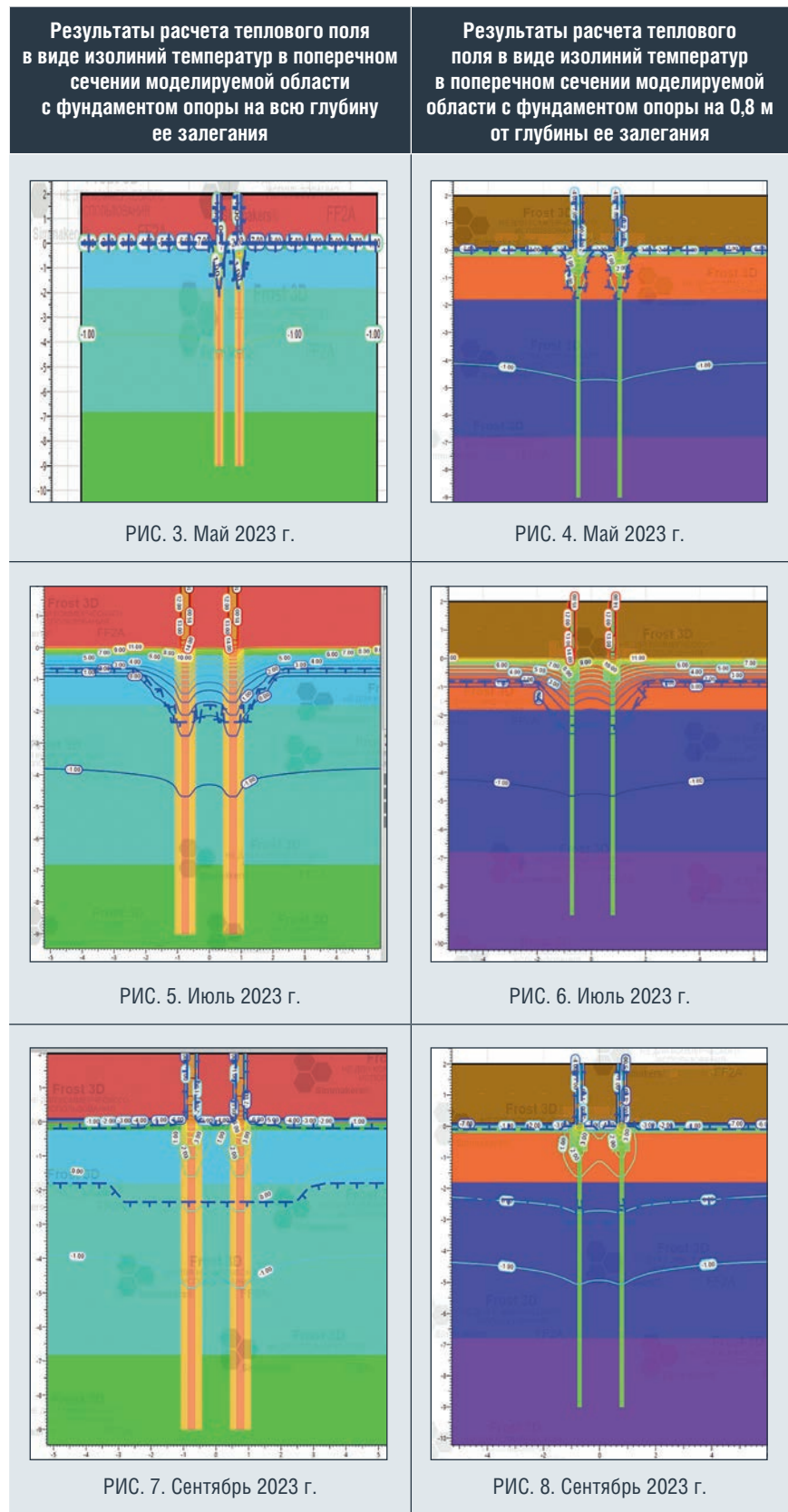


ТАБЛИЦА 1. Результаты трехмерного распределения температур



изменяющимся во времени. В присутствии источников теплового излучения задается степень черноты поверхности грунта и температур источника излучения [2, 4].

Исходя из численного решения уравнения теплопроводности, в моделируемой области для различных моментов времени получается трехмерное распределение температур.

В исследовании рассмотрены два случая: смоделирована двухстоечная опора с фундаментом на всю глубину заглубления опоры и с фундаментом на 0,8 м опоры. В таблице 1 представлены результаты расчетов теплового поля в виде изолиний температур в поперечном сечении моделируемой области.

Из рисунков 3–8 видно, что наличие в ММГ опоры трубопровода заметно влияет на изменение температурного поля в грунте с течением времени, следовательно, данный элемент конструкции надземного нефтегазопровода оказывает значительное влияние на состояние грунта на несущую способность и надежность трубопровода. Это явление приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими и экологическими последствиями. Таким образом, решение проблемы теплового взаимодействия опоры трубопровода с ММГ является также актуальной задачей.

Для снижения теплового воздействия на ММГ необходимо применение теплоизоляции для опоры трубопровода. В предыдущем исследовании [1] был сделан вывод по результатам моделирования в ПК SolidWorks об отсутствии теплового воздействия перекачиваемого флюида и трубопровода с изоляцией на ММГ, следовательно, необходимо рассматривать только теплоизоляцию опоры.

Таким образом, глубина оттаивания ММГ может регулироваться использованием на поверхности теплоизоляционных слоев различной природы. По результатам расчета экономической эффективности различных теплоизоляционных материалов наиболее предпочтительным оказалось использование сверхтонкой жидкой теплоизоляции.

На основании эксперимента сделан расчет теплового поля грунта с опорой, на которую нанесена жидкая теплоизоляция слоем в 3 мм. В ПК Frost 3D проведен прогноз стоечной опоры с применением жидкой теплоизоляции. Установлено, что ореол оттаивания грунта вокруг теплоизолированной опоры с фундаментом на всю глубину

залегания летом 2023 г. составит 1,7 м, с фундаментом на 0,8 м опоры – 1,85 м; ореол оттаивания грунта вокруг опоры без изоляции с фундаментом на всю глубину залегания летом 2023 г. составит 2,35 м, с фундаментом на 0,8 м опоры – 2,55 м [1].

Несмотря на эффективность применения жидкой теплоизоляции для уменьшения процесса теплопередачи в системе «опора – ММГ», ореолы оттаивания все равно возникают вокруг опор, что приводит к смещению трубопровода относительно проектного положения (изменение планово-высотного положения), а также возникновению очагов напряженно-деформированного состояния. Этот процесс повышает риск возникновения аварийной ситуации. При этом, несмотря на наличие специальных нормативных и ведомственных документов (РСН 67-87, СП 25.13330.2020, СП 36.13330.2012), отсутствует единый унифицированный подход к составлению прогноза изменения температурного режима грунтов и разработки компенсирующих мероприятий [6]. Соответственно, выполнение данных работ возможно только после проведения комплекса специализированных работ.

В настоящее время предприятия нефтегазовой отрасли стремятся осваивать и внедрять новые технологии, направленные на повышение эффективности, безопасности производственного процесса и снижение общих затрат. В технологических процессах транспортировки углеводородов применяют различные виды средств измерения параметров трубопровода, что позволяет создавать автоматизированное производство и приводит к цифровизации. Многие составляющие задействованных в транспортировке углеводородов сооружений, как и сами процессы, требуют постоянного мониторинга для поддержания безаварийной эксплуатации.

В качестве эксперимента разработано устройство для контроля параметров работы трубопровода. Оно предназначено для обеспечения высокой точности измерения параметров вибрации, температуры и определения положения в пространстве объектов в жестких условиях

(высокие и низкие температуры, интенсивное электромагнитное и статическое поле и т.п.) [3].

При проведении опытно-промышленных испытаний прототипа устройства было зарегистрировано прохождение очистного устройства по параметрам вибрации, определялась температура трубопровода и его планово-высотное положение.

В качестве предупреждения аварийности на объектах транспорта углеводородов предлагается разработать мероприятия по автоматизированному мониторингу для системы «опора – ММГ». Подобный комплекс производится при помощи оборудованных в соответствии с ГОСТ 25358-2012 термометрическими скважинами. Автоматизированный мониторинг позволит собирать данные и выполнять дальнейшие расчеты в программном обеспечении математических моделей прогнозирования оттаивания грунта и просадки зданий и сооружений. Применение данных технологий позволит увеличить частоту получения данных без привлечения дополнительного персонала [5].

Результатами данных мероприятий могут служить рекомендации и технические решения, позволяющие заблаговременно компенсировать последствия оттаивания ММГ.

Логическая схема системы мониторинга структурно состоит из следующих элементов:

1. Непрерывный мониторинг с получением данных о параметрах грунта и положении трубопровода от датчиков.
2. Подсистема обработки данных, объединяющая системы сбора и обработки данных на уровне обмена информационными потоками, предназначена для выполнения аналитических расчетов, оценки технического состояния трубопровода, принятия решений [5].

Выводы

Идет масштабное освоение месторождений северных районов, обладающих большим углеводородным потенциалом, соответственно, безаварийная

и бесперебойная эксплуатация надземных трубопроводов остается актуальной задачей, поскольку вокруг свайных оснований появляются ореолы оттаивания.

Теплотехнический расчет теплофизических свойств грунтов вокруг свайных опор промышленного нефтегазопровода в ПО Frost 3D доказывает, что для снижения теплового воздействия на ММГ необходимо применение теплоизоляции для опор трубопровода.

Натурные исследования по применению жидкой теплоизоляции для опор промышленного нефтегазопровода показали, что ореолы оттаивания меньше для опор с жидкой теплоизоляцией по сравнению с неизолированными. Однако данный подход не решает проблему полностью.

Создание и внедрение компактных устройств для отслеживания параметров надземного трубопровода, работающее от Wi-Fi или Bluetooth, является превентивной мерой по снижению рисков возникновения аварийных ситуаций на нефтегазовом предприятии. ●

Литература

1. Волков А.З. Исследование эффективной защиты от теплового излучения двухстоечной опоры промышленного нефтегазопровода в условиях Крайнего Севера [Электронный ресурс]. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/53366>.
2. Волков А.З. Повышение надежности опорных систем трубопроводов при надземной прокладке.
3. Волков А.З. Разработка мобильного устройства для контроля параметров работы трубопровода.
4. Гишкелюк И.А., Станюковская Ю.В. Компьютерное 3D-моделирование ореола оттаивания грунтов с повторно-жильными льдами вокруг нефтепровода // Трубопроводный транспорт: Теория и практика. 2013. С. 18–24.
5. Грязнев Д.Ю. Повышение безопасности магистрального трубопровода на основе геотехнического мониторинга в зоне многолетнемерзлых грунтов // Опыт ликвидации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций в России и за рубежом 2014, с. 213–214.
6. Коротков А.А., Герасимов А.Г., Кислов А.С. Расчет ореолов оттаивания и НДС на участках ММГ с учетом проведения компенсирующих мероприятий [Электронный ресурс]. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_47470973_38877236.pdf.
7. Хабибуллин И.Л., Лобастов Г.В. Моделирование протаивания многолетнемерзлых пород при наличии теплоизоляционного слоя // Физико-химическая гидродинамика. Межвузовский научный сборник. Уфа: РИЦ БашГУ. 2012. С. 129–138.

KEYWORDS: *permafrost soil, thawing halo, overhead pipeline, calculation of the thermal field of permafrost soil, pipeline parameters control device, pipeline condition monitoring.*

БПЛА на объектах трубопроводного транспорта

ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ» ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИХ В РАМКАХ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ ПО МОНИТОРИНГУ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

THE ANALYSIS OF THE PROSPECTS FOR THE USE OF UNMANNED AERIAL VEHICLES AT THE FACILITIES OF PJSC GAZPROM FOR OBTAINING DIGITAL DATA IN ORDER TO USE THEM WITHIN THE FRAMEWORK OF THE TASKS SET FOR MONITORING THE PERFORMANCE OF WORK AT THE FACILITIES OF THE LINEAR PART OF THE MAIN GAS PIPELINES IS CARRIED OUT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: беспилотный летательный аппарат, газопровод, цифровая модель, цифровые данные, мониторинг, напряженно-деформированное состояние, воздушное лазерное сканирование, тепловизионная съемка.

**Каримова
Рената Радиковна**
инженер 1 категории
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

**Гайнетдинов
Рустем Радикович**
инженер 1 категории
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

**Шарнина
Гульнара Салаватовна**
доцент факультета
трубопроводного транспорта
ФГБОУ ВО Уфимский
государственный нефтяной
технический университет,
к.т.н.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа» имеет опыт применения беспилотных летательных аппаратов для мониторинга выполнения работ на объектах линейной части магистральных газопроводов, в частности при проведении капитального ремонта, на предмет выявления соответствия объемов выполненных работ заявленным. Опробованы методы мониторинга за ходом выполнения работ по капитальному ремонту, соответствием этапов выполнения работ, контролем за площадкой производства работ, складированием материалов, расстановкой техники, организацией переездов, полос отвода, вырубкой древесно-кустарниковой

растительности и выполнением земляных работ с помощью беспилотных летательных аппаратов. На основании полученных результатов продолжается работа по развитию в этом перспективном направлении, как в части использования новых летательных аппаратов, так и применения навесного оборудования. В качестве альтернативы ранее применяемому беспилотному комплексу Superscam-450 («летающее крыло»), представленному на рисунке 1, были опробованы беспилотные аппараты вертолетного типа, преимуществами которых являются компактность, уменьшенная

на 30 % масса, простота запуска (развертывание в течение 15 минут, отсутствие необходимости в катапульте, отсутствие требований к взлетной площадке), простота управления (автоматический взлет и посадка). Данные беспилотные летательные аппараты вертолетного типа не сложны в применении и не требуют отдельных специальных навыков (достаточно пройти образовательные курсы в объеме 12 часов), поэтому их возможно эксплуатировать собственным персоналом Общества, что снизит зависимость Общества от привлечения на возмездной основе сторонних подрядных организаций.

В 2021 году Обществом апробирован беспилотный комплекс вертолетного типа Superscam X6M2 российского производства, производитель – группа компаний «Беспилотные системы». Беспилотный комплекс вертолетного типа Superscam X6M2, представленный на рисунках 2 и 3, имеет навесное оборудование (подвесная фотовидеокамера, GNSS-модуль) и наземный GNSS-приемник JAVADTriumph-1. Одним из аргументов применения данной технологии послужил вопрос о возможности импортозамещения с использованием минимального количества импортного оборудования. Применялось оборудование основного производства и сборки на территории Российской Федерации (кроме фото- и видеоаппаратуры) с использованием собственного программного обеспечения (летный навигатор).

Преимуществом данной беспилотной технологии является возможность определения напряженно-деформированного состояния газопроводов методом фотограмметрии путем создания трехмерных моделей

РИС. 1. Беспилотный комплекс Superscam-450 («летающее крыло»)



из нескольких изображений одного объекта, сфотографированного с разных углов.

Одним из актуальных вопросов безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ПАО «Газпром» является оценка напряженно-деформированного состояния на участках упругопластического изгиба. Влияние геодинамических процессов со временем может привести к изменению пространственного положения трубопровода, в результате фактические нагрузки, действующие на трубопровод, могут значительно превысить нагрузки, заложенные в нормативный расчет при проектировании.

В настоящее время оценка напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка осуществляется на основе инструментальных измерений пространственного положения оси трубопровода. В рамках проработки вариантов использования беспилотников на объектах Общества была проведена апробация способа, позволяющего на вскрытом газопроводе выявлять участки с ненормативным уровнем напряженно-деформированного состояния, проверять соответствие

уложенного участка газопровода проектному положению, фактические координаты участка газопровода, протяженность участка и его продольный профиль на одном из объектов Общества. В основе данного способа заложено использование высокоточных 3D-моделей с геодезической привязкой, построенных на базе данных, полученных с беспилотного летательного аппарата.

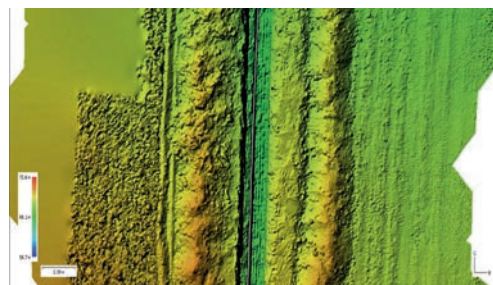
Для проверки достоверности способа в качестве эталона была использована методика измерения радиуса упругого изгиба участка магистрального газопровода, основанная на данных, полученных в результате физических замеров пространственного положения оси газопровода.

Далее была проведена съемка этого же участка с использованием беспилотного летательного аппарата Superscam X6M2 с GNSS-приемником JAVAD Triumph-1. По результатам съемки были построены 3D-модель, цифровая модель рельефа и продольный профиль участка газопровода. Цифровая модель рельефа представляет собой средство цифрового отображения трехмерных пространственных объектов в виде трехмерных данных как совокупности высот или иных значений. Для построения 3D-модели было использовано отечественное программное обеспечение Agisoft Metashape 1.6.0. Благодаря использованию технологии RTK (real-time kinematic) точность съемки составила 5 см на 1 м². В результате получен и апробирован дополнительный инструмент, позволяющий охватывать большой объем работ и вычислений в сжатые сроки без потери точности. На рисунке 3 представлено изображение цифровой модели участка газопровода.

РИС. 2. Беспилотный комплекс вертолетного типа Superscam X6M2



РИС. 3. Цифровая модель участка газопровода



Предложенный способ также позволяет производить корректное вычисление объемов земляных масс. Способ основывается на определении объема геометрического тела, представленного на трехмерной модели. Затем осуществляется классификация по виду и фракции и выполняется расчет объемов грунта.

Анализ результатов расчета напряженно-деформированного состояния газопровода показывает следующие перспективы использования способа фотограмметрии:

- возможность применения беспилотных летательных аппаратов для обследования протяженных участков газопроводов на предмет выявления ненормативного уровня напряженно-деформированного состояния;
- обеспечение дополнительного контроля за физическими объемами работ (протяженность участка, границы отвода, переезды, глубина заложения трубопровода и так далее), выполняемых подрядными организациями при строительстве новых и капитальном ремонте существующих газопроводов;

РИС. 6. Цифровая модель площадного объекта

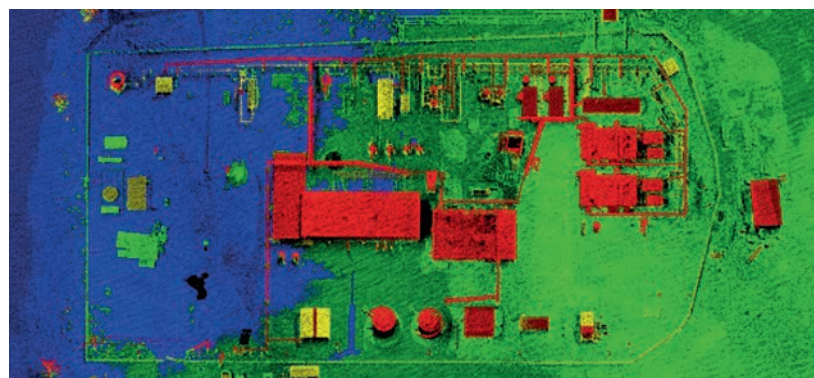
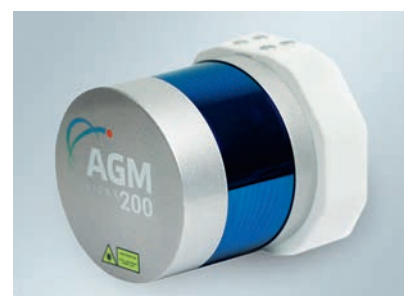


РИС. 4. Квадрокоптер Геоскан 401 Лидар



РИС. 5. Лазерный сканер АГМ-МС1 для беспилотных летательных аппаратов



аэрофотосъемку совместно с лазерным сканированием, вследствие чего плотные облака точек формируются не только по данным с лазерного сканера, но и с помощью фотограмметрии. При объединении этих процессов повышается точность построения и детализация трехмерных объектов.

Результатом съемки методом воздушного лазерного сканирования является цифровая трехмерная точечная модель рельефа местности с высокой плотностью и точностью, которая используется в качестве основы для ортофотопланов, цифровых

РИС. 7. Цифровая модель участка рельефа

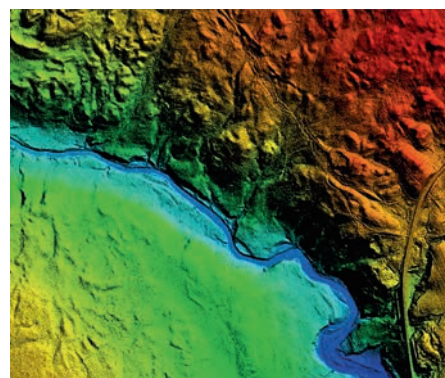


РИС. 8. Съемка с обычной камеры беспилотного летательного аппарата



топографических планов масштабов 1:500 и мельче, а также трехмерных моделей рельефа и находящихся на местности объектов. На рисунках 6 и 7 изображены цифровые модели, построенные на основании данных лазерной съемки.

Среди преимуществ технологии воздушного лазерного сканирования можно выделить следующие:

- высокая производительность съемки и большой диапазон охвата территории;
- синхронизация работы с цифровой аэрофотосъемкой;
- фотореалистичные и текстурированные 3D-модели местности по итогам съемки;
- высокая экономическая эффективность в сравнении с наземными и даже мобильными методами съемки;
- возможность работы в труднодоступных районах без непосредственного присутствия на местности;
- возможность работы с российской спутниковой системой ГЛОНАСС.

Беспилотные летательные аппараты возможно использовать также для тепловизионной съемки, используя в качестве навесного оборудования специально оборудованные камеру и тепловизор.

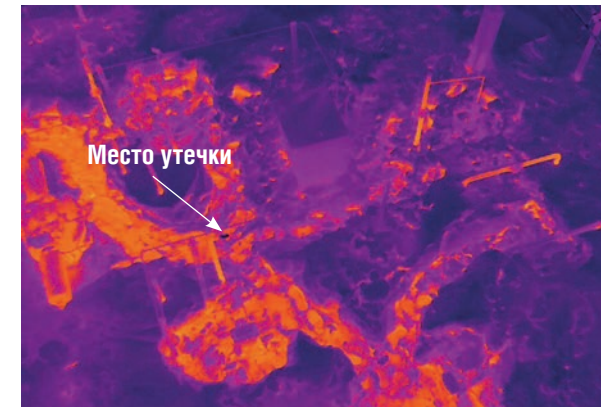
Тепловизионная съемка – это метод обследования территорий или отдельных объектов инфраструктуры для обнаружения тепловых потерь, мест утечек путем отображения температурного контраста. Тепловизионная съемка с беспилотника является эффективным способом обнаружения скрытых дефектов сооружений и коммуникаций.

В результате выполнения тепловизионной съемки получают цифровые модели местности или модели отдельных сооружений.

При этом способе материалы съемки обрабатываются в специализированном программном обеспечении. С его помощью автоматически восстанавливается исходное положение центров фотографирования, получают облака точек и полноценные текстурированные 3D-модели. Таким образом, происходит обработка изображений в видимом диапазоне, после чего центры снимков тепловизора и фотокамеры совмещаются (с учетом поправок на положение центров съемочных матриц), что позволяет получать высокую точность геопривязки инфракрасных кадров, создавая точные тепловые модели, на которых видны все очаги высоких температур. Инфракрасные изображения преобразовываются в псевдоцветные, легко воспринимаемые человеческим глазом. Результатом такого обследования становится трехмерная карта дефектов и проблемных зон сооружений, выявление зон с большой разницей температур.

На рисунках 8 и 9 изображены результаты съемки с тепловой и обычной камеры беспилотного летательного аппарата. Инфракрасная съемка точно идентифицирует место утечки за счет температурного контраста. В ходе проведения работ по тепловизионному обследованию крановых узлов магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Уфа» данным методом было осуществлено имитирование утечки на стояке отбора газа. В результате на псевдоцветном

РИС. 9. Инфракрасная съемка



изображении было выявлено охлаждение крана с утечкой по причине охлаждения природного газа при его расширении.

Преимуществами тепловизионной съемки является возможность проведения следующих видов работ:

- определение утечек метана на трубопроводной арматуре, в оборудовании ГРС;
- определение потерь тепловой энергии зданий и сооружений;
- обследование объектов повышенной опасности (высокая температура), таких как выхлопные тракты газоперекачивающих агрегатов, тепловые коммуникации;
- работа в труднодоступных районах без непосредственного присутствия на местности.

Возможно проведение работы с российской спутниковой системой ГЛОНАСС.

Использование беспилотных летательных аппаратов, помимо контроля за проведением ремонтных и строительных работ, имеет перспективы в области эксплуатации и диагностики объектов газотранспортной системы, проведения предпроектных изысканий, подготовки производства работ. Возможность использования различного навесного оборудования для получения той или иной информации и перевода ее в цифровые данные дает основание для дальнейшего исследования и изучения перспектив применения беспилотных летательных аппаратов в газовой отрасли. ●

KEYWORDS: *unmanned aerial vehicle, gas pipeline, digital model, digital data, monitoring, stress-strain state, aerial laser scanning, thermal imaging.*

ТЕХНОЛОГИЯ МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ, не требующая нормализации

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОДНОЙ ИЗ ПРОБЛЕМ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО МНОГОСТАДИЙНОМУ ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА ЛИБО СКВАЖИН С ФИЛЬТРОВЫМ ОКОНЧАНИЕМ, В КОТОРЫХ ПРИМЕНЕНО МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИИ ПО НОРМАЛИЗАЦИИ ПРОДАВОЧНЫХ ПРОБОК, УЗЛОВ В ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ МУФТЕ И ШЛАМОУЛАВЛИВАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ НА ЭТУ ОПЕРАЦИЮ?

CURRENTLY, ONE OF THE PROBLEMS WHEN COMPLETING WELLS FOR MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING, OR WELLS WITH A FILTER END, IN WHICH CUFF CEMENTING IS USED, IS THE NEED FOR AN OPERATION TO NORMALIZE THE SALES PLUGS, NODES IN THE CEMENTING COUPLING AND A SLUDGE COLLECTING DEVICE. WHAT SOLUTIONS ARE OFFERED BY RUSSIAN DEVELOPERS TO REDUCE THE TIME SPENT ON THIS OPERATION?

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, капитальный ремонт скважин, цементирование, заканчивание скважины, растворимые внутренние узлы.

**Гатиятуллин
Азат Кашфилович**
руководитель службы поддержки
и обеспечения производства

**Шовкопляс
Денис Сергеевич**
заместитель генерального
директора по технологиям

**Бычков
Евгений Геннадьевич**
руководитель отдела проектов
по заканчиванию скважин

**Выдрин
Антон Валерьевич**
заместитель руководителя отдела
проектов по заканчиванию скважин

Группа компаний «ТатПром-Холдинг»

Операция по нормализации продавочных пробок, узлов в цементировочной муфте и шламоулавливающего устройства производится силами бригад капитального ремонта скважин (КРС) с малогабаритного подъемника, фрезом и забойным двигателем малой мощности. Как правило, данные ограничения приводят к тому, что затрачиваемое время на нормализацию занимает от 40 до 72 часов.

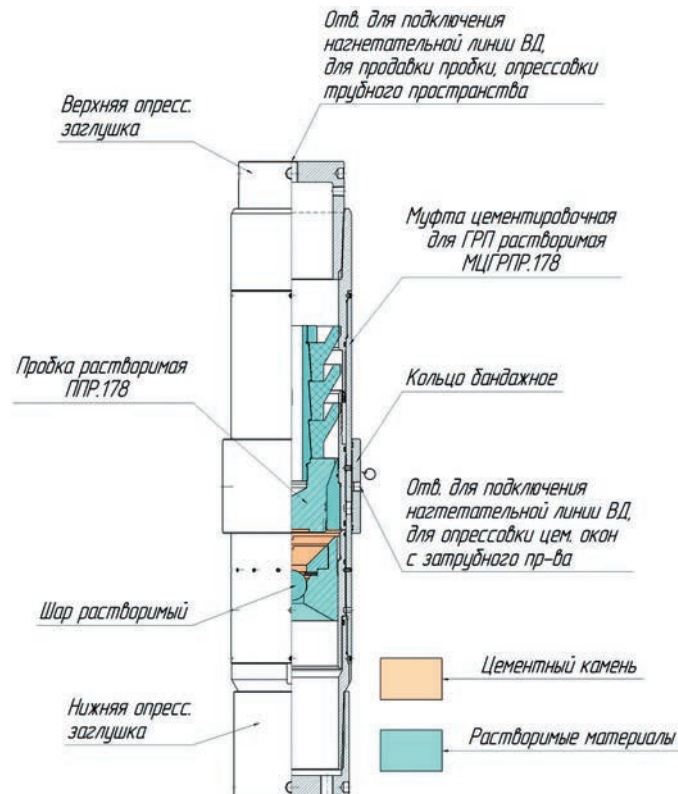
Для решения данной проблемы предприятие ООО «Набережночелнинский трубный завод» активно внедряет технологию спуска оборудования заканчивания скважин с растворимыми внутренними узлами (муфты манжетного цементирования, шламоулавливающие устройства, муфты для проведения гидроразрыва пласта с растворимыми седлами и шарами) (рисунок 1).

В качестве материала для изготовления растворимых узлов взят магниевый сплав, состав подбирается под скважинные условия (температура пласта, жидкость заканчивания) и требования заказчика к скорости растворения. Внутренняя компоновка растворимых элементов оборудования обеспечивает герметичность во время проведения работ и необходимую скорость растворения в скважинных условиях.

Первый этап внедрения оборудования – это проведение заводских стендовых испытаний. На производственных мощностях ООО «Набережночелнинского трубного завода» произведена муфта ступенчатого цементирования МСЦ-178 и шламоулавливающее устройство МСЦ-178 с растворимыми узлами и комплектом продавочных пробок.

Создав скважинные условия и симитировав операцию по цементированию (активация муфты МСЦ-178, цементирование, закрытие цементировочных окон) изделие оставлено на ОЗЦ на 24 часа под нагревом в емкости с соевым раствором 10 % KCl. Далее произведена опрессовка – изделие герметично. Следующим этапом проведения испытаний явилась периодическая опрессовка через муфтовую опрессовочную заглушку для проверки растворения

РИС. 1. МЦПГРП-178 с растворимыми узлами



оснастки. Через 480 часов при проведении очередной опрессовки произошла разгерметизация при наборе 21,8 МПа. При детальном осмотре установлено – разгерметизация произошла по контуру растворимых узлов. Произвели выталкивание узлов для осмотра шаблоном. Зафиксировали «полнопроходность» муфты после выталкивания разгерметизированных узлов. Полные параметры испытаний указаны в таблице 1.

Для проведения опытно-промышленных исследований совместно с заказчиком произведен подбор скважины. Выполнен спуск комбинированной колонны 140/178 под МСГРП с манжетным цементированием согласно плану работ по спуску и активации оборудования. Спуск и активация прошли в штатном режиме.

затраченное на проработку интервала установки элементов оснастки, составило 30 минут. На основании проведенных работ и полученных данных на скважине по проведенным ОПИ с растворимой оснасткой компоновки 2КК (178/140) производства ООО «НЧТЗ» необходимо отметить следующее:

Во-первых, компоновка 2КК (178/140), оснащенная оборудованием с растворимыми элементами (муфта ступенчатого цементирования МСЦ и шламоулавливающее устройство ШМУ), полностью подтвердила работоспособность в промысловых условиях. Среднее время растворения элементов МСЦ и ШМУ составляет 18–20 суток, согласно техническим требованиям и ранее проведенным стендовым испытаниям. Время ожидания освоения скважины составило 35 суток.

реакции растворения, элементов оснастки или резины не зафиксированы, хождение КНБК на нормализацию свободное, посадки/затяжки не зафиксированы.

В-третьих, работы по проведению ГРП выполнены штатно. Замечания отсутствуют.

На основании вышеизложенного опытно-промышленные испытания оборудования заканчивания 2КК (178/140) с растворимой оснасткой производства ООО «НЧТЗ» прошли успешно, отклонений в работе оборудования не зафиксировано.

Выводы

Применение оснастки с растворимыми узлами при грамотном планировании работ по освоению скважины позволит сэкономить время на нормализацию, материально-технические ресурсы, а также снизит вероятность возникновения аварийных ситуаций. ●

KEYWORDS: multistage hydraulic fracturing, well overhaul, cementing, well completion, soluble internal nodes.



Время, затраченное на проработку интервала установки элементов оснастки, составило 30 минут

Через 20 дней на скважину встала бригада КРС для нормализации с последующей посадкой стингера и проведения ГРП. Спуск до плановой глубины прошел штатно, без посадок. Время,

Во-вторых, работы по освоению оснастки (нормализации) прошли в штатном режиме, согласно плану работ: проработка интервала установки элементов оснастки – штатно, наличие фрагментов

КЛАССИФИКАЦИЯ МНГС

по функциональному назначению верхнего строения

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ КЛАССИФИКАЦИЙ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ, ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ. НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННОГО АНАЛИЗА ПРЕДЛОЖЕНА НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ МОРСКИХ СООРУЖЕНИЙ ПО ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ НАЗНАЧЕНИЮ ВЕРХНЕГО СТРОЕНИЯ. ДЛЯ ДАННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПО КАЖДОМУ ИЗ ТИПОВ ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ СООРУЖЕНИЙ. ПРЕДСТАВЛЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ МОЖЕТ ЯВЛЯТЬСЯ КАРКАСОМ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ БАЗЫ ДАННЫХ ПО ОБЪЕКТАМ-АНАЛОГАМ

THE ARTICLE PROVIDES AN ANALYSIS OF THE EXISTING CLASSIFICATIONS OF OFFSHORE OIL AND GAS FACILITIES, IDENTIFIES THE MAIN AREAS FOR IMPROVEMENT. BASED ON THE ANALYSIS, A NEW CLASSIFICATION OF OFFSHORE FACILITIES ACCORDING TO THE FUNCTIONAL PURPOSE OF THE TOPSIDE IS PROPOSED. FOR EACH OF THE TYPES EXAMPLES OF STRUCTURES ARE GIVEN. THE PRESENTED CLASSIFICATION CAN BE A FRAMEWORK FOR THE DEVELOPMENT OF AN ANALOGUE PROJECT DATABASE

Ключевые слова: шельф, платформа, морское нефтегазопромысловое сооружение.

**Каменский
Глеб Андреевич**

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

**Богатырева
Елена Викторовна**

заведующий кафедрой
освоения морских
нефтегазовых месторождений
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
к.т.н.

Обустройство нефтяных и газовых месторождений на шельфе всегда сопряжено со строительством различных морских объектов обустройства – морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС).

Технико-стоимостная оценка проектов обустройства на ранних стадиях (доступ, поиск, оценка) производится, как правило, на основе имеющихся проектов-аналогов. Анализ мирового и отечественного опыта позволяет определить основные технические решения и избежать ошибок проектирования на основании выученных уроков проектов-аналогов.

Таким образом, для проектировщика на ранней стадии крайне важным является сбор и систематизация информации по проектам-аналогам. В целях систематизации информации по проектам-аналогам видится потребность в корректной классификации проектируемых объектов: для каждого типа морского сооружения нефтегазодобычи собирается своя база данных. Данный подход позволит упростить работу с информацией и сократить трудозатраты на анализ проектов-аналогов в процессе проектирования.

В данной работе внимание обращено на анализ существующих классификаций МНГС, а также предлагается новая классификация морских нефтегазопромысловых сооружений исходя из функционального назначения верхних строений.

УДК 629.563

Анализ существующих классификаций МНГС

Прежде чем говорить о классификации МНГС, требуется определиться с основными терминами, для чего рекомендуется обратиться к ГОСТ Р 55311-2012 «Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения». Данный стандарт устанавливает основные термины и определения понятий в области морских нефтегазопромысловых сооружений, предназначенных для выполнения работ, связанных с освоением морских месторождений углеводородов [1].

Согласно данному стандарту:

- морское нефтегазопромысловое сооружение – объект обустройства морского месторождения углеводородов, предназначенный для выполнения работ, связанных с освоением этого месторождения [1];
- морская платформа – плавучее или стационарное морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорной части и предназначенное для размещения бурового и/или эксплуатационного оборудования, вспомогательного оборудования, систем и устройств, необходимых для выполнения заданных сооружению функций [1];
- плавучая буровая установка – плавучая морская платформа, предназначенная для бурения поисково-разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин [1];
- технологическая морская платформа – морская платформа, предназначенная для подготовки пластовой продукции, последующей транспортировки углеводородов и нагнетания флюидов в скважину [1];
- верхнее строение морской платформы: часть морской платформы, расположенная на ее опорной части, включающая несущие строительные конструкции, надстройки, оборудование для бурения и/или эксплуатации скважин, вспомогательное

оборудование, системы и устройства, обеспечивающие функционирование морской платформы по ее назначению [1];

- опорная часть морской платформы: часть стационарной морской платформы, предназначенная для восприятия и передачи на грунт морского дна воздействующих на нее нагрузок [1];
- опорный блок морской платформы – несущая пространственная конструкция опорной части морской платформы [1].

Стоит отметить, что представленное определение опорной части морской платформы не является универсальным, т.к. не охватывает опорные конструкции плавучих МНГС (платформы типа SPAR, судовые корпуса платформ FPSO/FLNG и др.), которые, таким образом, остаются без определения.

В данном стандарте представлен широкий перечень определений для морских платформ, отличающихся по способу крепления на точке установки (гравитационная стационарная морская платформа, свайная стационарная морская платформа, погружная плавучая морская платформа и т.д. [1]). В то же время в стандарте не приводится исчерпывающее количество терминов для описания МНГС, отличающихся по функциональному назначению. В частности, неохваченными остаются устьевые морские платформы (для добычи углеводородов, без подготовки, опционально – с буровым комплексом), вспомогательные морские платформы (платформы жилого модуля, райзерные платформы и т.п.) и др.

Таким образом, представленная в стандарте [1] терминология не позволяет составить представительную классификацию МНГС.

Классификация гидротехнических сооружений (ГС) приведена в работе М.М. Гришина, С.М. Слиского и др., где дается как определение ГС, так и их классификация. Авторами отмечено, что ГС предназначаются для использования водных ресурсов и классифицируются по своему назначению: энергетические, воднотранспортные,

гидромелиоративные, рыбного хозяйства и др. сооружения. Каждый из этих классов является самостоятельным направлением в области гидротехнического строительства. Относительно новым направлением в данной области являются морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения. При составлении классификации сооружений этого направления отмеченный выше основополагающий подход должен сохраниться, т.е. при определении основных групп должно быть учтено назначение сооружений [6].

Впервые классификация МНГС для морского бурения была дана Г.В. Симаковым, К.Н. Шхинеком и др., с учетом конструктивных признаков эти сооружения разделены на две основные группы: стационарные и подвижные [10].

В работе И.Ш. Халфина приведен только перечень нескольких типов МНГС без анализа их назначения [6].

В работах В.М. Буслова, Н.У. Крэла приведена классификация для одного из классов МНГС (сооружений для освоения арктических месторождений) [4]. Авторы классифицируют сооружения по способу сопротивления силовому воздействию льда.

В работе В.М. Буслова и Д.П. Карзана приведена классификация глубоководных платформ по характеру реакции сооружения на воздействие волновой и динамической нагрузок [4].

Классификация морских буровых установок (МБУ) для разведки и разработки месторождений была дана Р.В. Борисовым, В.Г. Макаровым и др. в учебнике «Морские инженерные сооружения. Ч. I. Морские буровые установки» [2]. Согласно предлагаемому авторами подходу, морские буровые установки можно разделить на стационарные и плавучие, для которых далее на основании классификационных признаков выделяются подтипы. Для стационарных МБУ в качестве классификационных признаков рассматривается:

- расположение верхнего строения;
- обеспечение устойчивости от сдвига и опрокидывания;
- конструктивный признак [2].

ТАБЛИЦА 1. Классификация морских платформ по функциональному назначению, Крыловский государственный научный центр [8]

Варианты платформ	Функции				
	Бурение	Добыча	Подготовка	Хранение	Транспорт
1. Бурение скважин производится собственным буровым комплексом					
Вариант 1.1. Самая сложная, дорогостоящая «универсальная» (все функции) платформа – на относительно больших месторождениях	+	+	+	+	Танкер
Вариант 1.2. Хранилище отсутствует, транспорт товарного продукта на морское/береговое хранилище – буровая и технологическая платформа	+	+	+	–	Трубопровод
Вариант 1.3. Транспорт продукта скважин осуществляется на близлежащую технологическую платформу/берег для дальнейшей подготовки – буровая платформа	+	+	–	–	Трубопровод
2. Буровой комплекс отсутствует, продукт поступает из скважин, пробуренных на платформе другими техническими средствами					
Вариант 2.1. Бурение с помощью СПБУ при относительно малой глубине моря – технологическая платформа	–	+	+	–	Трубопровод
Вариант 2.2. Самые простые, «транзитные платформы» (Б-К, ПДК). С продуктом ничего не происходит, технологическая платформа/берег находится относительно недалеко. Бурение скважин с помощью СПБУ (на Б-К), ППБУ и БС (на ПДК)	–	+	–	–	Трубопровод
3. Скважины отсутствуют (продукт скважин принимается от буровых платформ, Б-К и ПДК) – центральная технологическая платформа (ЦТП)					
Вариант 3.1. Товарная нефть направляется на морское или береговое нефтехранилище	–	–	+	–	Трубопровод
Вариант 3.2. Товарная нефть отгружается танкеру непосредственно от платформы	–	–	+	+	Танкер

Для плавучих МБУ выделяются следующие классификационные признаки:

- способ транспортировки;
- способ удержания на месте;
- конструктивный признак [2].

Стоит отметить, что данная классификация не учитывает морские нефтегазопромысловые сооружения, не имеющие в своем составе бурового модуля.

В своей работе [6] Д.А. Мирзоев отмечает, что вопросы классификации всегда содержат определенные условности и выбранный им подход к разработке классификации исходит из общепринятых положений в данной области. При составлении классификации МНГС автор предлагает разделить их на две основные группы: МНГС для разведочного бурения; МНГС для бурения эксплуатационных скважин и их эксплуатации. Данные группы разделяются на две подгруппы:

для условий замерзающих и незамерзающих морей. Такой подход, по мнению автора, позволит классифицировать морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения, учитывая все требования, предъявляемые при их проектировании.

Стоит отметить, что представленная автором классификация не охватывает МНГС, не связанные с процессами бурения и эксплуатации скважин, а также не охватывает сооружения вспомогательного назначения, функционал которых не связан непосредственно с процессами бурения, добычи, подготовки, хранения и транспорта продукции. Примером таких сооружений являются платформы жилого-модуля.

Наиболее обширная классификация морских платформ представлена в работе специалистов Крыловского государственного научного центра «Морские нефтегазодобывающие

платформы: история, современность, перспективы. Аналитический обзор» [8].

Авторами были определены 9 ключевых классификационных признаков:

1. Вид углеводородов месторождения;
2. Функциональное назначение;
3. Положение относительно донного грунта при эксплуатации;
4. Архитектурно-конструктивный тип ОО/корпуса;
5. Наличие/Отсутствие нефтехранилища, система отгрузки нефти;
6. Способ отгрузки нефти;
7. Обитаемость;
8. Расположение относительно уровня моря;
9. Материал ОО/корпуса [8].

В рамках данного исследования наибольший интерес представляет классификация платформ по функциональному назначению,

т.к. анализ существующих классификаций показал, что данный признак зачастую принимается специалистами как второстепенный.

Специалисты Крыловского государственного научного центра в своей классификации морских платформ по функциональному назначению выделили семь типов сооружений, которые укрупненно можно поделить на три группы:

- платформы, бурение скважин на которых производится собственным буровым комплексом;
- платформы без бурового комплекса, продукт поступает из скважин, пробуренных на платформе другими техническими средствами;
- платформы без скважин – технологическая платформа [8].

Стоит отметить, что данная классификация весьма подробно рассматривает возможный функционал морских нефтегазопромысловых сооружений, однако среди представленных типов отсутствуют вспомогательные сооружения.

Таким образом, анализ терминологии и существующих классификаций морских нефтегазопромысловых сооружений показал:

- отсутствие стандартизированной терминологии для ряда сооружений морских нефтегазовых промыслов и их структурных элементов;
- ориентированность классификаций на конструктив платформы и условия эксплуатации;
- изученные классификации охватывают не все существующие классы морских нефтегазопромысловых сооружений.

Классификация МНГС по функциональному назначению верхнего строения

При изучении классификаций было установлено, что существующие подходы ориентированы прежде всего на разработку классификационных признаков на основании внешних условий эксплуатации и, как следствие, конструктива морских нефтегазопромысловых сооружений. Однако при проектировании обустройства морских месторождений крайне важным фактором выбора того или иного объекта обустройства является требуемый

функционал сооружения: какие задачи должно выполнять инженерное сооружение, находясь в данных условиях. Существующие классификации по функциональному назначению охватывают не весь спектр морских инженерных сооружений для обустройства месторождений нефти и газа. В связи с этим видится потребность в разработке дополнительной классификации морских нефтегазопромысловых сооружений по функциональному назначению верхнего строения.

При составлении классификации были выделены три наиболее важные функции, определяющие назначение МНГС:

- функция добычи углеводородов: МНГС, на которых осуществляется контроль и управление процессами добычи углеводородов;
- функция бурения скважин: МНГС, имеющие в своем составе буровую установку для строительства и ремонта скважин;
- функция подготовки углеводородов: МНГС, имеющие в своем составе технологическое оборудование для подготовки нефти и газа, в т.ч. до товарного вида;

РИСУНОК 1. Классификация МНГС по функциональному признаку

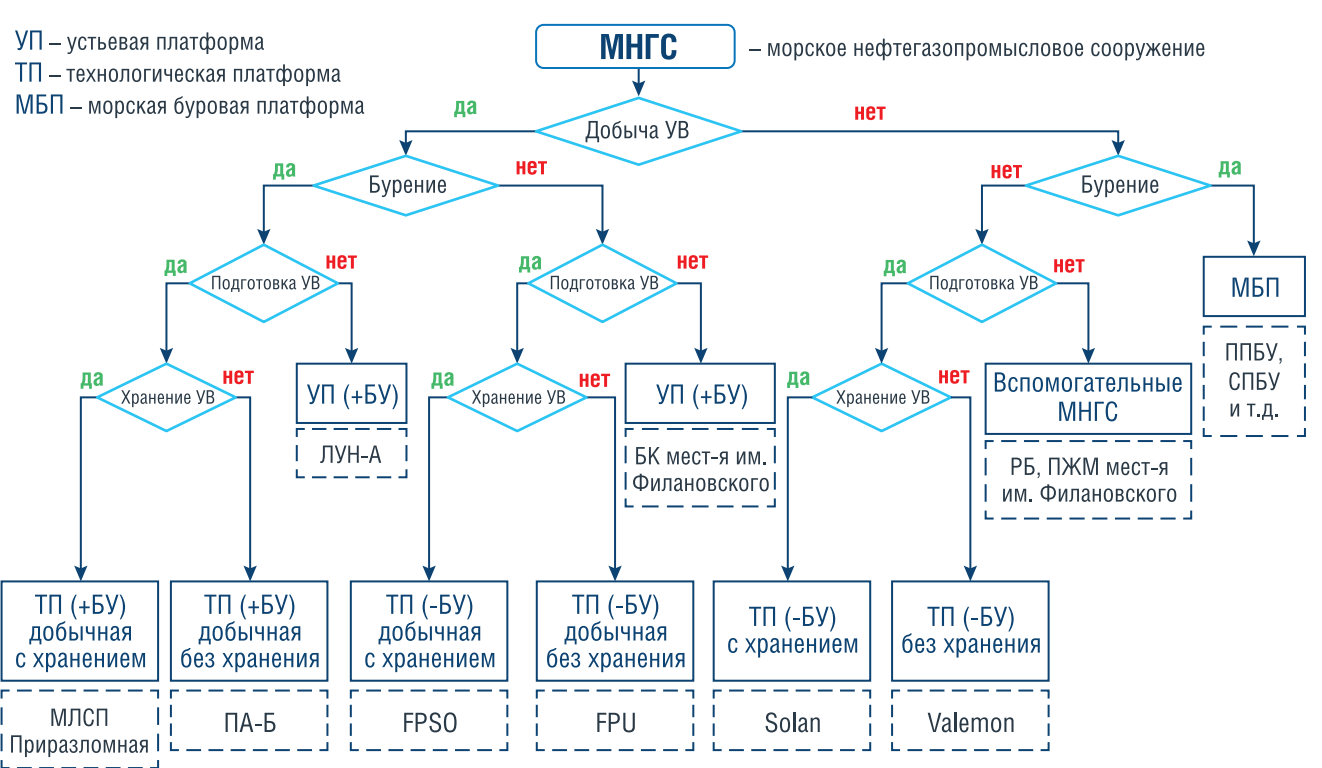


ТАБЛИЦА 2. Примеры МНГС согласно классификации

Тип МНГС	Пример	Тип МНГС	Пример
1. Технологическая платформа добычная с буровым комплексом и функцией хранения	МЛСП Приразломная (Россия, Печорское море) 	6. Технологическая платформа без бурового комплекса с функцией хранения	Solan (Норвегия, Северное море) 
2. Технологическая платформа добычная с буровым комплексом без функции хранения	Пильтун-Астохская Б (Россия, Охотское море) 	7. Устьевая платформа с буровым комплексом	ЛУН-А (Россия, Охотское море) 
3. Технологическая платформа добычная без бурового комплекса с функцией хранения	FPSO Terra Nova (Канада, Большая Ньюфаундлендская банка) 	8. Устьевая платформа без бурового комплекса	БК мест-я им. Ю. Корчагина (Россия, Каспийское море) 
4. Технологическая платформа добычная без бурового комплекса без функции хранения	SPAR Aasta Hansteen (Норвегия, Норвежское море) 	9. Вспомогательное МНГС	Райзерный блок мест-я им. В. Филановского (Россия, Каспийское море) 
5. Технологическая платформа без бурового комплекса без функции хранения	ЦТП мест-я им. В. Филановского (Россия, Каспийское море) 	10. Морская буровая платформа	ППБУ Северное сияние (Россия) 

- функция хранения углеводородов: МНГС, осуществляющие хранение углеводородов до их отгрузки. Хранилища углеводородов, как правило, организуются в опорном основании морских платформ, однако наличие системы хранения значительно влияет на вспомогательные системы, расположенные на верхних строениях платформ, в связи с чем данная функция была выделена как одна из классифицирующих.

Данная классификация различает платформы по наиболее критичным функциональным признакам, однако стоит отметить, что она не является исчерпывающей, каждый из представленных типов может быть разбит на подтипы по другим критериям (например, постоянное присутствие персонала).

Для составления классификации требуется уточнить ряд определений для различных типов платформ:

- Устьевая платформа (УП) – это морская платформа, основной функцией которой является добыча и сбор углеводородов для дальнейшей транспортировки. В составе устьевой платформы отсутствует технологическое оборудование для подготовки углеводородов.
- Технологическая платформа (ТП) – морская платформа, предназначенная для подготовки пластовой продукции, последующей транспортировки углеводородов и нагнетания флюидов в скважину [1].
- Морская буровая платформа – плавучая морская платформа, предназначенная для бурения поисково-разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин [1].
- Вспомогательные МНГС – это группа сооружений, функционал которых не связан с процессами бурения, добычи и хранения углеводородов, а направлен на обеспечение сбора и транспортировки продукции, ее отгрузки, размещение персонала и т.п. К таким сооружениям можно отнести райзерные блоки, выносные причальные устройства, платформы жилого модуля и т.п.

Стоит также отметить, что в рамках данной классификации технологические суда [1]

рассматриваются в качестве платформ судового типа (FPSO, FLNG, FPU).

Для удобства применения классификация МНГС предполагается в виде логической схемы, по которой, опираясь на наличие/отсутствие определенной функции верхнего строения платформы, можно определить ее тип.

Исходя из описанного выше подхода, все МНГС можно укрупненно поделить на 10 типов:

- Технологическая платформа добычная с буровым комплексом и функцией хранения;
- Технологическая платформа добычная с буровым комплексом без функции хранения;
- Технологическая платформа добычная без бурового комплекса с функцией хранения;
- Технологическая платформа добычная без бурового комплекса без функции хранения;
- Технологическая платформа без бурового комплекса без функции хранения;
- Технологическая платформа без бурового комплекса с функцией хранения;
- Устьевая платформа с буровым комплексом;
- Устьевая платформа без бурового комплекса;
- Вспомогательные МНГС;
- Морские буровые платформы.

В таблице 1 приведены примеры каждого из типов МНГС, представленных в классификации.

Заключение

По результатам исследования:

- Авторами проведен анализ и определены основные направления для совершенствования существующей терминологии и классификаций в области морских нефтегазовых сооружений;
- предложена классификация МНГС по функциональному назначению верхних строений;
- представлен перечень отечественных и зарубежных

МНГС для каждого из типов согласно предлагаемой классификации.

Данная классификация может быть использована в качестве каркаса для сбора и систематизации информации по проектам-аналогам в мире, что может позволить повысить эффективность проектирования обустройства морских месторождений на ранних стадиях. ●

Литература

- ГОСТ Р 55311-2012. Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазовых морских. Термины и определения: Национальный стандарт Российской Федерации: дата введения 2013-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. Официальное. – Москва: Стандартинформ, 2013. – 12 с.
- Борисов Р.В. Морские инженерные сооружения. Ч. 1. Морские буровые установки: Учебник / Р.В. Борисов, В.Г. Макаров, В.В. Макаров, В.С. Никитин, А.С. Портной, А.С. Симоненко, В.Ф. Соколов, И.В. Степанов, О.Я. Тимофеев; под общ. ред. В.Ф. Соколова. – СПб.: Судостроение, 2003. – 535 с.
- Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование / П.П. Бородавкин – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.
- Буслов В.М., Карзан Д.И. Глубоководные стационарные платформы, конструкции и классификация (Фирма «Браун и Рут», США). – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985, № 10, с. 82–85; № 3, с. 47–57.
- Крел Н.У., Буслов В.М. (Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений (фирма «Браун и Рут», США). – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 8, с. 63–68; № 11, с. 46–48; № 12, с. 54–56; 1984, № 2, с. 51–53.
- Мирзоев Д.А. Нефтегазово-промышленные сооружения для освоения углеводородных ресурсов мелководного шельфа замерзающих морей: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020 – 296 с.
- Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазового дела: В 2 томах. – Т. 2: Морские нефтегазово-промышленные инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 286 с.
- Морские нефтегазодобывающие платформы: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб.: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2016. – 352 с.
- Никитин Б.А. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 1: Прединвестиционная и инвестиционная стадии / Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с.
- Симаков Г.В. Морские гидротехнические сооружения на континентальном шельфе: Учеб. / Г.В. Симаков, К.Н. Шхинек, В.А. Смелов и др. – Л.: Судостроение, 1989. – 328 с.

KEYWORDS: offshore, platform, offshore facilities.

МОДУЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

для повышения эффективности добычи на шельфе

ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ВЕЛИЧИНУ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ ОКАЗЫВАЕТ СТОИМОСТЬ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ. ОДНИМ ИЗ СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПЛАТФОРМЫ ЯВЛЯЕТСЯ УМЕНЬШЕНИЕ ЕЕ МАССОГАБАРИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ ДОСТИГНУТО ПРИМЕНЕНИЕМ БОЛЕЕ СОВРЕМЕННОГО КОМПАКТНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА, А ТАКЖЕ ИЗМЕНЕНИЕМ САМОЙ КОНЦЕПЦИИ ПЛАТФОРМЫ. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ И НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ БЛОКОВ ВЕРХНЕГО СТРОЕНИЯ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ЯВЛЯЕТСЯ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС. ДРАЙВЕРОМ РОСТА ДЛЯ ЭКОНОМИКИ ПРОЕКТОВ МОРСКОГО ОБУСТРОЙСТВА МОЖЕТ СТАТЬ ОТКАЗ ОТ СТРОИТЕЛЬСТВА СТАЦИОНАРНОГО БУРОВОГО МОДУЛЯ И БУРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫМ СПОСОБОМ: С ПРИМЕНЕНИЕМ СПБУ ИЛИ МОДУЛЬНОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ. АВТОРЫ СТАТЬИ СРАВНИВАЮТ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ И ПРИВОДЯТ ОЦЕНКУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДУЛЬНОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

THE COST OF OFFSHORE FIELD DEVELOPMENT FACILITIES, INCLUDING OFFSHORE PLATFORMS, HAS A SIGNIFICANT IMPACT ON THE AMOUNT OF CAPITAL EXPENDITURES IN THE IMPLEMENTATION OF OFFSHORE PROJECTS. ONE OF THE WAYS TO REDUCE CAPITAL COSTS FOR THE CONSTRUCTION OF THE PLATFORM IS TO REDUCE ITS WEIGHT AND SIZE CHARACTERISTICS, WHICH CAN BE ACHIEVED BY USING MORE MODERN COMPACT TECHNOLOGICAL EQUIPMENT, IMPROVING DESIGN AND CONSTRUCTION TECHNOLOGIES, AS WELL AS CHANGING THE PLATFORM CONCEPT. ONE OF THE KEY AND LARGEST FUNCTIONAL BLOCKS OF THE UPPER STRUCTURE OF THE OFFSHORE PLATFORM IS THE DRILLING COMPLEX. THE DRIVER OF GROWTH FOR THE ECONOMY OF OFFSHORE DEVELOPMENT PROJECTS MAY BE THE REJECTION OF THE CONSTRUCTION OF A STATIONARY DRILLING MODULE AND DRILLING IN AN ALTERNATIVE WAY: WITH THE USE OF A SPBU OR A MODULAR DRILLING RIG. THE AUTHORS OF THE ARTICLE COMPARE DRILLING METHODS AND GIVE AN ASSESSMENT OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF USING A MODULAR DRILLING RIG

Ключевые слова: бурение на шельфе, морская платформа, модульная буровая установка, экономическая эффективность, снижение капитальных затрат.

УДК 629.563.2



**Каменский
Глеб Андреевич**
ассистент кафедры
освоения морских
нефтегазовых месторождений
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина



**Резанов
Константин Сергеевич**
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
магистрант



**Дряхлов
Вячеслав Сергеевич**
ФГАОУ ВО Российский
университет дружбы народов,
аспирант



**Зубков
Степан Константинович**
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
студент

Технологии бурения скважин на морских платформах

Принципиально можно выделить три основных способа бурения эксплуатационного фонда на морских платформах: бурение со стационарного бурового модуля, возводимого на верхнем строении платформы в процессе ее строительства; бурение с самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) за счет выдвижного кантилевера; бурение с модульной буровой установки, привозимой и собираемой на верхнем строении платформы непосредственно на месторождении.

Использование классической стационарной буровой установки на платформе влечет за собой высокие капитальные затраты, относящиеся на начальные периоды реализации проекта (до начала добычи), что приводит к существенному снижению потенциального NPV. Более того, после завершения программы эксплуатационного бурения (первые 2–8 лет) стационарная БУ будет либо законсервирована, либо использоваться только периодически для ТКРС, т.е. по большому счету – простаивать или использоваться неэффективно для решения мелких задач, не требующих применения техники такого класса.

В случае с применением СПБУ очевидным преимуществом является значительное сокращение капитальных вложений на строительство платформы (за счет отказа от стационарного бурового модуля), подобное решение может значительно повлиять на экономику проектов морского обустройства и стимулировать разработку низкорентабельных месторождений, однако существуют причины, почему подобное решение не получило распространения на арктическом шельфе Российской Федерации:

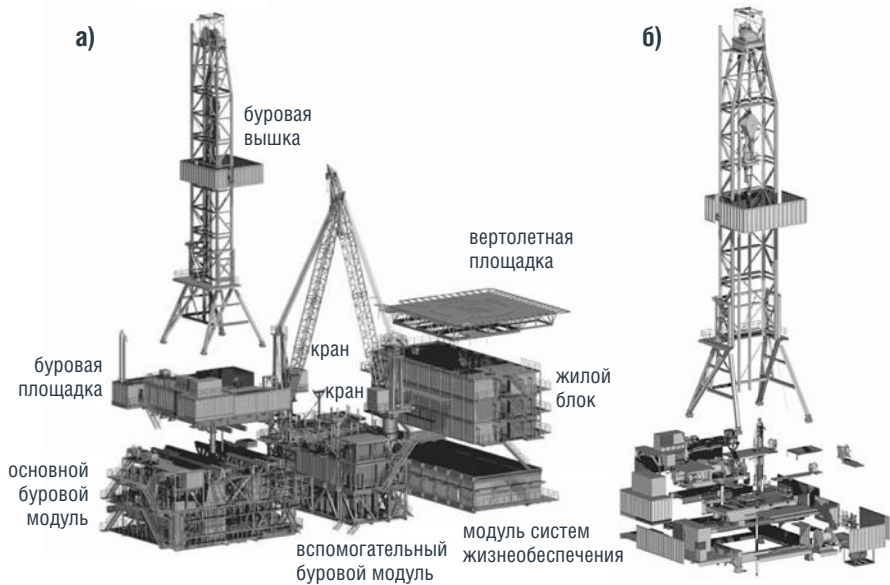
- Конструкция опорных колонн существующих СПБУ не позволяет работать в условиях наличия ледовых образований, в связи с чем данный тип буровой установки может применяться только в ограниченный сезон навигации, который может составлять

от семи до двух месяцев для различных арктических морей РФ. Ограниченность бурового сезона существенно снижает темпы строительства и ввода в эксплуатацию скважин при кантилеверном бурении, что приводит к более длительному сроку вывода добычи на «полку» и занижению эффективности проектов по критериям NPV и IRR.

- СПБУ имеет ограничения по грунтовым условиям при постановке рядом с блок-кондуктором: свойства донных грунтов могут не позволить безопасную постановку СПБУ вблизи блок-кондуктора. Более того, даже наиболее благоприятные инженерно-геологические условия площадки не позволяют ежегодно производить постановку (и снятие) СПБУ на одну точку ввиду образующихся кратеров от башмаков опор платформы и риска опрокидывания СПБУ при недостаточно точном позиционировании во время установки.
- Ограничения по размеру сетки скважин: дальность вылета кантилевера СПБУ не позволяет провести разбуривание большого фонда скважин (более 15 скв.) с учетом минимально возможного нормативного расстояния между устьями (не менее 2,4 м для нефтяных и не менее 3 м для газовых и газоконденсатных при расположении ПВО при бурении скважин на верхнем ярусе, а задвижек фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на нижнем ярусе верхнего строения платформы; не менее 5 м при расположении ПВО при бурении скважин и задвижками фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на одном ярусе [13]). В частности, на безлюдных блок-кондукторах месторождений им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина располагаются 9 буровых слотов.
- СПБУ имеют ограничения по глубине моря в точке постановки: самой глубоководной в мире на сегодняшний день является буровая платформа Noble Lloyd Noble, способная вести буровые работы на глубинах до 150 м [8].

Решением данной проблемы может являться применение модернизированных для

РИСУНОК 1. а) основные модули МБУ; б) пример разбивки одного модуля на блоки



арктических условий модульных буровых установок (Modular Drilling Rig, MDR), хорошо зарекомендовавших себя в Мексиканском заливе, Северном море и АТР.

Модульные буровые установки для морских платформ

Модульные буровые установки (МБУ) предназначены для автономной работы и выполняют бурение и заканчивание, текущий и капитальный ремонт скважин, а также их ликвидацию. МБУ относительно легко устанавливается на платформе и также легко демонтируется для переоснащения и/или перемещения на другую точку.

Наиболее известными производителями и операторами собственных МБУ являются компании Archer, COSL, Nabors, Bentec, Drillmec. Норвежская компания Archer в партнерстве с производителем бурового оборудования Max Streicher GmbH (Германия) успешно эксплуатирует на шельфовых проектах две модульные буровые установки с грузоподъемностью на крюке в 363 т, позволяющие бурить скважины длиной до 6000 м:

- Archer Emerald (2012 г.);
- Archer Topaz (2016 г.) [7].

Две данные установки отличаются на один дополнительный модуль – у Archer Topaz, помимо прочего, имеется модуль трубного склада.

Модульная буровая установка Archer включает более сотни отдельных модулей (вес каждого не более 12 тонн) и работает с буровой колонной не более 363 тонн, общий вес МБУ составляет около 1300 тонн. В случае выхода из строя любой модуль может быть быстро заменен. Установка занимает площадь 14×12 м без учета модуля генерации энергии, высота мачты равняется 28 м. Сборка и установка МБУ занимает около четырех–пяти недель [2].

Благодаря предельной грузоподъемности в 12 тонн, нет необходимости нанимать тяжеловесное оборудование для установки. Из-за небольшого размера транспортировка блоков может осуществляться как на открытой палубе баржи-площадки, так и в грузовых отсеках сухогруза. Из небольших

блоков монтируются поэтапно крупные модули. Разборка происходит аналогично в обратной последовательности. На рисунке 1 показано деление МБУ на крупные блоки и деление блоков на модули массой до 12 т.

Сами модули можно конфигурировать в любом положении относительно буровой, что увеличивает количество доступных слотов на рабочей площадке МБУ без ее фактического увеличения.

В открытых источниках [8, 10, 11] имеется информация о стоимостях некоторых из контрактов на фрахт МБУ Topaz и Emerald компании Archer.

На рис. 2 отражены данные по эквивалентным суточным ставкам по контрактам на МБУ Archer (Topaz и Emerald), а также динамика индекса ставок фрахта на ПБУ с 2000 года (средневзвешенный индекс, по данным Clarkson's, IHS Markit, RigZone, Fearnley, Seabrokers).

Также компания Scivita Inc. (Scivita) совместно с China Oilfield Services Limited (COSL) разработала пять МБУ, которые эксплуатировались в проливе Кампече в Мексике с 2006 по 2015 годы на платформах PEMEX, причем четыре комплекта (COSL1, COSL2, COSL3 и COSL4 мощностью 2000 л.с.) имеют крупноблочную конструкцию (LDMR), а самый тяжелый модуль весит около 700 тонн. Для каждой МБУ мощностью 2000 л. с. имеется восемь основных модулей, которые показаны в таблице 1 [3]. Пример крупноблочной конструкции приведен на рис. 1а.

РИСУНОК 2. Суточные ставки фрахта МБУ Archer и индекс ставок фрахта ПБУ [1, 2, 7]



ТАБЛИЦА 1. Разбивка блоков МБУ COSL [3]

№	Модули	Оборудование
1	DES A Module	Система обработки бурового раствора, управление превенторами, перемещение буровой вышки
2	DES B Module	Кабина управления бурением, буровая вышка, механизм крепления талевого каната, подъемный канат, буровая лебедка, роторный стол
3	Mud Module	Емкости для приготовления бурового раствора, буровые насосы, емкость для запасного бурового раствора, емкость хранения дизеля, резервуар чистой питьевой воды, краны
4	Power Module	Генераторы, главная и аварийная энергосети, трансформаторы, распределительные щиты, воздушные компрессоры, блок пресной воды и нагреватели, установки очистки стоков
5	LQ & Helideck	Жилой модуль, вертолетная площадка, спасательные шлюпки
6	P-tank Module 1	3 емкости барита
7	P-tank Module 2	3 емкости цемента
8	Drillwater & Cementing	Резервуар для буровых стоков и блок цементирования

Буровой подрядчик Nabors в кооперации с Zentech Inc. с начала 2000-х построил и эксплуатирует в Мексиканском заливе, странах АТР и в море Бофорта более 10 МБУ, включая МБУ для большей части платформ SPAR и TLP Мексиканского залива, а также арктические МБУ (Nabors Alaska Drilling Rig 19E), эксплуатирующиеся в условиях искусственных островов моря Бофорта. Большая часть МБУ Nabors мелкоблочная – с максимальной массой модулей до 25 т. Отдельные установки, например Nabors MASE 805, имеют мощность 3000 л. с. и способны бурить скважины длиной по стволу до 9000 м.

Исходя из опыта эксплуатации крупно- и мелкоблочной конструкции модульной буровой установки компании Scivita, можно сделать следующие выводы: из-за необходимости поднимать большие модули конструкция LMDR обычно тяжелее, чем у SMDR с тем же оборудованием и грузоподъемностью. Учитывая, что эксплуатационная масса буровой установки составляет от 4000 до 5000 тонн для MDR мощностью 2000 и 3000 л. с., LMDR в конечном итоге использует на 240–300 тонн больше стали, чем SMDR; среднее время установки составляет около 25 дней для LMDR и 60–80 дней для SMDR.

Большее время эксплуатации установки также приводит к удорожанию.

Оценка экономического эффекта от применения модульной буровой установки

Для сравнения эффективности использования МБУ в сравнении с классическими стационарными БУ были проведены расчеты накопленных дисконтированных затрат (капитальных и операционных) по вариантам:

- со стационарной буровой установкой – проектирование и изготовление под проект в составе модулей верхнего строения платформы, эксплуатация и консервация после завершения программы бурения;
- с модульной буровой установкой – доставка модулей и монтаж на верхней палубе стационарной платформы в море, тайм-чартер на период программы бурения, демонтаж после завершения программы.

Для примера расчеты приведены на БУ с грузоподъемностью 400 т на крюке и максимально достижимой длиной скважин до 6000 м. Стационарные офшорные БУ такого класса в настоящее время активно осваиваются отечественной промышленностью и «Уралмаш НГО Холдинг»: в частности, для платформы ЛСП «А» проекта Каменномысское-море будет построен БК 6000/400 ЛСП в морском исполнении [10]. При этом процесс сборки основного

бурового комплекса (далее – ОБК) предполагает использование более 200 модулей массой до 50–70 т. Однако в случае с ЛСП «А» модульная БУ будет изготовлена непосредственно для данного проекта, а необходимость ее модульного изготовления обуславливается технологией транспортировки и монтажа на верфи, при этом возможность ее последующего демонтажа с ЛСП «А» не предполагается.

В расчете для стационарной БУ г/п 400 т суммарная масса ОБК и вспомогательного бурового комплекса (далее – ВБК) принята равной 4840 т. В части капитальных затрат учтены МТР и СМР по изготовлению и монтажу модулей БУ на опорном основании платформы в условиях верфи (северные районы РФ), разработка ПД и РКД, страхование и сертификация модулей ОБК и ВБК в процессе строительства, ПНР на верфи и в море, а также затраты на управление проектом со стороны заказчика и подрядчика. В части операционных затрат учитываются только затраты на техническое обслуживание и ремонт (далее – ТОиР) оборудования и конструкций ОБК и ВБК, а также затраты на консервацию комплекса по завершении программы бурения. Эксплуатационные затраты на фонд оплаты труда буровой команды, расходные материалы и страхование не учитываются, т.к. одинаковы для стационарной и модульной БУ при прочих равных.

РИСУНОК 3. Динамика затрат по стационарной БУ при 8-летней программе бурения

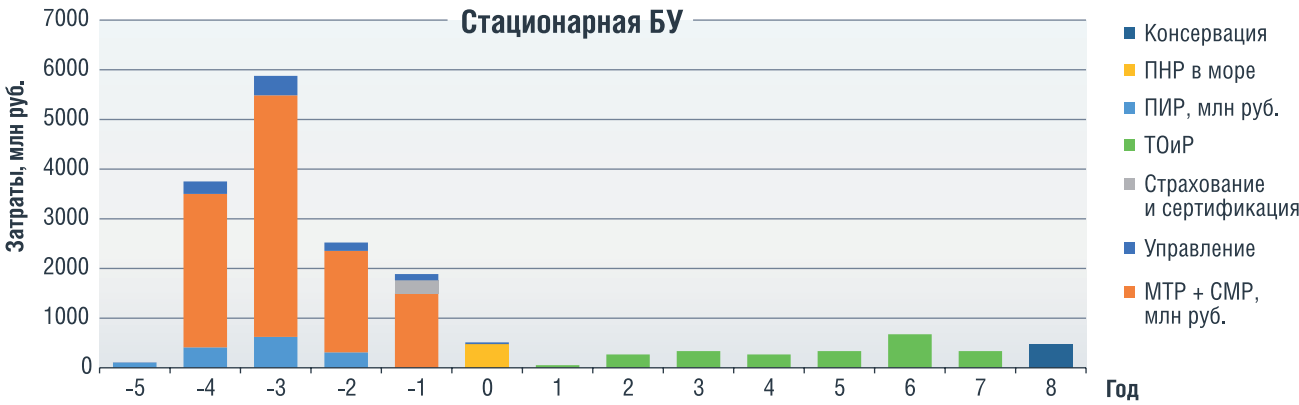
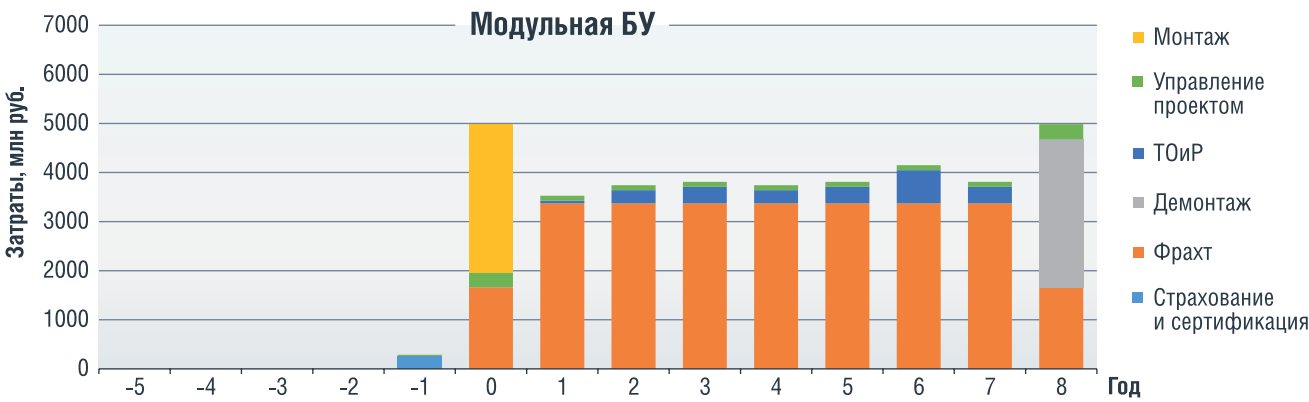


РИСУНОК 4. Динамика затрат по модульной БУ при 8-летней программе бурения



Расчет затрат на привлечение МБУ состоит из оценки ставки фрахта, стоимости монтажа/демонтажа, ПНР, страхования и сертификации, ТОиР, а также управления проектом со стороны заказчика. Ставка фрахта является переменной в зависимости от длительности контракта, базовая ставка принята по контрактным ставкам Archer Topaz с учетом приведения цен к уровню 01.01.2022 и с применением коэффициента 1,2 (поправка на винтеризацию и условия эксплуатации) – 174 тыс.USD/сут.

Для расчета стоимости монтажа и демонтажа принято допущение, что длительность перехода из точки мобилизации составляет 30 суток, доставка модулей осуществляется на одном судне-хэвилифте, монтаж осуществляется за 5 недель (по данным Archer).

На рисунках ниже приведено сравнение динамики затрат по стационарной и модульной БУ при длительности программы эксплуатационного бурения в 8 лет.

Сравнительные графики накопленных дисконтированных затрат приведены на рисунках

ниже для длительности программы бурения 1, 3, 5, 8 и 12 лет и для ставок дисконтирования 10, 15 и 20%.

Как видно из приведенных выше графиков, при предъявлении требований к IRR проекта в 10% использование МБУ оправданно при длительности программы эксплуатационного бурения до трех лет включительно. Однако большинство отечественных компаний предъявляют требования к IRR офшорных проектов в диапазоне 14–20%. При ставке дисконтирования 15% использование МБУ вместо стационарной БУ дает положительный экономический эффект при длительности программы эксплуатационного бурения до семи лет, а при дисконтировании под ставку 20% длительность бурения не влияет на целесообразность применения МБУ.

Заключение

Разработка решения по круглогодичному разбуриванию фонда скважин на морских платформах без строительства

стационарного бурового комплекса позволит значительно сократить капитальные затраты на обустройство и может способствовать стимулированию разработки малорентабельных месторождений шельфа России. Таким решением может являться применение модульных буровых установок.

Применение модульных буровых установок сочетает в себе преимущества СПБУ при отсутствии недостатков с точки зрения применимости. За счет смещения затрат ближе к старту добычи и сокращения капитальных вложений экономический эффект от проекта значительно улучшается.

Оценка экономической эффективности дала следующие результаты:

- При ставке дисконтирования в 10% использование модульной буровой установки рационально при длительности программы эксплуатационного бурения до трех лет включительно;
- При ставке дисконтирования 15% использование модульной буровой установки рационально

РИСУНОК 5. Сравнение накопленных дисконтированных затрат по стационарной БУ и МБУ при ставке дисконтирования 10%

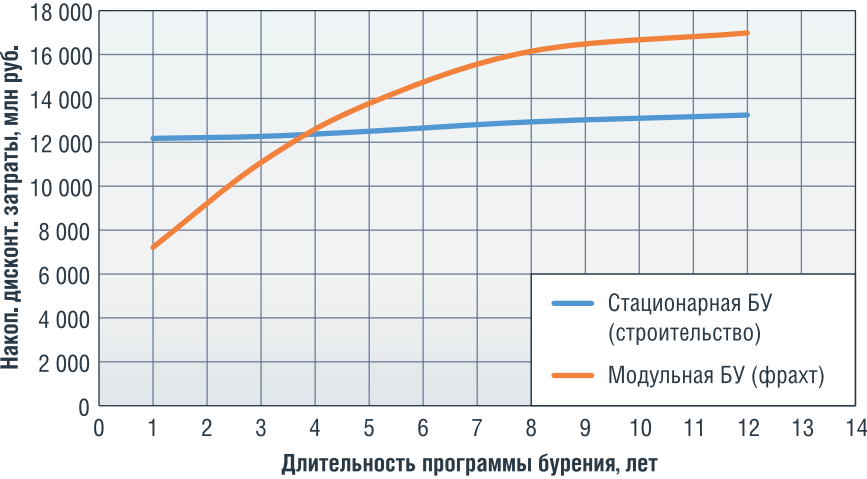


РИСУНОК 6. Сравнение накопленных дисконтированных затрат по стационарной БУ и МБУ при ставке дисконтирования 15%

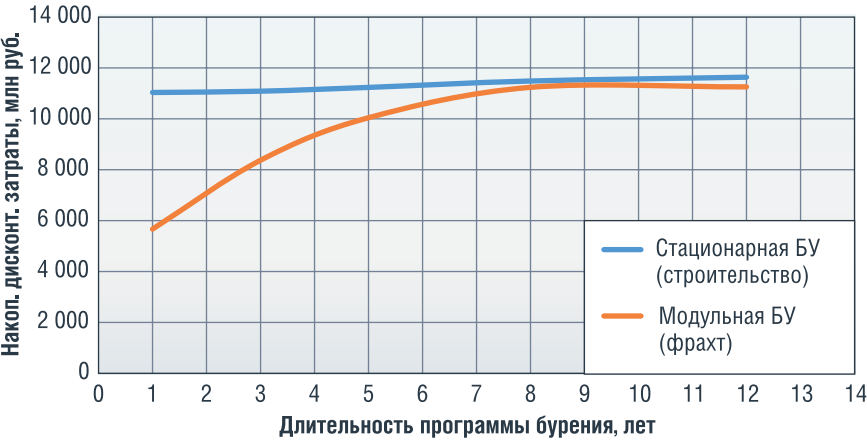
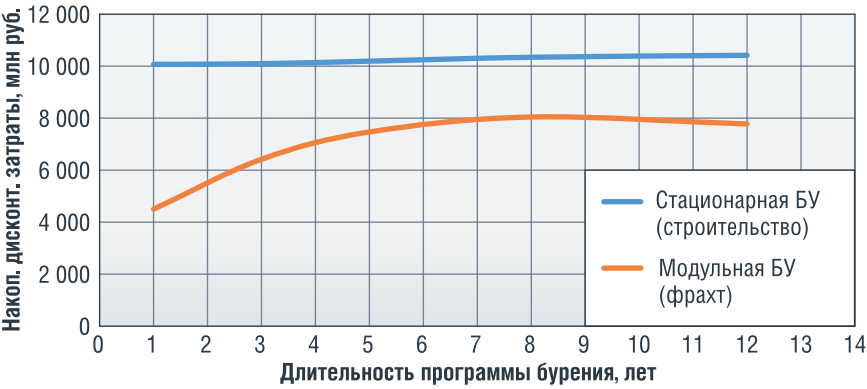


РИСУНОК 7. Сравнение накопленных дисконтированных затрат по стационарной БУ и МБУ при ставке дисконтирования 20%



- при длительности программы эксплуатационного бурения до семи лет включительно;
- При ставке дисконтирования 20% применение модульной буровой установки рационально вне зависимости от длительности программы эксплуатационного бурения. ●

Литература

1. Archer to provide modular rig Archer Emerald to STOS in New Zealand. 2011: информационный портал Offshore Magazine – URL: <https://www.offshore-energy.biz/archer-to-provide-modular-rig-archer-emerald-to-stos-in-new-zealand/> – Дата обращения: 09.09.2022 – текст: электронный.
2. Beckman J. First modular drilling rig designed for North Sea P&A operations. 2014: информационный портал Offshore Magazine – URL: <https://www.offshore-mag.com/home/article/16804693/first-modular-drilling-rig-designed-for-north-sea-pa-operations> – Дата обращения: 09.09.2022 – текст: электронный.

3. Platform Modular Drilling Rig – An Improved Design to Help Achieve Better Returns in Low Oil Price Environment: presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, April 2018/ S. Tang, X. Zhu/ <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/180TC/3-180TC/D031S037R002/179230> – Дата обращения: 09.09.2022 – текст: электронный.

4. Summary Report. Intended for Oljedirektoratet Norway: Ramboll ref. 1140000528/ROGC-Z-RA-000027: UNMANNED WELLHEAD PLATFORMS – UWHP SUMMARY REPORT, Norway: March, 2016 – 27 p.

5. ГОСТ Р 55311-2012. Национальный стандарт Российской Федерации, Нефтяная и газовая промышленность «Сооружения нефтегазовых промысловых морских» Термины и определения от 01.01.2013 – Москва: Стандартинформ, 2018. – 12 с.

6. Информационный портал Neftegaz.RU – ЛУКОЙЛ начнет строительство платформы на крупнейшем месторождении в Балтийском море – URL: <https://neftegaz.ru/news/oilcervice/694769-lukoil-nachnet-stroitelstvo-svoego-krupneyshego-mestorozhdeniya-v-baltiyskom-more> – Дата обращения: 15.10.2022 – текст: электронный.

7. Информационный портал Offshore Engineer – Cheshire M. Archer's modular Topaz makes its North Sea debut. 2014 – URL: <https://www.oedigital.com/news/455764-archer-s-modular-topaz-makes-its-north-sea-debut> – Дата обращения: 09.10.2022 – текст: электронный.

8. Информационный портал Offshore Engineer – Equinor Hires Noble Lloyd Noble Jack-up Rig for Valemon Drilling. 2020 – URL: <https://www.oedigital.com/news/481531-equinor-hires-noble-lloyd-noble-jack-up-rig-for-valemon-drilling> – Дата обращения: 18.10.2022 – текст: электронный.

9. ООО «Си Эн Жи Эс Инжиниринг»: официальный сайт – Компания «Си Эн Жи Эс Инжиниринг» успешно завершила установку верхнего строения блок-кондуктора на месторождении им В. Филиновского – Москва – URL: <https://cngsengineering.ru/news/kompaniya-si-en-zhi-es-inzheniring-uspeshno-zavershila-ustanovku-verhnego-stroeniya-blok-konduktora-na-mestorozhdenii-im-v-filanovskogo/> – Дата обращения: 12.10.2022 – текст: электронный.

10. ООО «УРАЛМАШ НГО ХОЛДИНГ»: ВЫХОД В МОРЕ / ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – 2022 – № 10 (839). – С. 20–22.

11. ПАО «ЛУКОЙЛ»: официальный сайт – Месторождение им. Ю. Корчагина – Москва – URL: <https://lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/KorchaginField> – Дата обращения: 10.10.2022 – текст: электронный.

12. ПАО «ЛУКОЙЛ»: официальный сайт – Месторождение им. В. Филиновского – Москва – URL: <https://lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield> – Дата обращения: 15.10.2022 – текст: электронный.

13. Российская Федерация. Приказы. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору: Приказ № 534 от 15.12.2020 г. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: Зарегистрировано в Минюсте России 29 декабря 2020 г. № 61888 – Москва, 2022 – 356 с.

KEYWORDS: offshore drilling, offshore platform, modular drilling rig, economic efficiency, reduction of capital costs.

РОССИЙСКИЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ

**Никишин
Вячеслав Валерьевич**
доцент кафедры бурения
скважин,
к.т.н.

**Блинов
Павел Александрович**
доцент кафедры бурения
скважин,
к.т.н.

**Гореликов
Владимир Георгиевич**
профессор кафедры
механики,
д.т.н.

**Терехин
Вадим Алексеевич**
кафедра бурения скважин,
магистр

Санкт-Петербургский
горный университет

С КАЖДЫМ ГОДОМ ПРОЦЕСС СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН СТАНОВИТСЯ БОЛЕЕ ТРЕБОВАТЕЛЬНЫМ, И ДЛЯ ДОЛЖНОГО ЕГО ВЫПОЛНЕНИЯ НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, К КОТОРОМУ ОТНОСЯТСЯ И РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ (РУС). ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ, ЦЕЛЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ИЛИ СОЗДАНИЕ НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, НЕВОЗМОЖНО БЕЗ ОБЗОРА СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ. АНАЛИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ РУС МОЖЕТ ПОСПОСОБСТВОВАТЬ ПРОВЕДЕНИЮ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ КАК С БУРЕНИЕМ, ТАК И С БУРОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ, А ТАКЖЕ НАМЕТИТЬ ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТОК РОССИЙСКИХ РУС И ВЫПОЛНЕН ОБЗОР ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СЛЕДУЮЩИХ ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ: HALLIBURTON, ENTEQ TECHNOLOGIES, SCHLUMBERGER, WEATHERFORD И CHINA OILFIELD SERVICES LIMITED

EVERY YEAR THE PROCESS OF WELL CONSTRUCTION BECOMES MORE DEMANDING, AND FOR ITS PROPER IMPLEMENTATION IT IS NECESSARY TO USE HIGH-TECH EQUIPMENT, WHICH INCLUDES ROTARY-CONTROLLED SYSTEMS (RUS). CONDUCTING RESEARCH AIMED AT UPGRADING EXISTING OR CREATING NEW EQUIPMENT FOR DIRECTIONAL DRILLING IS IMPOSSIBLE WITHOUT A REVIEW OF EXISTING SOLUTIONS. ANALYTICAL ANALYSIS OF RUSSIAN AND FOREIGN RUS CAN CONTRIBUTE TO CONDUCTING TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SURVEYS TO SOLVE PROBLEMS RELATED TO BOTH DRILLING AND DRILLING EQUIPMENT, AS WELL AS TO OUTLINE WAYS TO FURTHER DEVELOP SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL PROGRESS. THE ARTICLE EXAMINES THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF RUSSIAN RUS AND REVIEWS THE TECHNICAL SOLUTIONS OF THE FOLLOWING FOREIGN COMPANIES: HALLIBURTON, ENTEQ TECHNOLOGIES, SCHLUMBERGER, WEATHERFORD AND CHINA OILFIELD SERVICES LIMITED

Ключевые слова: роторно-управляемая система, импортозамещение, российские роторно-управляемые системы, иностранные роторно-управляемые системы, интеллектуальная роторно-управляемая система, интеллектуальное бурение, бурение скважин.

На протяжении последнего времени доля разработки сложных запасов постоянно возрастает. Эта проблема сильно резонирует со сложностью выполнения самого процесса бурения скважин, который зависит от множества критериев, влияющих на общее качество выполнения работ.

Успешность строительства скважины определяется рядом факторов, среди которых следует выделить следующие: состав композиции бурового раствора [1–12], соответствие выбранной технологии проведения работ геолого-техническим условиям [13–30], точность проектной

траектории, эффективность мероприятий по предупреждению осложнений и используемого оборудования в целом [31–33]. Для успешного выполнения такого рода работ необходимо использование высокотехнологичного оборудования, как принципиально нового, так и являющегося

модернизацией уже существующего решения. Однако главный недостаток использования подобного оборудования заключается в больших экономических затратах, которые многократно увеличиваются при выходе оборудования из надлежащего рабочего состояния, что может привести компанию-заказчика к огромным экономическим убыткам.

В связи с вышесказанным существует явная необходимость в разработке инновационных решений, способных увеличить эффективность проводимых работ и надежность самого оборудования. Наличие отечественного аналога высокотехнологичного оборудования позволит не только снизить стоимость проведения буровых работ, но и увеличить их эффективность. Более того, заказчики смогут быть обеспечены своевременной заменой оборудования при возникновении непредвиденных сценариев. Текущая мировая ситуация с первого взгляда представляется выгодной для проведения внутренних технологических изысканий и производства российских аналогов востребованного высокотехнологичного оборудования. Одним из наиболее перспективных направлений является обеспечение компаний РУС, спрос на которые растет с каждым годом. Производство отечественных РУС направлено не только на решение проблем импортозамещения и разработки подсанкционных объектов, но и на доказательство возможности разработки уникального оборудования, учитывающего особенности и специфику российских месторождений.

Расчлененность и неаддитивность информации о состоянии импортозамещения РУС и инновационных решениях по модернизации систем не позволяет в полной мере судить о степени завершенности существующих мероприятий и провести точную оценку их экономической и практической целесообразности. Данное положение является серьезной проблемой при проведении научных изысканий в направлении совершенствования процессов бурения скважин, путем модернизации уже существующего и разработки нового технического

РИСУНОК 1. Прибор РУК 8.75-БС – прототип серийной РУС [34]



оборудования или технологических методов эксплуатации оборудования. В настоящее время в открытом доступе существует достаточное количество информации о течении процесса импортозамещения РУС, однако, в подавляющем ряде случаев она представлена в разрозненной и несистематизированной форме, без каких-либо дополнений о ее актуальности в настоящее время. На основе проведенного анализа литературных источников о разработанных и перспективных РУС было установлено, что эффективным и наиболее целесообразным решением является разработка отечественных РУС не только по уже достаточно изученным системам «Push-the-bit» и «Point-the-bit», но и по «Hybrid» и «Steer-at-bit». А также перемещение системы телеметрии как можно ближе к забою с целью уменьшения зоны неопределенности и повышения качества проводки скважин.

Обзор российских разработок

В работе [34] приводятся данные о российских компаниях, занимающихся разработками РУС, таких как ООО «Тюменская буровая компания», ООО «Пермская компания нефтяного машиностроения», ГК «Интегра», АО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор» и ООО «НПП «Буринтех», причем отдельно сказано, что именно последним двум удалось перейти с этапа концептуальной проработки и проектирования к практическим скважинным испытаниям прототипов. Разработка концерна «Электроприбор» носит название РУК-8.75 БС (рис. 1). Данная система управляет направлением ствола с помощью нажатия на стенку скважины выдвижными башмаками, что относит ее к типу систем, известных как «Push-the-bit».

В сентябре 2015 года РУС 8.75-БС была испытана на Вынгапуровском месторождении компании ПАО «Газпром нефть». Работоспособность системы проверялась непосредственно в рабочих буровых условиях, где детально рассматривались ее рабочие характеристики и возможность управления с поверхности, на основании чего проводилась оценка общей надежности.

В работе [34] представлены следующие заключения по результатам испытаний прибора РУК-8.75 БС:

- успешно пройден тест перед спуском в скважину;
- обеспечен выход на плановый режим бурения;
- подтверждена способность прибора изменять траекторию скважины при непрерывном вращении всей бурильной колонны;
- показана возможность принимать команды с поверхности.

Наряду с этим отмечается, что у РУК-8.75-БС был выявлен и ряд недостатков, таких как:

- система не имеет связи с телеметрией;
- не передает данные на поверхность и не обеспечивает достаточно точное управление траекторией.

При этом внутренний элемент управления РУК-8.75-БС разрушился за 216 метров проходки [34].

Более подробно рассмотрим разработку ООО «НПП «БУРИНТЕХ». Эта компания является крупным производителем отечественного оборудования, в активах предприятия числится крупная производственная база, к которой относится высокотехнологичное оснащение современным оборудованием с возможностью реализации программного управления и высокоточного контроля качества

РИСУНОК 2. РУС-ГМ-195 [36]



выполняющихся процессов на разных этапах производства. Подобное оборудование позволяет компании выпускать уникальное качественное оборудование, примером которого является роторно-управляемая система РУС-ГМ-195.

По данным из новостной статьи об испытаниях роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195 (рис. 2) компании ООО «НПП «БУРИНТЕХ» из новостного раздела официального сайта компании [35], отечественная разработка проверялась испытательными работами на Южно-Приобском месторождении «Газпром нефти» в ХМАО-Югре. В период с сентября по октябрь 2020 года на вышеупомянутом месторождении данная система проходила испытания в процессе бурения наклонно-направленного участка скважины с горизонтальным окончанием, по результатам которых поставленные цели были полностью достигнуты, а система подтвердила свою надежность. Интервал бурения начинался с 1560 м и доходил до 3480 м, его общая длина равна 1920 м. Зенитный угол в окончании интервала бурения составил 85,75 градуса. Результаты заключительных испытаний позволяют охарактеризовать РУС-ГМ-195 как первую отечественную РУС, пробуравившую целиком заданный интервал скважины. Благодаря тому, что данная разработка более чем на 90 % состоит из российских комплектующих, существенно снижается вероятность возникновения барьеров при изготовлении оборудования при всевозможных негативных глобальных ситуациях.

На сайте компании есть страница с подробным описанием РУС-ГМ-195 [36], где сказано об осуществлении управления системой по гидромеханическому принципу, что позволило избежать использования сложных электроприборов и электроники. Еще одно важное условие, которое учитывалось при производстве данной системы, это обеспечение возможности ее использования с широким рядом применяемых телеметрических систем и обеспечения возможности управляемого бурения роторным способом наклонно-направленных и горизонтальных скважин, диаметром долот от 220,7 до 222,3 мм. Устройство РУС-ГМ-195 включает в себя не вращающийся в процессе бурения геостационарный корпус, имеющий узлы с отклонителем и центратором, и модуль электроники с магнитной меткой, обеспечивающий отслеживание ориентации корпуса в процессе бурения.

РИСУНОК 3. iCruise Intelligent Rotary Steerable System [37]



Обзор зарубежных инноваций

Основной упор для улучшения процесса буровых работ зарубежными компаниями сделан на совершенствование технологических решений по наклонно-направленному бурению. Это обосновано ростом качества и доступности методов для создания интеллектуальных систем, способствующих разработке автоматизированных и автономных систем управления рабочими процессами. К таким методам можно отнести машинное обучение и искусственный интеллект, главным недостатком которых является потребность в достоверных и качественно обработанных данных. Интеграция интеллектуальных систем в управление роторно-управляемой системой уже осуществлена американской компанией Halliburton в продукте – iCruise Intelligent Rotary Steerable System (iCruise Intelligent RSS) (рис. 3). Создание подобной интеллектуальной РУС возможно лишь с применением сложных электронных компонентов, высокоточных датчиков, передовых технологий и систем получения и обработки информации в режиме реального времени.

iCruise Intelligent RSS работает по принципу «Push-the-bit». Основное новшество заключается в использовании продвинутых датчиков, взаимодействующих с высокоскоростными вычислительными модулями, для получения актуальной информации о текущих параметрах бурения и состоянии самой системы. Такое взаимодействие позволяет

РИСУНОК 4. RSS The SABER Tool [38]



РИСУНОК 5. RSS PowerDrive Xcel [39]



учитывать больший диапазон параметров для их дальнейшей интерпретации в модулях по предсказанию поведения системы и состояния ствола скважины. Взаимодействие предсказательного модуля с системой автоматизированного бурения позволяет обеспечивать высококачественное сопровождение процесса бурения [37].

Компании Enteq Technologies удалось создать необычную роторно-управляемую систему – The SABER Tool [38] (рис. 4). Управление направлением ствола скважины происходит за счет контролирования внутреннего перепада давления по принципу Бернулли, что позволило усовершенствовать конструкцию модели исключением выдвижных плашек, осуществляющих контакт со стенками скважины. Подобное решение обеспечивает лучшее качество создаваемого ствола и предупреждает возможные осложнения, связанные с эксплуатацией стандартной плашечной системы «Push-the-bit» в мягких породах. Подобное технологическое решение можно отнести к новому методу управления РУС. Сама система укомплектована датчиками для навигации в трехмерном пространстве, долотом и генератором.

В продуктах американской компании Schlumberger есть линейка РУС семейства PowerDrive, которая за счет вращения всех элементов КНБК и бурильной колонны позволяет сократить вероятность возникновения затажек, увеличить скорость проходки, сокращает риск прихвата, т.е. минимизирует риск проявления осложнений, связанных с потерей

подвижности бурильной колонны, и обеспечивает более качественное состояние ствола скважины. Среди необычных решений компании существуют модели PowerDrive Exceed, PowerDrive Xcel, PowerDrive ICE и PowerDrive Orbit G2.

Основной особенностью систем Exceed и Xcel является принцип управления направлением ствола – «Point-the-bit». Такой принцип управления увеличивает надежность систем за счет исключения истирающихся элементов, осуществляющих контакт со стенками скважины, что увеличивает качество буровых работ в условиях абразивных, мягких и твердых пород. Роторно-управляемые системы Exceed и Xcel способны автоматически корректировать азимутальный и зенитный углы для удержания заданного направления ствола, обеспечивая экономию времени для достижения проектной глубины. Резюмируя информацию со страницы продукта Power Drive Xcel [39] (рис. 5), данная система была спроектирована с целью использования для строительства скважин с высокими значениями интенсивности искривления, в том числе в зонах с сильными магнитными помехами. РУС Xcel оснащена гироскопическим датчиком для осуществления инерционного регулирования пространственного направления

РИСУНОК 6. RSS PowerDrive Orbit G2 [40]



бурения ствола скважины, в том числе и при наличии сильных магнитных шумов или магнитных зон отчуждения. Еще одна особенность PowerDrive Xcel – наличие гамма-датчика, расположенного вблизи долота, который способствует определению буримости пород и получению более точных данных в режиме реального времени.

PowerDrive Orbit G2 (рис. 6) – это роторно-управляемая система, работающая по принципу «Push-the-bit», созданная для бурения стволов скважин с высокими значениями интенсивности набора зенитного угла, обеспечивающая большую надежность при работе с абразивной породой и способность бурить более протяженные интервалы. Система имеет возможность автоматического управления процессом регулирования направления бурения, что позволяет создавать более равномерный ствол скважины. Это стало возможно благодаря использованию высокоточного датчика, снимающего показания по 6 направлениям. РУС Orbit G2 может работать на максимальной частоте вращения в 350 об./мин [40]. По результатам использования PowerDrive Orbit G2 в режиме автоматического поддержания направления бурения на четырех скважинах месторождения Ближнего Востока, применение данной системы способствовало увеличению скорости проходки на 37 % и снижению количества исходящих с поверхности команд на 49 % [41].

Ключевая особенность роторно-управляемой системы PowerDrive ICE (рис. 7) – способность к работе при высоких пластовых температурах, превышающих 200 °С, что позволяет оптимизировать рабочее время, исключение вспомогательных операций при работе в сложных геотермических условиях. Данная система также имеет возможность работы с данными,

РИСУНОК 7. RSS PowerDrive ICE [42]



РИСУНОК 8. Revolution® Rotary-Steerable System [43]



получаемыми и обрабатываемыми в режиме реального времени, и автоматического удержания заданного направления бурения по зенитному и азимутальному углам [42].

Revolution® Rotary-Steerable System (рис. 8) швейцарской компании Weatherford International обладает всеми важными компонентами, необходимыми для конкуренции с передовыми РУС, а именно: датчики для ориентирования в пространстве, датчики для определения радиального биения, вибродатчики, датчики колебаний прилипания-проскальзывания, система автоматического регулирования пространственного направления бурения, оснащение для работы в агрессивных условиях и бурения скважин высокой интенсивности пространственного искривления [43]. Система работает по принципу «Point-the-bit», такой подход обеспечивает строительство более качественного ствола скважины, увеличивает управляемость и повышает скорость проходки, особенно при использовании PDC-долот.

Китай также не стал отказываться от проведения технических изысканий в задачах по

разработке оборудования для наклонно-направленного бурения. В работе [44] автор приводит описание роторно-управляемой системы Welleader RSS (рис. 9), разработанной китайской нефтесервисной компанией China Oilfield Services Limited (COSL). Данная РУС уже успешно использовалась в реальных операциях по бурению скважин в 2020 году, по результатам которых суммарный метраж проходки достиг 500 км. К преимуществам Welleader RSS можно отнести: наличие датчика определения зенитного отклонения, расположенного на расстоянии 1,1–1,3 метра от долота (зависит от типоразмера); высокоскоростную передачу данных; увеличение эффективности бурения на 20%; возможность геонавигации в режиме реального времени для оптимизации траектории бурения.

Заключение

С целью упрощения представления о имеющихся в мировом производстве роторно-управляемых систем в таблице 1 приведена их краткая характеристика, которая включает все описанные выше и некоторые дополнительные РУС.

При детальном анализе современных роторно-управляемых систем явно заметен тренд на их совмещение с системами телеметрии. Такой подход позволяет получать данные о пространственном местоположении РУС на довольно близком расстоянии от долота. Размещение гамма-датчиков позволяет определить как литологию пластов, так и опасные участки с возможными осложнениями. Более того, некоторым компаниям удалось интегрировать получаемые с датчиков данные в специализированные цифровые модули, которые способны реализовать автоматическое управление определенными функциями РУС. Использование интеллектуальных модулей позволяет улучшить качество ствола скважины, снизить риски возникновения осложнений, оптимизировать траекторию и увеличить скорость бурения.

Подобные технико-технические изыскания доступны лишь тем компаниям, у которых есть легкий доступ к производственной базе высокотехнологичных компонентов для их продукции. Более того, инновационные разработки зарубежных предприятий основываются на их многолетнем опыте производства высокотехнологичного оборудования, которое модернизируется не только посредством автоматизации, интеллектуализации и технологического совершенствования, но и реализацией совершенно новых конструктивных решений, в том числе и реализующих новые методы управления пространственным направлением траектории бурения.

РИСУНОК 9. Эскиз Welleader RSS [43]

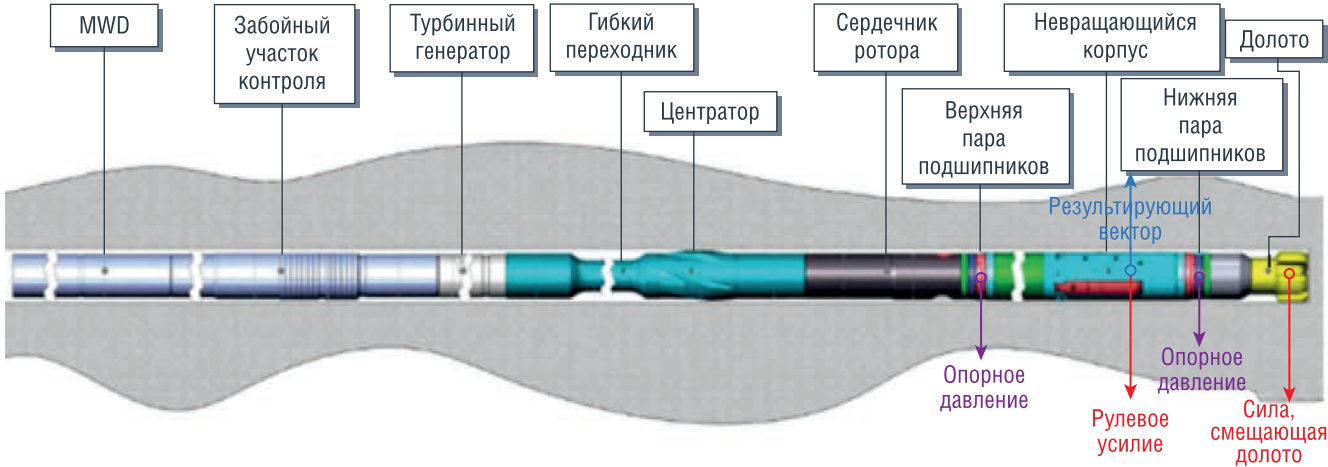


ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Наименование роторно-управляемой системы	Компания-разработчик	Тип управления	Наличие высокоточных датчиков определения пространственного положения	Возможность автоматического регулирования направления бурения	Особенности
1	2	3	4	5	6
РУС-ГМ-195	ООО НПП «БУРИНТЕХ»	Push-the-bit	Нет	Нет	Гидромеханический принцип управления
iCruise Intelligent RSS	Halliburton	Push-the-bit	Да	Да	Использование интеллектуальных систем
iCruise XTM Intelligent RSS		Push-the-bit	Да	Да	Автоматизирована для бурения протяженных скважин в сложных условиях
Geo-pilot® RSS		Point-the-bit	Да	Да	Отличная управляемость
The SABER Tool	Enteq Technologies	Steer-at-bit	Да	Да	Использование принципа Бернулли для управления пространственным направлением
PoweDrive Exceed	Schlumberger	Point-the-bit	Да	Да	Высокая точность управления в труднобуримых условиях
PowerDrive Xcel		Point-the-bit	Да	Да	Инерционное управление пространственным направлением
PowerDrive Orbit		Push-the-bit	Да	Да	Возможность работы на скорости в 350 об./мин
PowerDrive Orbit G2		Push-the-bit	Да	Да	Улучшенные показатели прочности, управляемости и надежности
PowerDrive Ice		Push-the-bit	Да	Да	Работоспособность при температурных условиях в 200 °С
PowerDrive vortexMax		Push-the-bit	Да	Да	Полностью вращающееся устройство
PowerDrive Archer		Hybrid	Да	Да	Высокая степень управляемости пространственным искривлением ствола
PowerDrive PowerV	Weatherford	Push-the-bit	Да	Да	Система для управляемого вертикального бурения
Revolution® RSS		Point-the-bit	Да	Да	Укомплектованность разными высокоточными датчиками
Magnus RSS	China Oilfield Services Limited	Push-the-bit	Да	Да	Прочная и высокоэффективная система
Welleader		Push-the-bit	Да	Да	Размер зоны неопределенности 1,1–1,3 м
Sure-Steer RSSTM	APS Technology	Push-the-bit	Да	Да	Легко программируется для использования под любые условия
VectorZIEL	NOV	Push-the-bit	Да	Да	Обеспечивает гладкий ствол скважины
AutoTrack Curve Pro	Baker Hughes	Push-the-bit	Да	Да	Возможность бурения скважин с кривизной до 15°/30 м
WellGuide RSSTM	Gyrodatta	Point-the-bit	Да	Да	Максимальная кривизна скважины до 12,5°/30 м
ZenithTM	NewTech Services	Push-the-bit	Да	–	Совместимость с многочисленными вариациями КНБК, в том числе и с ВЗД

По состоянию на середину 2022 года, единственная прошедшая все этапы испытаний и запущенная в производство отечественная РУС принадлежит компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» и носит рабочее название РУС-ГМ-195. Пусть

данная система и далека еще от передовых разработок зарубежных компаний, но ее доказанная работоспособность – это уверенный шаг на пути к отечественному производству инновационных продуктов для развития

наклонно-направленного бурения. Однако, несмотря на наличие на внутреннем рынке возможности использования российской РУС и существование определенных барьеров для использования зарубежной продукции, заказчики

могут потратить нерациональное количество усилий на обход этих барьеров с целью использования решений, у которых есть многолетний практический опыт, благодаря чему они выглядят более надежными и выгодными. Поэтому важный шаг в поддержании импортозамещения РУС — это допуск предприятий разработчиков до полевых испытаний их оборудования и оказание помощи в их финансировании.

Производство российского оборудования должно минимизировать важный недостаток современной отечественной нефтегазовой отрасли в виде зависимости от импорта технологий и инструмента. Но, к сожалению, в импортозамещающем оборудовании и по текущее время применяются узлы, работоспособность которых невозможна без использования импортных элементов, а их полная замена или излишне сложна и экономически нецелесообразна, или просто невозможна. Большая часть импортируемого оборудования является высокотехнологичными решениями, разрабатывающимися годами и являющимися следствием обработки многолетнего опыта. Именно поэтому они так сложны в разработке, особенно с учетом использования элементов исключительно российского производства. К прочим факторам негативного влияния на рассмотрение возможностей создания и производства высокотехнологичного импортозамещающего оборудования оказывает неуверенность производителей в выборе их предложения заказчиками. Предпочтения большинства компаний падают на продукты, которые обладают современных оснащением, уже имеют практический опыт эксплуатации и обладают доказанной повышенной эффективностью, перед своими аналогами. ●

Литература

- Dvoynikov M.V. Research on technical and technological parameters of inclined drilling // Записки Горного института. — 2017. — Т. 223. — С. 86–92. DOI: 10.18454/pti.2017.1.86.
- Двойников М.В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254–262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254.
- Dvoynikov M.V. et al. Development of hydraulic turbodrills for deep well drilling // Applied Sciences. — 2021. — Т. 11. — № 16. — С. 7517. DOI: 10.3390/app11167517.
- Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Development of Technology for Hydromechanical Breakdown of Mud Plugs and Improvement of Well Cleaning by Controlled Buckling

- of the Drill String // Applied Sciences. — 2022. — Т. 12. — № 13. — С. 6460. DOI: 10.3390/app12136460.
- Blinov P.A. Determining the stability of the borehole walls at drilling intervals of loosely coupled rocks considering zenith angle // Записки Горного института. — 2019. — Т. 236. — С. 172–179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172
- Двойников М.В., Куншин А.А. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2020. — № 4 (100). — С. 98–101.
- Васильченко С.В. О теории и практике борьбы с разрушениями стенок скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». — 2009. — № 4. — С. 22–27.
- Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 172–179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172.
- Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Теоретические и экспериментальные исследования эффективности бурения твердых горных пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. — 2015. — № 15. — С. 38–47.
- Liu X.H. Downhole Propulsion/Steering Mechanism for Wellbore Trajectory Control in Directional Drilling / X.H.Liu, Y.H.Liu, D.Feng // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 185–190.
- Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С. Литвиненко, М.В. Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24–29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24.
- Двойников М.В., Кузнецова Н.Ю., Минаев Я.Д., Крюков Е.В. Разработка технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин на регулируемом давлении // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. — № 1, 2022. — С. 23–29.
- Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т. Исследование безбаритных буровых растворов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. — 2021. — Т. 21. — № 3. — С. 123–130.
- Никишин В.В., Блинов П.А., Болдырев С.А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2022. — № 8. — С. 14–17. — Текст: электронный. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/747806-analiz-provodki-skvazhin-i-razrabotka-burovogo-rastvora-dlya-bureniya-gorizontalnykh-skvazhin-v-terri/ (дата обращения: 10.10.22).
- Леушева Е.Л., Струпауник И.А. Бурение нефтяных и газовых скважин: Методические указания к лабораторным работам для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» // Санкт-Петербургский горный университет. — 2019. — 35 с.
- Хвоцкин П.А. и др. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. — 2015. — Т. 13. — № 1. — С. 35–44.
- Некрасова И.Л. и др. Изменение состава и структуры терригенных пород под воздействием буровых растворов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2017. — № 6. — С. 37–43.
- Литвиненко В.С., Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие // Серия «Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы». — М.: Вышш. шк. — 2007.
- Blinov P.A., Dvoynikov M.V. Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // J. Eng. Appl. Sci. — 2019. — Т. 15. — С. 694–697. DOI: 10.3923/jeasci.2018.5661.5664.
- Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. — 2021. — Т. 247. — С. 57–65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7.
- Sadykov M.I., Blinov P.A., Nutsikova M.V. Use of the water-swellable polymers (WSP) for wellbore stabilization in intensely fractured rock intervals // E3S Web of Conferences. — EDP Sciences, 2021. — Т. 266. — С. 01013. DOI: 10.1051/e3sconf/202126601013.
- Чудинова И.В., Николаев Н.И. Разработка состава и исследование свойств бурового раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах // Успехи современного естествознания. — 2019. — № 8. — С. 85–89.
- Овчинников В.П. и др. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» // Бурение и нефть. — 2014. — № 12. — С. 24–29.
- Dvoynikov M.V., Nutsikova M.V., Blinov P.A. Developments made in the field of drilling fluids by Saint Petersburg mining university // International Journal of Engineering. — 2020. — Т. 33. — № 4. — С. 702–711. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.04A.22.

- Леушева Е.Л., Моренов В.А. Буровые технологические жидкости: Методические указания к лабораторным работам // Санкт-Петербургский горный университет. 2018. 52 с.
- Гришковец В.Ю. и др. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Науки о Земле и недропользование. — 2013. — № 2 (43). — С. 95–102.
- Третьяков И.А. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Трибуна ученого. — 2020. — № 11. — С. 122–128.
- Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas Journal Russia. — 2011. — № 11. — С. 52.
- Тумаев М.О., Ханжигитов Т.Е., Кожина Т.В. Ингибированные буровые растворы для вскрытия терригенных отложений большой толщины с применением силиката натрия // Технологические инновации в современном мире. — 2019. — С. 11–15.
- Кравчук М.В., Уляшева Н.М. Выбор бурового раствора при вскрытии терригенных отложений на месторождениях Тимано-Печорской провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2015. — № 2. — С. 42–44.
- Бакирова Д.А., Шалыпин Д.В., Бабушкин Э.В., Бакиров Д.Л., Кузнецов В.Г. Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах // Нефть и газ. — 2020. № 2. С. 18–25.
- Нужкова М.В., Кучин В.Н., Ковальчук В.С. Профилактика и ликвидация осложнений, возникающих при заканчивании скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. — 2020. — Т. 20. — № 1. — С. 14–26.
- Блинов П.А., Верещагин И.И., Никишин В.В. Разработка программы температурного режима скважины при бурении во льдах при использовании технологий HWD // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки. — 2022. — С. 418–422.
- Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // PROнефть. Профессионально о нефти. — 2016. — № 2. — С. 43–47.
- Успешные испытания РУС-ГМ-195! // Официальный сайт компании ООО НПП «Буринтех». 2020. URL: https://burintekh.ru/company/news/uspehnye-ispytaniya-rus-gm-195/ (дата обращения: 29.08.2022).
- РУС-ГМ-195 // Официальный сайт компании ООО НПП «Буринтех». 2022. URL: https://burintekh.ru/products/rotorno-upravlyayemye-sistemy/rsg-gm-195/ (дата обращения: 29.08.2022).
- Marck J., Vitta L. The path to autonomous directional drilling // World Oil. — 2018. — Т. 239. — № 10.
- The SABER Tool // Официальный сайт компании Enteq Technologies. 2021. URL: https://www.enteq.com/products/rotary-steerable-system-srss/ (дата обращения: 09.10.2022).
- PowerDrive Xcel // Официальный сайт компании Schlumberger. 2022. URL: https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/powerdrive-xcel-rotary-steerable-system (дата обращения: 10.10.2022).
- PowerDrive Orbit G2 Rotary Steerable System // Официальный сайт компании Schlumberger. 2021. URL: https://www.slb.com/-/media/files/drilling/product-sheet/powerdriveorbitg2-ps.aspx (дата обращения: 11.10.2022).
- Autonomous Downhole Control System Reduces Downlinks 49%, Increases ROP 37% // Официальный сайт компании Schlumberger. 2021. URL: https://www.slb.com/resource-library/case-study/dr/adcs-middle-east-cs (дата обращения: 11.10.2022).
- PowerDrive ICE ultraHT rotary steerable system // Официальный сайт компании Schlumberger. 2017. URL: https://www.slb.com/-/media/files/drilling/product-sheet/powerdrive-ice-ps.aspx (дата обращения: 11.10.2022).
- Revolution® Rotary-Steerable System // Официальный сайт компании Weatherford. 2015. URL: https://www.weatherford.com/documents/brochure/products-and-services/drilling/revolution-rotary-steerable-systems/ (дата обращения: 13.10.2022).
- Li Z. et al. Progress and prospect of CNOOC's oil and gas well drilling and completion technologies // Natural Gas Industry B. — 2022. — Т. 9. — № 2. — С. 209–217. DOI: 10.1016/j.ngib.2021.08.020.

KEYWORDS: rotary-controlled system, import substitution, Russian rotary steerable systems, RSS, foreign rotary steerable systems, intelligent rotary steerable systems, intelligent drilling, well drilling.

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

Резервный фонд получит 900 млрд рублей нефтегазовых доходов

Минфин РФ перечислит в Резервный фонд 900,16 млрд рублей нефтегазовых доходов, которые по итогам 2012 г. составили 6,45 трлн руб. В соответствии с законом, нефтегазовые доходы, полученные сверх 5,553 трлн руб., могут



использоваться на замещение объемов госзаимствований РФ и поступлений от продажи акций, находящихся в собственности РФ. При этом неиспользованные нефтегазовые доходы подлежат зачислению в Резервный фонд.

• Комментарий Neftegaz.RU

В декабре 2022 г. Госдума приняла закон, который разрешает правительству при исполнении федерального бюджета в 2022 году увеличивать средства Резервного фонда на сумму до 900 миллиардов рублей за счет внутренних заимствований, без правки закона о бюджете. Это изменение призвано обеспечить выполнение в 2022 г. ряда расходных обязательств 2023 года. В частности, это касается поддержки ликвидности Пенсионного фонда РФ для обеспечения пенсионных выплат в январе, а также поддержки отдельных юридических лиц.



Экспорт российской нефти в Китай к 2020 году может увеличиться в 2,5 раза. Зачем?

Экспорт российской нефти в Китай к 2020 г. может увеличиться в 2,5 раза — с 20 млн в январе 2023 г. до 50 млн т/год. Радости от этого мало, потому что экспортировать сырье уже давно не комильфо. Китай, например, вышел на 4-е место в мире по добыче нефти, но всю отечественную нефть перерабатывает самостоятельно, более того является крупнейшим импортером нефти.

• Комментарий Neftegaz.RU

На фоне падения спроса в Европе только в первом квартале 2020 г. Китай покупает рекордное количество российской нефти Urals — 4 млн т. Использование своих стратегических запасов, он увеличил импорт нефти на 7,3% по сравнению с 2019 г. В 2022 г. ситуация на рынке также способствовала увеличению закупок Китаем российской нефти. Так, в октябре 2022 г. было импортировано 43,14 млн т нефти (порядка 10,16 млн барр./сутки), по сравнению с октябрём 2021 г. показатель вырос на 14%.

США могут выйти на мировой рынок сжиженного природного газа

США планируют выход на мировой рынок СПГ. Об этом свидетельствует тот факт, что первый завод

по производству СПГ — Cheniere Energy — получил разрешение на строительство и экспорт, еще 11 на очереди. На рассмотрении находятся 7 заявок на терминалы по экспорту СПГ общей мощностью 110 млрд м³/год. Экспорт избытка сжиженного и природного газа из США и Канады серьезно изменит ситуацию в мире.

• Комментарий Neftegaz.RU

В первой половине 2022 г. США стали крупнейшим в мире экспортером СПГ. Высокие цены на СПГ стимулируют американские заводы наращивать производство. Разница между ценами на газ в Европе и США почти в десять



раз делает СПГ-проекты крайне привлекательными для инвесторов. Загрузка заводов по сжижению газа в США достигла 325 млн м³ в сутки. Вводятся мощности нового завода Calcasieu Pass, в активной стадии строительства находятся заводы по сжижению газа Golden Pass и Plaquemines LNG, наращиваются производственные мощности Corpus Christi. Ввод в эксплуатацию намечен на 2023–2025 годы. В этом году ожидаются инвестиционные решения еще по пяти проектам. ●

АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ В КОМПОНОВКЕ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Овезов Батыр Аннамухамедович
начальник отдела организации научных мероприятий и молодежной науки

Щербакова Ксения Олеговна
преподаватель кафедры СТБС

Календарова Лейли Рустамовна
аспирант кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

АНАЛИЗЫ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВИБРАЦИЙ ПОКАЗАЛИ, ЧТО В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ВИБРАЦИИ ВОЗНИКАЮТ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОШИБОЧНО ПОДОБРАННЫХ КОМПОНОВОК, НЕПРАВИЛЬНОГО РАСЧЕТА ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН И ТИПОВ РАСТВОРОВ, А ТАКЖЕ НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ. ПРЕДМЕТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ, РЕЗУЛЬТАТЫ КОТОРОГО ОТРАЖЕНЫ В ДАННОЙ СТАТЬЕ, СТАЛИ СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПОТЕНЦИАЛЬНО ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ МИНИМИЗАЦИИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВИБРАЦИЙ КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ. В СТАТЬЕ ДАН АНАЛИЗ ВИБРАЦИЙ, АВТОРЫ ВЫДВИГАЮТ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ ПО ПОДБОРКЕ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (КНБК), СПОСОБСТВУЮЩИЕ СНИЖЕНИЮ ВИБРАЦИЙ, А ТАКЖЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СВОЕВРЕМЕННОГО РЕАГИРОВАНИЯ НА КРИТИЧЕСКИЕ ВИБРАЦИИ КНБК В СКВАЖИНЕ. БЫЛО ПРОАНАЛИЗИРОВАНО НЕСКОЛЬКО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ, ЗАПИСАННЫХ С ВЫСОКОЙ ЧАСТОТОЙ НА ДВУХ СКВАЖИНАХ

ANALYSES OF THE CAUSES OF VIBRATIONS HAVE SHOWN THAT IN MOST CASES VIBRATIONS OCCUR AS A RESULT OF INCORRECTLY SELECTED LAYOUTS, INCORRECT CALCULATION OF WELL TRAJECTORIES AND TYPES OF SOLUTIONS, AS WELL AS VIOLATIONS OF DRILLING TECHNOLOGY. THE SUBJECT OF THE STUDY, THE RESULTS OF WHICH ARE REFLECTED IN THIS ARTICLE, ARE THE EXISTING AND POTENTIALLY POSSIBLE WAYS TO MINIMIZE THE OCCURRENCE OF VIBRATIONS OF THE LAYOUT OF THE BOTTOM OF THE DRILL STRING IN THE WELL. THE ARTICLE ANALYZES VIBRATIONS, THE AUTHORS MAKE ASSUMPTIONS ON THE SELECTION OF COMPONENTS FOR THE LAYOUT OF THE BOTTOM OF THE DRILL STRING, CONTRIBUTING TO THE REDUCTION OF VIBRATIONS, AS WELL AS THE MODERNIZATION OF EQUIPMENT FOR TIMELY RESPONSE TO CRITICAL VIBRATIONS OF THE DRILL STRING IN THE WELL. SEVERAL SEQUENCES OF THE OCCURRENCE OF TORSION VIBRATIONS RECORDED WITH HIGH FREQUENCY AT TWO WELLS WERE ANALYZED

Ключевые слова: бурение, торсионные вибрации, КНБК, датчик, подлипание, вращение, частоты, верхний привод, программное обеспечение.

Программное обеспечение для проектирования традиционной компоновки низа бурильной колонны (КНБК) не способно точно предсказать высокочастотные колебания, что затрудняет оптимизацию КНБК.

Столкнувшись с увеличением непроизводительного времени из-за отказов инструмента и оборудования, существует явная потребность как в понимании того, что происходит в скважине, так и в улучшении моделирования

поведения колонны [3–4]. Хотя большинство современных систем КНБК включают скважинные измерения торсионной, радиальной и осевой вибрации, понимание того, что вызывает эти динамические реакции, не было достаточно ясным,

УДК 622.24

РИСУНОК 1. Общее описание скважины А

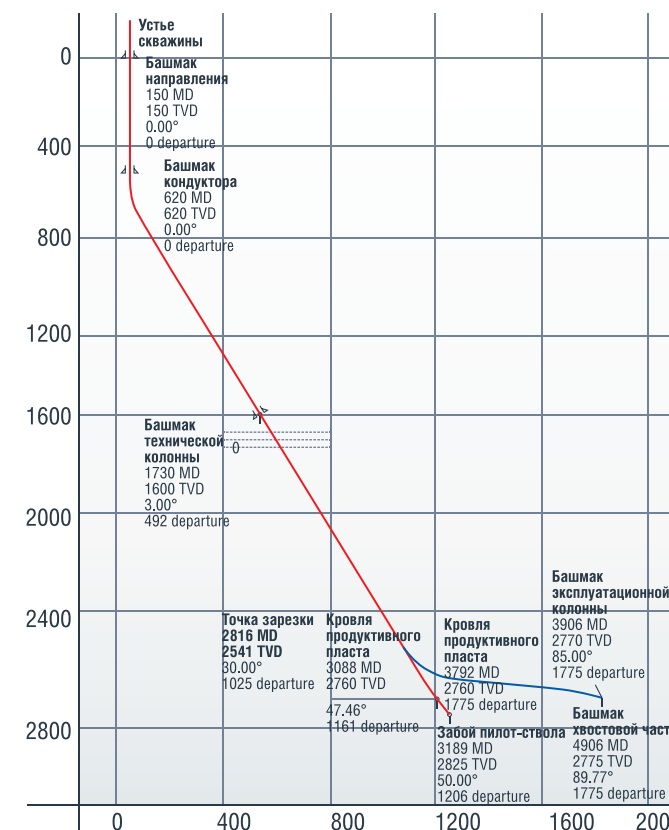
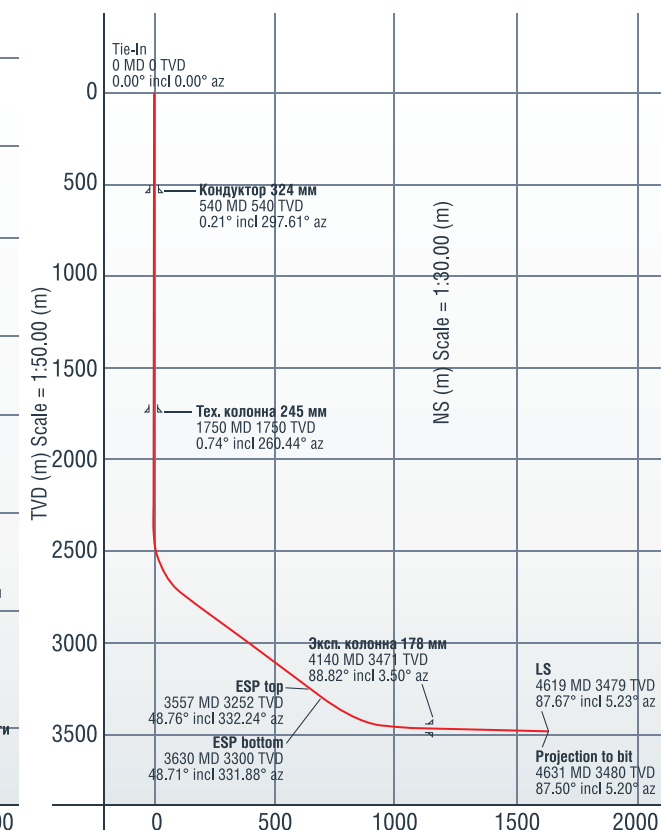


РИСУНОК 2. Общее описание скважины Б



чтобы предпринять необходимые меры до бурения, кроме попытки минимизировать наблюдаемые высокие перегрузки во время бурения [7–8].

Проанализировано несколько последовательностей возникновения торсионных вибраций, записанных с высокой частотой на двух скважинах [5]. Архитектура ствола скважины показаны на рис. 1 и 2, которые в дальнейшем будут называться скважиной А и скважиной Б.

В обеих КНБК использовалась роторная управляемая система РУС и долото PDC.

Датчики измерения вибрации при бурении, использованные для записи вибраций на этих скважинах, были размещены в переводник длиной 1,5 м из немагнитной стали. В дополнение к данным о вибрации также записывались данные акустического каверномера и акустического импеданса. Для этих скважин переводник располагался на расстоянии в 84 м от долота, то есть позади других датчиков каротажа во время бурения.

Датчик вибрации включает в себя 3-осевые акселерометры, гироскопы и магнитометры [1–2].

Магнитометры обеспечивают абсолютное измерение углового положения динамического переводника. Непрерывные измерения углового положения динамического переводника используются для расчета угловых скоростей и ускорений.

В типичной ситуации торсионных вибраций скорость вращения может достигать 300–400 об./мин за доли секунды. Например, при 360 об./мин бурильная колонна вращается 6 раз в секунду, а при частоте дискретизации 10 Гц это означает, что между каждой выборкой будет 216°, в то время как для частоты дискретизации 200 Гц будет 10,8° между каждым значением, как показано на рис. 3.

Как показывает этот пример, важно использовать максимально возможную частоту дискретизации для понимания внутрискважинных вибраций. Следует отметить,

что традиционные датчики вибрации часто регистрируют образцы с частотой 0,1–0,2 Гц, что существенно ограничивает возможности понимания динамики бурильной колонны.

На скважинах А и Б скорость вращения бурильной колонны, полученная с помощью высокочастотных магнитометров, оценивается по скорости вращения на поверхности. Разброс значений частоты вращения в скважине можно использовать в качестве визуального индикатора для определения значений частоты вращения на поверхности, при котором присутствовало прерывистое вращение на забое, помогающее определить скорости вращения на поверхности, при которых возникали сильные торсионные вибрации на забое. Рис. 4 и 5 показывают изменение вращения КНБК (обороты в минуту) и процент подлипания,

РИСУНОК 3. Угловое смещение бурильной колонны при различных частотах дискретизации



РИСУНОК 4. Обороты КНБК в скважине в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

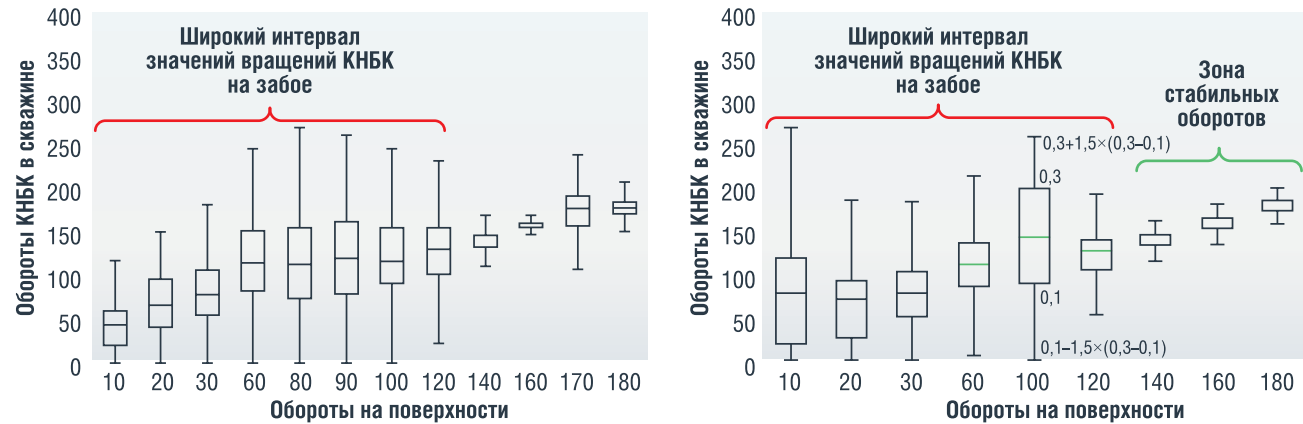
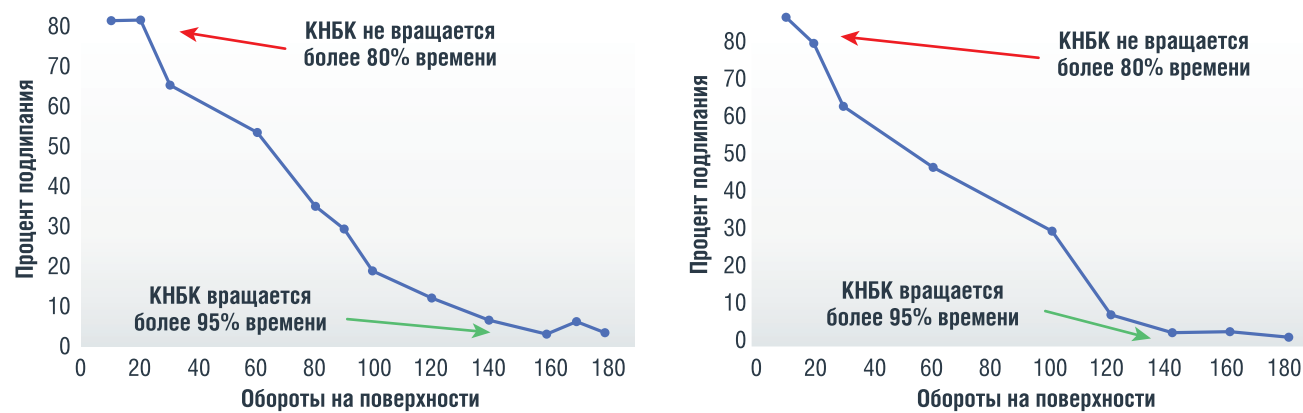


РИСУНОК 5. Процент подлипания КНБК над забоем в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)



когда КНБК находится над забоем. Вплоть до 120 об./мин на поверхности частота вращения КНБК в скважине сильно варьировалась с разбросом от нуля (в фазе подлипания) до 300 об./мин (в фазе вращения). При низких оборотах на поверхности долото не вращалось более 80 % времени. Пиковая скорость вращения КНБК в скважине

во время проскальзывания в среднем достигала значений в 2,5 раза больше скорости вращения на поверхности. При скорости вращения на поверхности 140 об./мин и выше частота вращения в скважине была довольно стабильной и равнялась частоте вращения на поверхности. Эти наблюдения совпадают для обеих скважин.

Рис. 6 и 7 отображают те же показатели, но для периода, когда КНБК находится на забое. Для скважины А торсионные вибрации на забое часто наблюдались при 100 об./мин на поверхности, что приводило к остановке вращения долота более 30 % времени, в то время как для скважины Б значительных торсионных вибраций на забое

РИСУНОК 6. Скорость вращения КНБК на забое скважины в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

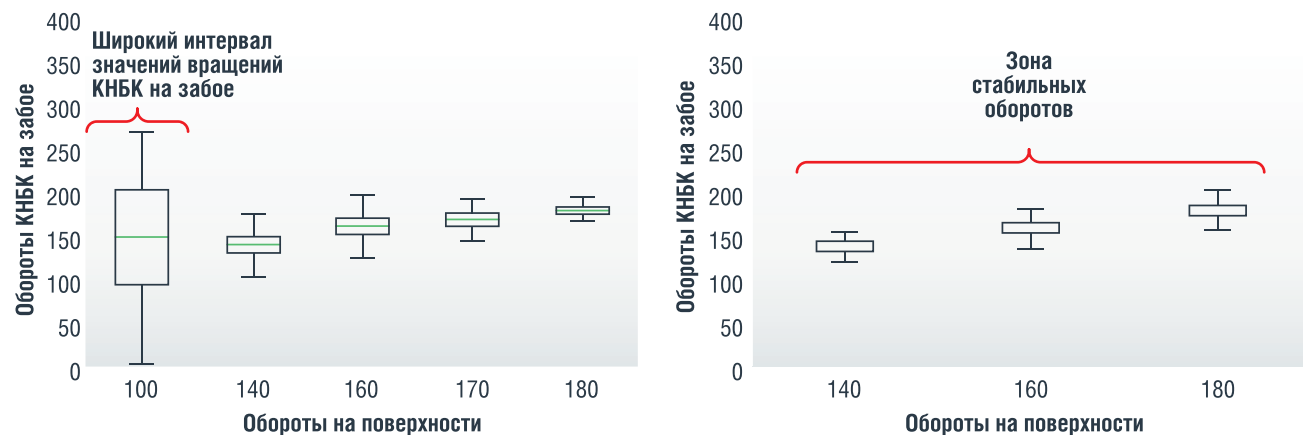
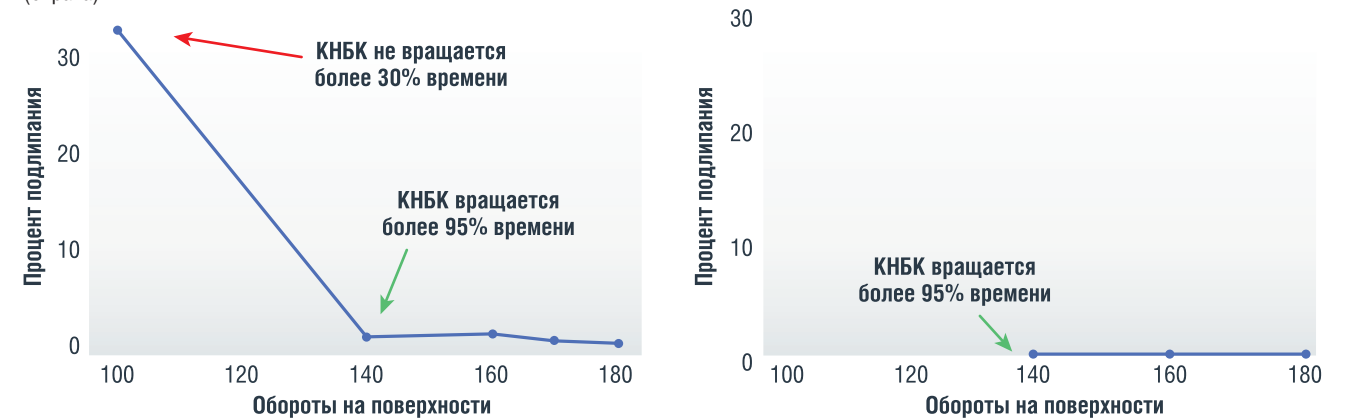


РИСУНОК 7. Процент подлипания КНБК на забое в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)



не наблюдалось. При более высоких значениях частоты вращения на поверхности частота вращения КНБК в скважине оставалась в стабильном диапазоне вокруг основной частоты вращения на поверхности. Другой способ выявить стабильность скорости вращения КНБК в скважине – это вычислить, какой процент времени она находится в пределах небольшого

отклонения (например, ± 5 об./мин) от скорости вращения на поверхности. Это показано на рис. 8 и 9, для условий, когда КНБК находится на забое и над забоем. Было выявлено, что в процентном соотношении обороты КНБК в скважине относительно оборотов на поверхности близки к нулю вплоть до вращения 100 об./мин на поверхности, но при более высоких оборотах обычно наблюдается

тенденция к увеличению. Как видно, имеется довольно большая разница при 170 об./мин в скважине А над забоем и на забое, что вероятно объясняется возникновением торсионных вибраций, возникающих до достижения КНБК оборотов до значений 170 об./мин. Во всех этих случаях частота вращения КНБК в скважине через некоторое время

РИСУНОК 8. Процент вращения КНБК над забоем в заданном интервале оборотов (скорость вращения на поверхности ± 5 об./мин) для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

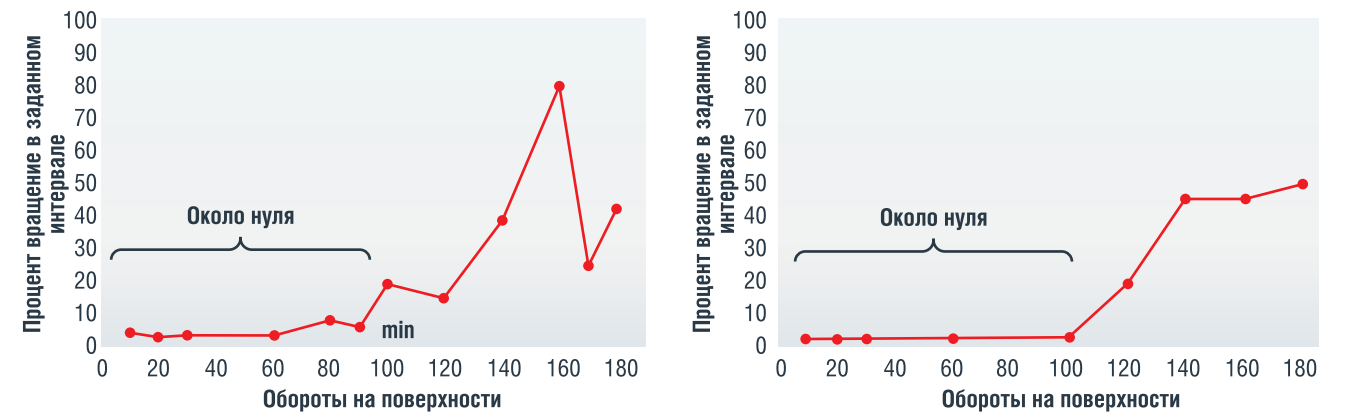


РИСУНОК 9. Процент вращения КНБК на забое в заданном интервале оборотов (скорость вращения на поверхности ± 5 об./мин) для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

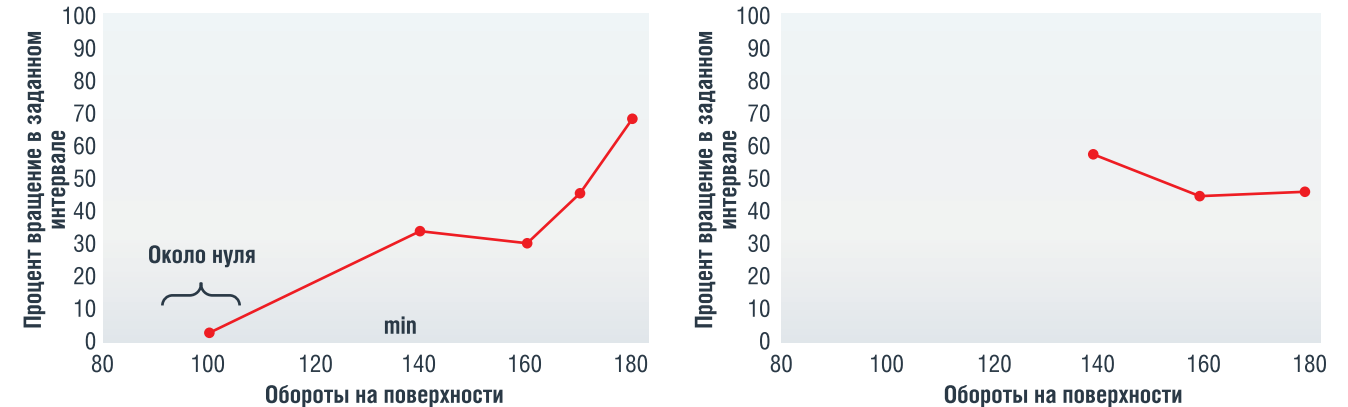
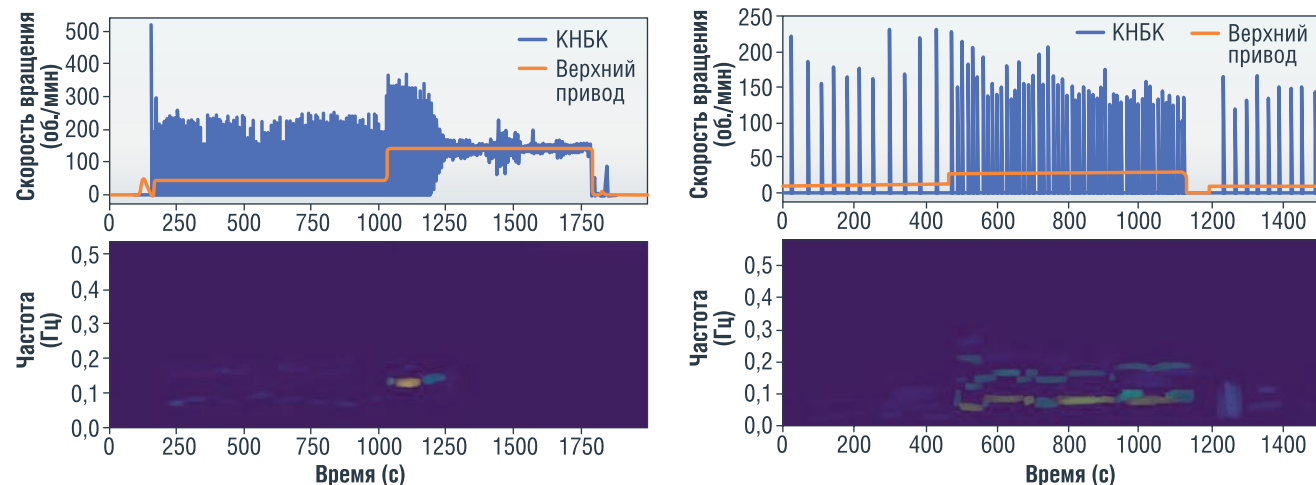


РИСУНОК 10. Примеры частотного спектра (нижние графики) во времени для последовательностей торсионных вибраций над забоем, возникающих при различных оборотах верхнего привода на поверхности. Темно-синий цвет указывает на низкую спектральную плотность мощности, а голубой, зеленый и желтый соответствуют более высокой спектральной плотности мощности. Скважина А (слева) и скважина Б (справа)



стабилизировалась, но переходные процессы способствовали большому изменению, наблюдаемому на диаграмме на рис. 4, и более низкому процентному содержанию (рис. 8).

Частотный спектр скорости вращения КНБК в скважине также может дать некоторое представление об интенсивности торсионных вибраций. Использование быстрого преобразования Фурье (БПФ) для торсионных вибраций также позволяет визуализировать доминирующие частоты с течением времени на графике спектрограммы [6]. Оба примера, показанные на рис. 10, взяты за период времени, когда наблюдались торсионные вибрации.

В примере на левом графике верхний привод начинает вращаться со скоростью 50 об./мин, что вызывает торсионные вибрации КНБК с основной частотой 0,08 Гц и гармоникой на частоте 0,16 Гц. Когда частота вращения верхнего привода увеличивается

до 140, наблюдается единичная пиковая частота 0,14 Гц. Как только скорость в скважине начинает стабилизироваться, пики спектральной плотности мощности больше не видны, что выглядит как более однотонный спектр. В примере на правом графике – высокоэнергетическая последовательность торсионной вибрации, когда верхний привод повышает обороты с 10 до 30 об./мин. В этой последовательности определены три доминирующих гармоники (0,08 Гц, 0,15 Гц и 0,22 Гц). Для торсионной вибрации на забое наблюдается один пик в частотном спектре, как показано на рис. 11. Пик частотного спектра появляется в момент, когда происходит медленное увеличения частоты вращения верхнего привода со 120 об./мин до 140 об./мин, когда торсионная вибрация сохраняется после короткого периода более низких по уровню вибраций. Когда число оборотов верхнего привода увеличивается до 160 об./мин и торсионная вибрация подавляется, мощность низкочастотной

спектральной составляющей снижается, несмотря на некоторые остаточные изменения числа оборотов КНБК в скважине.

Более высокие частоты иногда наблюдаются, когда число оборотов верхнего привода составляет 140 об./мин и выше. Эти гармоники появляются в обеих скважинах в одинаковых частотных диапазонах, как показано на рис. 12. Гистограммы на рис. 12 были сгенерированы путем нахождения максимальной спектральной плотности мощности для выбранного временного окна данных вращения КНБК в скважине и оценки соответствующих частот. Выделяются два диапазона: диапазон 0,1–0,4 Гц, который наблюдается как во время возникновения торсионной вибрации, так и без нее, и второй диапазон 4,5–6 Гц для последовательностей без торсионной вибрации. Пики во втором диапазоне примерно в два раза превышают скорость верхнего привода (например, 6 Гц для 180 об./мин на поверхности).

РИСУНОК 11. Торсионные вибрации при бурении в скважине А. Темно-синий цвет на нижнем графике указывает на низкую спектральную плотность мощности, а голубой, зеленый и желтый соответствуют более высокой спектральной плотности мощности

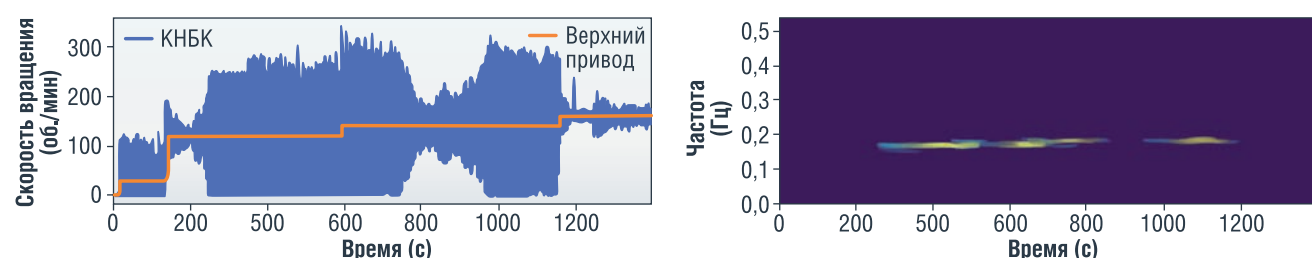
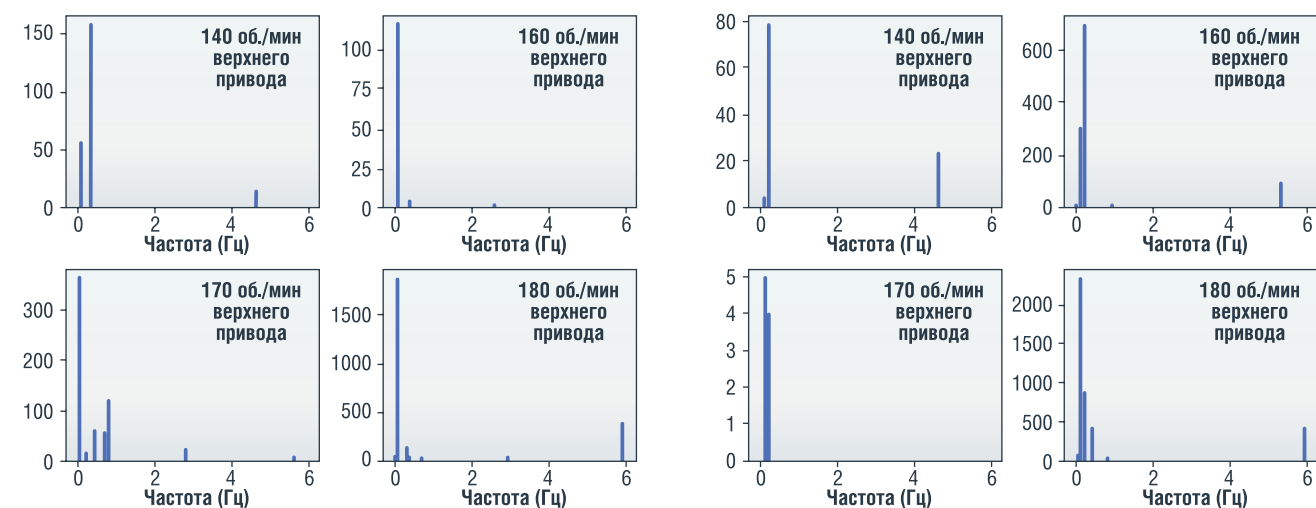


РИСУНОК 12. Частоты числа оборотов КНБК на забое скважины для различных оборотов на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа). Количество данных указывает количество временных окон, для которых определяются частоты с наибольшей спектральной плотностью мощности. Одно временное окно охватывает около 80 секунд данных для скважины А и 50 секунд для скважины Б



В работах по описанию переходной гидромеханической модели упоминается, что переход от статического трения к кинетическому является источником отрицательного демпфирования, которое может привести к ситуациям торсионной вибрации, когда скорость верхнего привода недостаточна [10–11]. Эта ситуация наблюдается во многих случаях запуска верхнего привода. Рекомендуемая процедура запуска верхнего привода часто заключается в постепенном увеличении скорости вращения до достижения номинальной скорости вращения. Мотивация для этой практики состоит в том, чтобы действовать осторожно с обсадной колонной и пластами открытого ствола во время ускорения вращения буровой колонны. Тем не менее, если мы посмотрим на скорость вращения КНБК, измеренную с помощью высокочастотного магнитометра (см. рис. 13 и 14), для частоты вращения верхнего привода ниже 140 об./мин возникают систематически торсионные вибрации.

Как правило, пиковая скорость вращения КНБК более чем в два раза превышает скорость верхнего привода. Например, мы можем видеть на рис. 14, что для скорости верхнего привода 30 об./мин пиковая скорость вращения КНБК достигает 200 об./мин. Таким образом, вместо того, чтобы действовать осторожно с обсадной колонной и пластами открытого ствола, низкие скорости верхнего привода имеют тенденцию

РИСУНОК 13. Запуск верхнего привода во время бурения (скважина Б)

Максимальные значения вращения КНБК во время торсионных вибраций достигают 230 об./мин (скорость вращения верхнего привода 20 и 100 об./мин)

При увеличении скорости вращения верхнего привода до 140 об./мин торсионные вибрации затухают

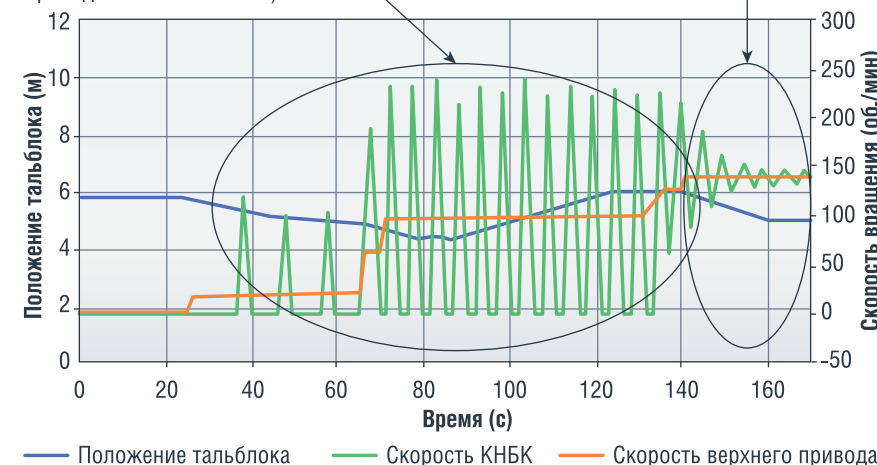


РИСУНОК 14. Запуск верхнего привода во время бурения (скважина Б)

Максимальные значения вращения КНБК во время торсионных вибраций достигают 200 об./мин (скорость вращения верхнего привода 30 об./мин)

При увеличении скорости вращения верхнего привода до 160 об./мин торсионные вибрации затухают

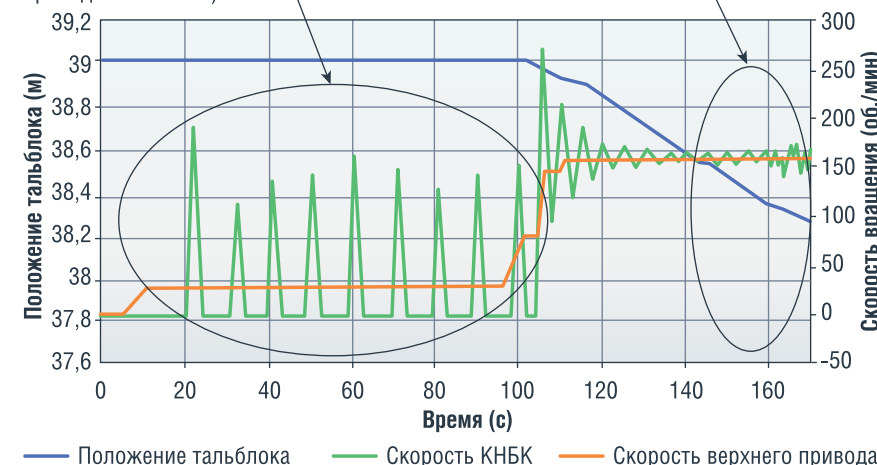


РИСУНОК 15. Измеренная скорость вращения КНБК в скважине во время команды на РУС при бурении 3 свечи (скважина А)

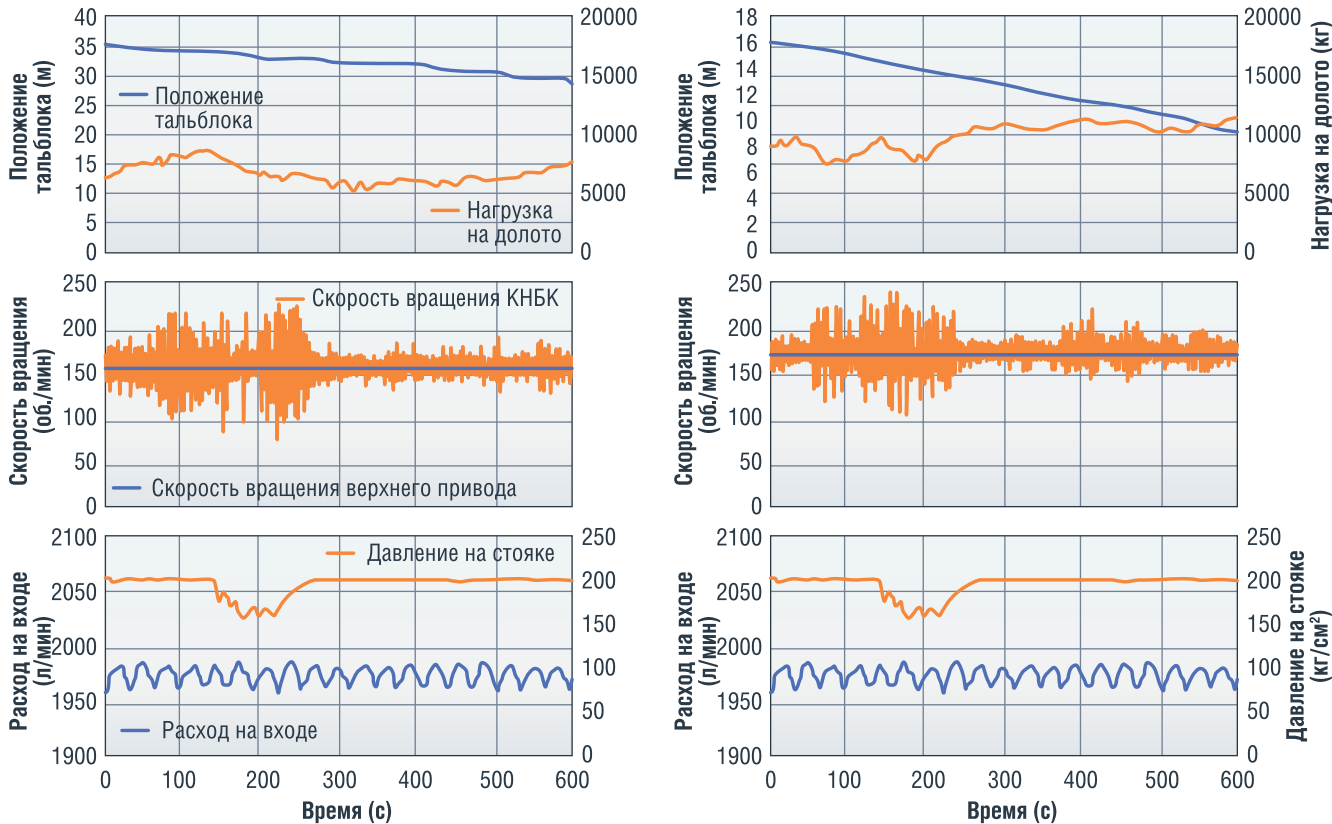
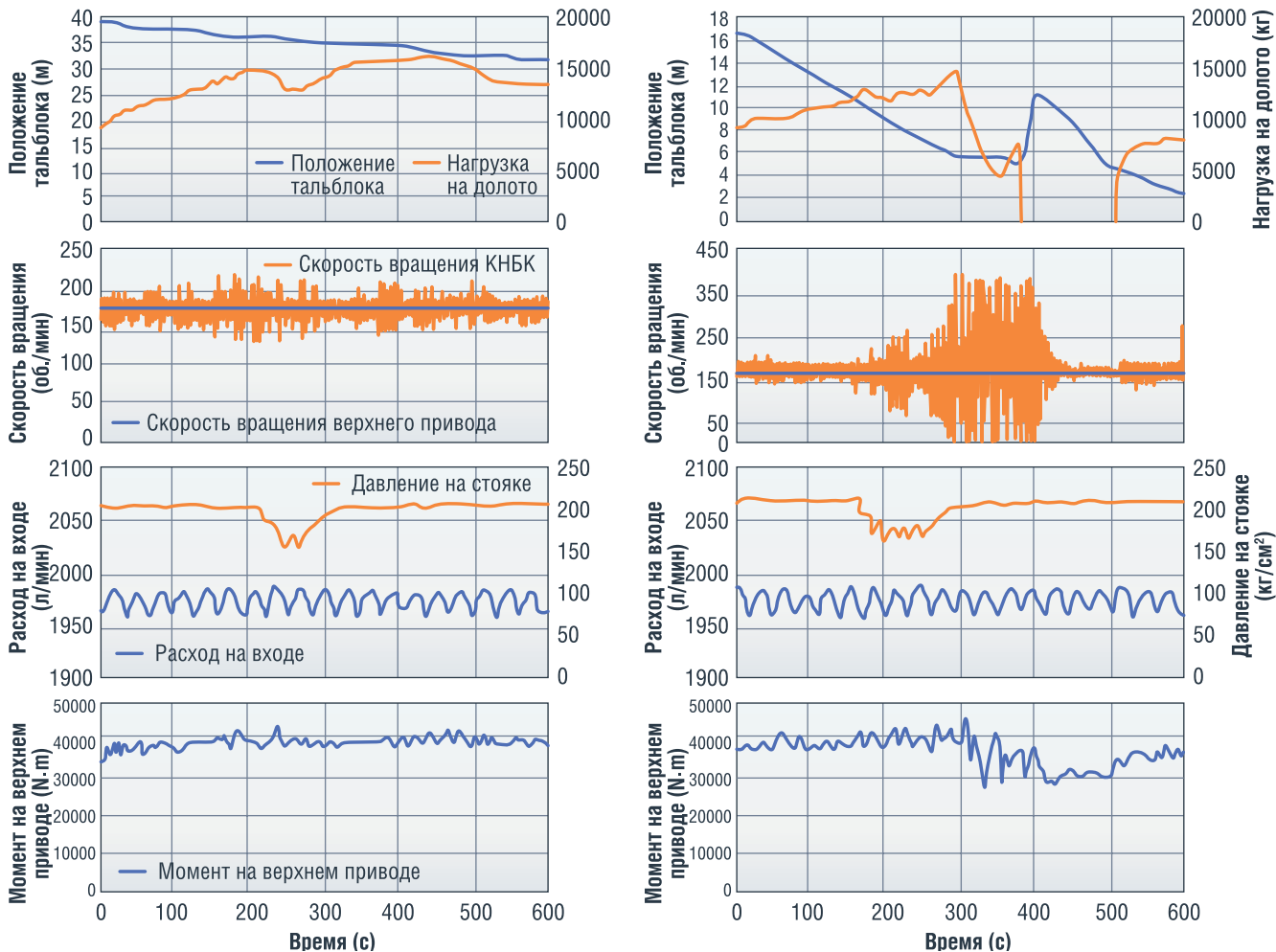


РИСУНОК 16. Измеренная скорость вращения КНБК в скважине А во время команды на РУС при бурении 4 свечи (левый рисунок) и 6 свечи (справа)



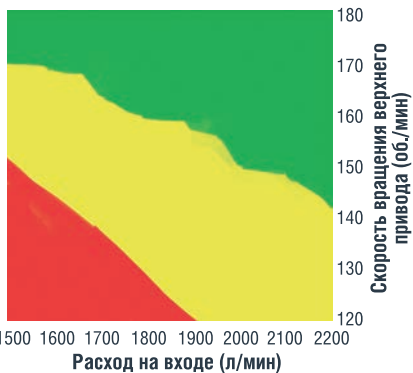
создавать очень большие пиковые скорости вращения, во время которых может иметь место интенсивное вращение бурильной колонны. Как можно увидеть, при скорости вращения верхнего привода более 140 об./мин, крутильные колебания в КНБК быстро гасятся. Также можно заметить, что вращение в скважине задерживается примерно на 10 секунд.

Рис. 15 и 16 показывают измеренную скорость вращения КНБК в стволе скважины и момент на роторе, когда была послана команда на изменение режима работы РУС скважины А.

Как можно заметить, для третьей и четвертой свечи нет серьезной торсионной вибрации, кроме той, которую можно было бы ожидать при бурении. Однако при бурении шестой свечи в бурильной колонне возникает довольно сильная торсионная вибрация к концу передачи команды на РУС. После этого почти каждая процедура отправки команды на РУС сопровождается сильной торсионной вибрацией, за исключением нескольких случаев, когда скорость верхнего привода поддерживается на уровне 180 об./мин. Возможным объяснением этих наблюдений может быть взаимодействие между транспортировкой выбуренной породы и крутящим моментом, когда происходит кратковременная зашламованность из-за изменений скорости потока бурового раствора, которая происходит из-за отправки команд на РУС. Уменьшение скорости жидкости в скважине большего диаметра затрудняет удержание шлама во взвешенном состоянии. Характеристики очистки скважины показаны на рис. 17 как функция скорости потока и скорости вращения верхнего привода. Эта характеристика очистки ствола скважины представляет собой интеграл по кольцевому пространству от индекса очистки ствола (НСИ), описанного в работах [9]. Так как типичная скорость потока, используемая для бурения этой секции, чуть ниже 1900 л/мин, скорость верхнего привода ниже 160 об./мин может повысить риск ухудшения транспортировки шлама. Во время команды на РУС скорость потока периодически снижается до 1500 л/мин, и для такого расхода скорость верхнего привода

должна превышать 170 об./мин, чтобы обеспечить достаточную возможность транспортировки шлама.

РИСУНОК 17. Карта характеристики очистки ствола скважины, оцененная как функция расхода и скорости верхнего привода (на основе скважины А). Зеленые области указывают на хорошую очистку ствола, а красные области указывают на плохую очистку



На основании высокочастотных измерений напрашивается вывод, что для длинных и упругих бурильных колонн лучше начинать вращение верхнего привода непосредственно до значения, превышающего минимальный порог бурения, чем добавлять скорость верхнего привода каскадами от низких частот вращения. Это ограничивает продолжительность торсионной вибрации и связанный с ними риск возникновения условий интенсивного завихрения в бурильной колонне над КНБК. Когда необходимо использовать низкий расход, например, из-за потерь в породах пласта с естественной трещиноватостью, поглощением, разумно поддерживать скорость вращения верхнего привода выше порогового значения, необходимого для транспортировки шлама во взвешенном состоянии при выполнении процедуры отправки команды на РУС. Это связано с тем, что снижение расхода может дестабилизировать транспортировку выбуренной породы и привести к побочным эффектам механических сил, приложенных к бурильной колонне, которые могут способствовать возникновению торсионных вибраций. Кроме того, важно выбрать комбинацию расхода и скорости верхнего привода, которые будут подходить для надлежащей транспортировки выбуренной породы. В противном случае существует дополнительный

риск возникновения в бурильной колонне торсионных вибраций.

В то время, когда заказчик стремится сократить свои затраты и повысить рентабельность скважин, необходимо учитывать все возможные варианты уменьшения затрат на бурение. ●

Литература

1. Богомолов Р.М. Буровое долото PDC с разжимным стопором для вращающихся резцов / Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 1. – С. 8–12.
2. Богомолов Р.М. Совершенствование крепления вооружения долот PDC / Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой, Д.Ю. Сериков // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 1 (306). – С. 32–39.
3. Аппаратный комплекс для увеличения количества передаваемой информации в процессе бурения / Л.Р. Календарова, А.Ю. Чекалов, Б.А. Овезов, Н.В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7 томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 194–198.
4. Борисов К.А. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых долот, армированных PDC / К.А. Борисов, А.А. Третьяк, Е.В. Сидорова // Звезда и охрана недр. – 2019. – № 12. – С. 33–37.
5. Инклинометр МГРИ – Вибрации во время бурения / Е.Г. Шихбабаева, Н.В. Соловьев, А.М. Машкова [и др.] // Молодые – Научкам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7 томах, Москва, 31 марта – 01, 2022 года / Редакция: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 300–304.
6. Овезов Б.А. КERN повышенной информативности / Б.А. Овезов, К.О. Щербакова, А.С. Павлихин // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 2–5 апреля 2019 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 282–283.
7. Cayeux, E., Seim, P., Solvi, L. J., Ulvik, H., & Solbu, E. (2019, May 13). Reconstruction of Pipe Movement from Downhole High Frequency Measurements. Society of Petroleum Engineers.
8. Cayeux, E., Skadsem, H. J., Daireaux, B., & Holand, R. (2017, March 14). Challenges and Solutions to the Correct Interpretation of Drilling Friction Tests. Society of Petroleum Engineers.
9. Dwars, S., Lien, M., Øydn, S., & Baumgartner, T. (2019, March 4). Curing stick-slip: Eureka. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/194108-MS.
10. Jayasundara, C.T., Yang, R.Y., Yu, A.B., Rubenstein, J., 2010. Effects of disc rotation speed and media loading on particle flow and grinding performance in a horizontal stirred mill. International Journal of Mineral Processing, vol. 96, pp. 27–35.
11. Kyllingstad, A. (2017, March 14). A Comparison of Stick-Slip Mitigation Tools. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184658-MS.

KEYWORDS: drilling, torsion vibrations, KNBC, sensor, sticking, rotation, frequencies, top drive, software.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ НЕЗАВИСИМОСТЬ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ при реализации энергетических проектов в Арктике

ЭФФЕКТИВНАЯ И БЕЗОПАСНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ ТРЕБУЕТ ОТ НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА СОЗДАНИЯ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ПО СВОЕЙ СЛОЖНОСТИ ЧАСТО СОПОСТАВИМЫХ С ТЕХНОЛОГИЯМИ ДЛЯ КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ ИЛИ РАЗВИТИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ. В РОССИИ НАСЧИТЫВАЕТСЯ ОКОЛО 30 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ ПОЧТИ ТРЕТЬ ВСЕЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ. УДЕРЖАНИЕ ЛИДЕРСКИХ ПОЗИЦИЙ В ОСВОЕНИИ АРКТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ, ТРЕБУЕТ ОТ ГОСУДАРСТВА ПРОВЕДЕНИЯ СОБСТВЕННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ, ЧТО ПРИВЕДЕТ К ИЗМЕНЕНИЮ ИНЖЕНЕРНОЙ КУЛЬТУРЫ В СТРАНЕ. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ДОСТИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА, ТРЕБУЕТ КОНСОЛИДАЦИИ ДЕЙСТВИЙ НА ВСЕХ УРОВНЯХ УПРАВЛЕНИЯ

THE EFFICIENT AND SAFE IMPLEMENTATION OF PROJECTS IN THE ARCTIC REQUIRES SCIENCE AND INDUSTRY TO CREATE FUNDAMENTALLY NEW TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS, OFTEN COMPARABLE IN COMPLEXITY TO TECHNOLOGIES FOR THE SPACE INDUSTRY OR THE DEVELOPMENT OF NANOTECHNOLOGIES. CURRENTLY, THERE ARE ABOUT 30 SMART FIELDS IN RUSSIA, WHICH ALREADY PROVIDE ALMOST A THIRD OF ALL HYDROCARBON PRODUCTION. MAINTAINING LEADERSHIP POSITIONS IN THE DEVELOPMENT OF ARCTIC RESOURCES REQUIRES THE STATE TO PURSUE ITS OWN TECHNOLOGICAL POLICY AND DEVELOP A NATIONAL STANDARDIZATION SYSTEM, WHICH WILL LEAD TO A CHANGE IN THE ENGINEERING CULTURE IN THE COUNTRY. IT IS OBVIOUS THAT THE IMPLEMENTATION OF PROGRAMS AIMED AT AVOIDING IMPORT DEPENDENCE AS SOON AS POSSIBLE AND ACHIEVING TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY REQUIRES THE CONSOLIDATION OF ACTIONS AT ALL LEVELS OF GOVERNMENT

Ключевые слова: Арктика, импортозамещение, технологический суверенитет, институт нефтегазовых технологических инициатив, шельф, углеводородные ресурсы.

**Фадеев
Алексей Михайлович**
главный научный сотрудник
Института экономических проблем
им. Г.П. Лузина ФИЦ КНЦ РАН,
профессор Высшей школы
производственного менеджмента
Санкт-Петербургского
политехнического университета
Петра Великого,
д.э.н.

**Спиридонов
Андрей Алексеевич**
Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого,
аспирант

Введенные секторальные ограничения и текущие макроэкономические и внешнеполитические вызовы обусловили начало реализации Российской Федерацией программ альтернативного замещения, направленных на скорейший уход от импортозависимости и достижение технологического суверенитета в энергетической сфере. Под импортозамещением понимается создание отечественных товаров, работ и услуг, выпущенных (предоставляемых) при помощи российского оборудования и технико-технологических решений с привлечением российского персонала для выполнения работ. Отдельного внимания также заслуживает возможность локализации зарубежных

производств на территории России с возможностью проведения НИОКР [1]. Целями реализации программ импортозамещения является обеспечение технологической независимости энергетической отрасли, развитие здоровой конкуренции между отечественными производителями оборудования, а также снижение капиталоёмкости реализуемых проектов. Технологические решения в нефтегазовой сфере, особенно применяемые на арктических проектах, почти всегда относятся к категории «high-tech», которая, с одной стороны, наиболее зависима от импортных решений, а с другой — обладает значительным потенциалом для развития

российской промышленности. Среди примеров высокотехнологичных решений, которые в настоящее время имеют потенциал для развития на российских мощностях, можно выделить следующие: оборудование и технологии для заканчивания скважин с многостадийным гидроразрывом пласта и соответствующее программное обеспечение для моделирования данных процессов, приборы телеметрии и каротажа, роторные управляемые системы, насосы высокого давления [1, 4, 6].

Если говорить о технологиях для работы на шельфе стоит в первую очередь, отметить такие направления, как подводно-добычные комплексы и буровое оборудование, суда и оборудование для проведения сейсморазведки, а также генерирующее оборудование.

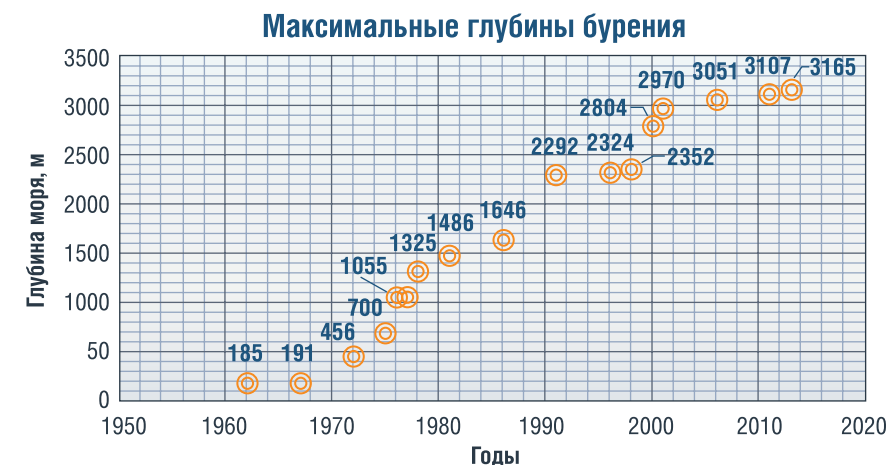
Отечественная сфера нефтепереработки также нуждается сегодня в компрессорах для технологических процессов, отечественных насосах для технологических процессов нефтеперерабатывающих заводов, присадках для нефтепереработки и нефтехимии, а также катализаторах гидропроцессов.

Все это обуславливает необходимость консолидации ресурсов на всех уровнях управления, активного взаимодействия энергетических компаний как между собой в рамках консолидации спроса на высокотехнологичную продукцию, так и предприятиями российской промышленности. Необходимо создание «единых правил игры» в сфере стандартизации оборудования и технологий для нефтегазового комплекса.

Технологии и инновации в нефтегазовом комплексе

Большинство современных энергетических компаний выбрало цифровизацию своей деятельности в качестве безусловного производственного приоритета. Помимо наличия «интеллектуальных месторождений», управляемых на основе цифровой интерпретации множества получаемых данных, широкое распространение получают беспилотные летательные аппараты, на российских месторождениях уже используются подводные добычные комплексы и роботизированные буровые установки, позволяющие

РИСУНОК 1. Бурение скважин на морских глубинах [6]

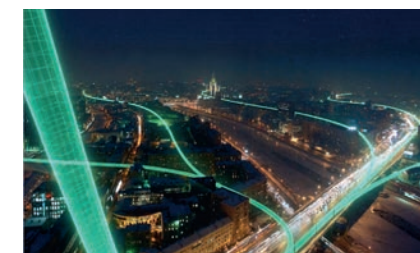


обеспечить добычу углеводородов без непосредственного участия оператора [5, 8, 13].

Рост технологичности решений в нефтегазовой сфере наглядно можно проследить, в том числе, в контексте неизменного увеличения морских глубин, на которых сегодня строятся разведочные и добычные скважины для добычи нефти и газа (рис. 1).

Одним из технологических решений, позволяющим повысить коэффициент извлечения нефти, является строительство скважин с горизонтальными отходами. В настоящее время скважины на арктическом шельфе строятся не только на впечатляющих вертикальных глубинах моря, но и с совершением горизонтальных отходов на километры (мировой рекорд — 15 км).

РИСУНОК 2. Скважина, пробуренная на арктическом месторождении, в масштабе Москвы [6]



Операторы энергетических проектов, работая в Арктике, сталкиваются со следующими основными вызовами [2, 7, 14]:

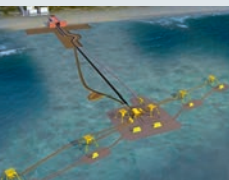
- Суровые климатические условия и удаленность;
- Отсутствие развитой сервисной инфраструктуры;

- Необходимость продвижения законодательных инициатив;
- Технологическая обеспеченность проектов;
- Необходимость сохранения чувствительной экосистемы арктической зоны.

При этом следует учитывать дополнительные угрозы и риски: вызовы, связанные с конфликтами национальных интересов циркумполярных стран и регионов; геополитику мировых держав и их интеграционных и военно-политических союзов, стоящие за ними экономические и внешнеполитические интересы; расширение спектра претензий на участие в «арктическом пироге» стран, не имеющих выхода к арктическим территориям и морям; расширение и обострение глобальной конкуренции транснациональных капиталов и корпораций за богатства арктических шельфов [9, 10, 11].

Вопросы технологической обеспеченности для реализации проектов в Арктике стоят особенно остро [12]. Наряду с этим важно учитывать высокую неоднородность акваторий в Арктике: если Баренцево-Карский регион характеризуется относительно благоприятными условиями для проведения геолого-разведочных и добычных работ (благодаря теплоте течения Гольфстрим), то акватории восточной Арктики характеризуются экстремальными природно-климатическими условиями: акватория моря открывается для возможного проведения работ по разведке и добыче.

ТАБЛИЦА 1. Наличие российских технологий разведки и разработки морских арктических месторождений (примеры)

Условия	Район	Технологии разведки и добычи		
Значительный период чистой воды, тонкий однолетний лед, возможен приход айсбергов. Любая глубина воды	Южная часть Баренцева моря	Существуют проверенные на практике технологии разведки и разработки (плавающие буровые установки, подводное обустройство, стационарные платформы)	 Полупогружная буровая установка «Северное сияние»	 Обустройство Киринского месторождения
Любые ледовые условия. Глубина воды менее 20 м	Прибрежная зона Печорского моря. Губы и заливы южной части Карского моря	Существуют проверенные на практике технологии разведки и разработки (искусственные ледовые и гравийные острова, стационарные ледостойкие платформы, бурение с большим отходом от берега)	 Строительство зимников и ледовых островов для бурения в Арктике	 Юрхаровское месторождение, Тазовская губа
Период чистой воды более двух месяцев, лед в основном однолетний, но возможно наличие многолетнего льда и айсбергов. Глубина воды менее 60 м	Печорское море. Южная часть Карского моря	Существуют проверенные на практике технологии разведки с использованием винтеризированных самоподъемных буровых установок в период чистой воды и обустройства месторождений с помощью стационарных ледостойких платформ	 Самоподъемная буровая установка «Арктическая»	 Морская ледостойкая платформа «Приразломная»
Период чистой воды более двух месяцев, в основном однолетний лед, но возможно наличие многолетнего льда и айсбергов. Глубина воды более 60 м	Северная часть Баренцева моря. Центральная часть Карского моря	Существует проверенная на практике технология разведочных работ с использованием винтеризированных плавучих буровых установок и судов, в том числе с использованием систем управления ледовой обстановкой. Технологии разработки находятся в стадии инновационного развития	 Буровое судно «Валентин Шашин»	
Период чистой воды менее двух месяцев, лед однолетний и многолетний, айсберги. Глубина воды более 60 м	Северная часть Карского моря	Проверенные на практике технологии разведки и разработки отсутствуют. Ведется успешная разработка российских автономных подводных буровых комплексов	 Подводные буровые комплексы	

Такие различия обуславливают различные технологические подходы к освоению месторождений [3] (табл. 1).

В Российской Федерации освоение арктического шельфа вступило в фазу промышленного освоения. На текущий момент на арктическом шельфе существует пока единственный проект по промышленной добыче нефти – проект «Приразломное», запущенный в конце 2013 года.

На текущий момент на Приразломном месторождении добыто более 20 млн тонн нефти, доставленной к рынкам сбыта.

Текущий статус реализации проектов по обеспечению технологической независимости в нефтегазовом комплексе

Очевидно, что реализация высокотехнологичных проектов требует создания целого ряда

решений, направленных на уход от импортозависимости.

Говоря о санкциях, стоит отметить, что они не оказали того критического влияния на реализацию российских проектов в Арктике, на которые рассчитывали их создатели. Возможно, санкции сделали реализацию проектов чуть менее удобной для российских энергетических компаний, но, благодаря предпринимаемым мерам по переориентации

поставок с Запада на Восток, а также развитию программ импортозамещения, компаниям удается реализовывать уже запущенные проекты в соответствии с намеченными планами.

Но главное преимущество текущей макроэкономической ситуации заключается в том, что санкции позволили активизировать развитие национального сервисного рынка поставщиков. Введение санкций ударило, в том числе, и по зарубежным производителям: многие иностранные компании вынуждены ограничивать свою деятельность на территории России. В связи с этим на рынке появляются ниши, которые занимают отечественные поставщики.

Для российской промышленности санкции сформировали технологические вызовы, часто связанные с разработкой и освоением выпуска новой уникальной продукции, что требует серьезной научной и производственной работы, государственных стимулов и координации с заказчиками. Однако и в этом направлении у России уже есть вполне осязаемые успехи.

С 2014 года Минэнерго России в сотрудничестве с Минпромторгом России, а также с другими заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и компаниями ТЭК ведет работу по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования, технологий и материалов. Уместно будет отметить, что общий объем государственной поддержки программ импортозамещения, составил миллиарды рублей, что привело к созданию в России принципиально новых технико-технологических решений, позволивших полностью уйти от импортозависимости в ряде сегментов.

В качестве примера стоит отметить создание отечественных автономных донных станций «КРАБ». Донные станции «КРАБ» (англ. – Crab) – это совместный проект «Газпром нефти», Минпромторга России, «МАГЭ» (ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция») и «МТЦ». «КРАБ» представляет собой мобильный аппаратно-программный комплекс морской сейсморазведки и мониторинга в транзитных зонах и на шельфе. Построен на основе четырехкомпонентных автономных донных станций, обслуживание

которых осуществляется в контейнерах-лабораториях комплекса. «КРАБ» предназначен для сейсмических региональных исследований и разведки морских месторождений углеводородов.

Весьма перспективен вариант создания совместных предприятий и локализации производственных мощностей и НИОКР ведущих зарубежных производителей на территории России. Среди таких стратегических направлений могут быть: оборудование для проведения морских сейсморазведочных работ, сопровождения наклонно-направленного и горизонтального бурения, высокотехнологичного заканчивания скважин; насосы и компрессоры для нефтепереработки, катализаторы для нефтепереработки и нефтехимии и т.д.

Очевидно, что строительство всего перечисленного должно быть обеспечено соответствующими площадками, верфями и заводами на территории Российской Федерации, созданными как отечественными подрядчиками самостоятельно, так и в партнерствах с зарубежными высокотехнологичными партнерами.

Развитие российской системы стандартизации как эффективный инструмент обеспечения технологического суверенитета российской энергетической отрасли

Начиная с 2014 г. большинство российских энергетических компаний провозгласило курс на реализацию собственных корпоративных стратегий альтернативного замещения, направленных на создание новых, ранее импортозависимых номенклатурных позиций, производимых российскими предприятиями. Некоторые компании создавали отдельные структурные подразделения, в некоторых просто назначались ответственные лица, однако зачастую компании пытались вести работу в области импортозамещения самостоятельно.

В основном такая работа начиналась с диалога с российскими производителями оборудования на предмет возможности выпуска ими пилотных партий оборудования. Далее следовали опытно-промышленные испытания (ОПИ) произведенного оборудования и,

в случае положительной оценки итоговой таких испытаний, новое, произведенное в России оборудование, могло быть закуплено энергетической компанией.

Как правило, время от идеи реализации совместных проектов между промышленными и энергетическими компаниями до возможности организации поставок в рамках проводимых закупочных процедур составляло не менее года (а иногда и несколько лет). Кроме того, система аттестации и аккредитации промышленных предприятий нефтегазовой компанией также занимала значительное время, требуя при этом часто немалых финансовых затрат со стороны производителей оборудования. При этом, если конкретный производитель имел желание начать работу в рамках производимого оборудования с другой энергетической компанией, то весь процесс по подтверждению выпущенного оборудования заявленным требованиям энергетической компании необходимо было проходить заново. Принимая во внимание количество энергетических компаний в России, время, необходимое для прохождения оценок соответствия заявленным требованиям, а также организационные и финансовые затраты на организацию данного процесса, такой подход по обеспечению технологической безопасности трудно было назвать эффективным.

В последнее время американский институт нефти (API), являющийся признанным мировым сертификационным органом, перестал выдавать свои сертификаты российским производителям (а в ряде случаев имеют место откаты ранее выданных документов). Очевидно, что подобные недружественные действия заведомо лишают российские предприятия конкурентных преимуществ как при работе на внешних мировых рынках, так и внутри страны, поскольку в России до недавнего времени отсутствовала единая система стандартизации российского оборудования и технологий сертификации. Такая ситуация также усугублялась межкорпоративной конкуренцией, которая сводилась к развитию собственных корпоративных систем сертификаций, которым должны следовать производители оборудования, а также нежеланием

энергетических компаний признавать результаты опытно-промышленных испытаний друг друга.

Минпромторгом и Минэнерго России неоднократно предпринимались попытки тем или иным образом консолидировать усилия на уровне всей отрасли, и порой точно удавалось достичь требуемого результата. Основной площадкой для совместного обсуждения вопросов и принятия решений стал Научно-технический Совет по развитию нефтегазового оборудования при Минпромторге России. Внутри Совета было создано более 10 экспертных групп, деятельность которых охватила практически все ключевые целевые направления импортозамещения для нефтегазовой отрасли – от вопросов разведки и добычи до транспортировки и переработки углеводородного сырья.

Содействие Минпромторга и Минэнерго России позволило наладить взаимодействие между нефтегазовыми компаниями и производителями на начальном этапе, но не решило все эти проблемы системно.

Сложности, с которыми сталкивались нефтегазовые компании, занимающиеся импортозамещением, были одними и теми же:

- унификация требований к импортозамещающей продукции со стороны всех потребителей;
- поиск объектов и проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ);
- взаимное признание результатов ОПИ для ускоренного масштабирования производства и внедрение появляющихся решений в систему закупок нефтегазовых компаний.

Главная проблема, которая лежит в основе всех обозначенных сложностей, – массовое использование нормативных документов иностранных систем стандартизации. Сложившаяся в 2015 г. сильная зависимость нефтегазового сектора от технологий, созданных в США и ЕС, при реализации проектов как в добыче, так и в переработке нефти и газа привела к доминированию в проектных решениях и закупочных спецификациях отсылок к иностранным системам стандартизации. Отсылки к международным

системам стандартизации из-за проблем с подтверждением соответствия зачастую становятся искусственными барьерами для использования отечественного оборудования в проектах – при наличии сопоставимых импортных или даже превосходящих их по характеристикам российских аналогов.

Дополнительные ограничения в условиях санкционной политики возникают при поставках производителем оборудования и материалов в адрес находящихся под санкциями компаний и проектов. Системами стандартизации на такие поставки может накладываться прямой запрет, а возможное усиление санкционного режима создает риски возникновения «институциональной пустоты» в отраслевой стандартизации, то есть потери ориентира качества.

В 2019 году стало очевидным, что данные вопросы необходимо решать не на тактическом, а на стратегическом уровне. Эта мысль и стала прообразом идеи объединения усилий энергетических компаний для решения вопросов импортозамещения и продвижения инноваций путем создания соответствующей отраслевой организации.

Как ответ на эти вызовы в 2020 г. четыре российские нефтегазовые компании – «Газпром», «Газпром нефть», «Сибур» и «Татнефть» – выступили учредителями автономной некоммерческой организации «Институт нефтегазовых технологических инициатив» (ИНТИ), главной задачей которого является разработка и утверждение российских отраслевых стандартов на нефтегазовое оборудование и технологии и проведение оценок соответствия российских предприятий разработанным стандартам.

Инициатива по созданию единой организации, которая призвана обеспечить разработку единых отраслевых стандартов, была дважды представлена президенту РФ В.В. Путину и после соответствующих поручений еще девять российских энергетических компаний присоединились к проекту ИНТИ в качестве наблюдателей. Российским энергетическим компаниям было поручено совместно с ИНТИ обеспечить переход на единую отраслевую систему стандартизации

и оценки соответствия, а также консолидировать ресурсы и усилия в области импортозамещения.

При этом учредители поставили перед Институтом весьма амбициозные задачи: до 2025 г. требуется разработка и утверждение не менее 500 отраслевых стандартов. Ожидается, что для этих целей Институт должен привлечь более 5 тысяч экспертов из отраслевого и профессионального сообщества, а количество проведенных оценок соответствия должно превысить 3000.

В 2020 году ИНТИ был также представлен Мохаммеду Баркиндо, действующему на тот момент генеральному секретарю организации стран-экспортеров нефти ОПЕК. Получив высокую оценку деятельности, ИНТИ начал свою международную экспансию. На текущий момент в составе Института в качестве иностранных наблюдателей семь энергетических компаний: три из стран СНГ – SOCAR (Айзербаджан), КазМунайГаз (Казахстан), Узбекнефтегаз (Узбекистан), а также четыре из стран соглашения ОПЕК+ – ADNOC (ОАЭ), Kuwait Petroleum Corporation (Кувейт), Sonatrach (Алжир), Sonangol (Ангола).

Для производителей оборудования присутствие в составе Института зарубежных компаний означает следующее: получив оценку соответствия в Институте нефтегазовых технологических инициатив, существует возможность не только беспрепятственной работы на рынке России без необходимости подтверждения результатов ОПИ или прохождения специализированной системы сертификации, но и обеспечен безбарьерный выход на высокотехнологичные нефтегазовые рынки компаний, которые присоединились к проекту ИНТИ.

Очевидно, что деятельность Института нефтегазовых технологических инициатив создает обоюдные выгоды как для производителей оборудования, так и для энергетических компаний. Прежде всего, речь идет о технологическом развитии и независимости посредством консолидации имеющихся ресурсов и компетенций, а также спроса со стороны нефтегазовых компаний в целях разработки инновационных и импортозамещающих решений под нужды нефтегазового комплекса.

РИСУНОК 2. Цифровые сервисы ИНТИ



Создание единой российской системы стандартизации способствует ускоренному внедрению продукции и технологий (включая инновационные и импортозамещающие) отечественных производителей нефтегазового оборудования и разработчиков, увеличению доли закупаемого локального оборудования и технологий для их использования в крупнейших инвестиционных проектах и операционной деятельности нефтегазовых и энергетических компаний, повышению конкурентоспособности локальных производителей оборудования и технологий.

На цифровой площадке ИНТИ происходит эффективный диалог между нефтегазовыми компаниями, производителями и инжиниринговыми компаниями. Совместная работа позволяет более эффективно и быстрее развивать и продвигать технологии и оборудование отечественных производителей и разработчиков на внутренних и внешних рынках посредством разработки единых стандартов ИНТИ и проведения оценки соответствия по ним.

В настоящее время на сайте <https://inti.expert/> (рис. 3) существуют три цифровых сервиса, которые обеспечивают выполнение указанных выше задач [15]:

- INTI Docs – сервис по разработке и утверждению стандартов ИНТИ, который включает функции по разработке стандартов и каталог принятых стандартов.
- INTI Quality – сервис по оценке соответствия и проведению испытаний оборудования и материалов. Предназначен для локальных поставщиков.

С помощью данного сервиса поставщики могут пройти оценку соответствия.

- INTI Insights – база данных локального оборудования, соответствующего стандартам ИНТИ. Предназначена для заказчиков оборудования (нефтегазовые компании, лицензиары, ЕРС-подрядчики). С помощью данного сервиса возможно найти необходимое оборудование по заданным критериям, получить доступ к отчетам по итогам оценки соответствия, ознакомиться с имеющимися референциями.

Заключение

Освоение морских углеводородных месторождений Арктики – стратегическая задача для Российской Федерации, решение которой требует консолидации усилий на всех уровнях управления.

Арктические ресурсы – это не только наращивание ресурсной базы государства, которая, без сомнения, является важнейшим конкурентным преимуществом страны, но и загрузка важнейших отраслей промышленности, создание значительного количества рабочих мест, увеличение налогооблагаемой базы, стимулирование научных разработок, а также улучшение демографической ситуации посредством привлечения высококвалифицированных кадров для работы в арктических регионах.

Текущие внешнеэкономические и политические вызовы создали предпосылки для скорейшего ухода от импортозависимости и проведения Российской Федерацией собственной технологической политики, которая должна базироваться на совместной

работе государства, энергетических компаний, науки и промышленности.

Развитие российской системы стандартизации в энергетической сфере – прямой и эффективный инструмент импортозамещения, направленный на скорейшее достижение технологического суверенитета российским нефтегазовым комплексом. ●

Литература

1. Саитова А.А., Ильинский А.А., Фадеев А.М. Сценарии развития нефтегазовых компаний России в условиях международных экономических санкций и декарбонизации энергетики // Журнал «СЕВЕР и РЫНОК: формирование экономического порядка». Том 25, № 3, 2022 г., с. 134–144.
2. Ромашева Н.В., Бабенко М.А., Николайчук Л.А. Устойчивое развитие Арктического региона России: экологические проблемы и пути их решения // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 10-2. – С. 78–87. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_102_0_78.
3. Сочнева И.О. Ресурсы Арктики и возможности их разработки // Арктика: экология и экономика. 2015. № 4 (20).
4. Спиридонов А.А., Фадеев А.М. Стратегическое управление рисками освоения арктических шельфовых месторождений // Экономика промышленности. 2022. Т. 15. № 1. С. 36–48.
5. Фадеев А.М., Кмать О.В., Щекалева Р.В. Развитие инфраструктуры Северного морского пути и обеспечение производства при освоении Арктики // Газовая промышленность. 2022. № 4 (831). С. 20–28.
6. Фадеев А.М., Спиридонов А.А. Современные технологии при реализации нефтегазовых проектов в Арктике // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. 2022. № 2 (10). С. 25–32.
7. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике // Издательство КНЦ РАН, 2019, 289 с.
8. Katysheva E., Tsvetkova A. Economic and institutional problems of the Russian oil and gas complex digital transformation. International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. 2019. Volume 19, Issue 5.3, pp. 203–208. DOI: 10.5593/sgem2019/5.3/S21.026.
9. Dmitrieva, D.; Romasheva, N. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations. J. Mar. Sci. Eng. 2020, 8, 1003. <https://doi.org/10.3390/jmse8121003>.
10. Vasiliev, Y.; Tsvetkova, A.; Stroykov, G. Sustainable Development in the Arctic Region of the Russian Federation. In Proceedings of the International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM, Varna, Bulgaria, 16–25 August 2020; pp. 763–770.
11. Romasheva, N.; Dmitrieva, D. Energy Resources Exploitation in the Russian Arctic: Challenges and Prospects for the Sustainable Development of the Ecosystem. Energies 2021, 14, 8300. <https://doi.org/10.3390/en14248300>.
12. Фадеев, А.М. Обеспечение производства в Арктике: стратегический взгляд // Стратегирование: теория и практика. – 2021. – Т. 1. – № 1 (1). – С. 15–27.
13. Samylovskaya, E., Makhovikov, A., Lutonin, A., et al. (2022). Digital Technologies in Arctic Oil and Gas Resources Extraction: Global Trends and Russian Experience, Resources, issue 21100808642, vol. 11. DOI: 10.3390/resources11030029.
14. Tsvetkova A., Katysheva E. Ecological and economic efficiency evaluation of sustainable use of mineral raw materials in modern conditions. International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. 2017. Vol. 17, Issue 53, pp. 259–266. DOI: 10.5593/sgem2017/53/S21.030.
15. Официальный сайт Института нефтегазовых технологических инициатив. Интернет-ресурс. Режим доступа: <https://inti.expert/>.

KEYWORDS: Arctic, import substitution, technological sovereignty, institute of oil and gas technological initiatives, shelf, hydrocarbon resources.

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ В АРКТИКЕ

с использованием ВИЭ



**Елистратов
Виктор Васильевич**

профессор ВШ
гидротехнического
и энергетического
строительства СПбПУ
Петра Великого,
профессор кафедры ВИЭ
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
д.т.н.

В СИЛУ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА В АРКТИЧЕСКОМ БАССЕЙНЕ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ В ДВА РАЗА БЫСТРЕЕ, ЧЕМ ГЛОБАЛЬНАЯ ТЕМПЕРАТУРА НА ПЛАНЕТЕ, ПРИ ЭТОМ ОНА ИМЕЕТ БОЛЬШУЮ МЕЖГОДОВУЮ И МНОГОЛЕТНЮЮ ИЗМЕНЧИВОСТЬ. НЕМАЛОВАЖНЫМ ФАКТОРОМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ЯВЛЯЮТСЯ ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ МИРОВЫМИ И РОССИЙСКИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ ОНИ ПРЕВЫШАЮТ 800 МЛН Т СО₂ ЭКВ, В ТОМ ЧИСЛЕ БОЛЕЕ 100 МЛН Т ПРИХОДИТСЯ НА АРКТИЧЕСКУЮ ЗОНУ РФ. НАЛИЧИЕ ВЫСОКОГО ВЕТРОПОТЕНЦИАЛА АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ И СОЛНЕЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЕРРИТОРИЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ), ПОЗВОЛЯЕТ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ДЭС И РАЗВИТИИ НОВЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В АРКТИКЕ, ВНЕДРЯТЬ УСТАНОВКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДУЛЬНЫХ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ВЫСОКУЮ ДОЛЮ ЗАМЕЩЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА. ЭКСПЕРТНОЕ СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ВНЕДРЕНИИ УСТАНОВОК ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПЯТИДЕСЯТИПРОЦЕНТНОМ ЗАМЕЩЕНИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА МОЖЕТ СОСТАВИТЬ БОЛЕЕ МИЛЛИОНА ТОНН СО₂ ЭКВ

DUE TO THE GEOGRAPHICAL LOCATION AND CLIMATIC FEATURES, THE AVERAGE AIR TEMPERATURE IN THE ARCTIC BASIN INCREASES TWICE AS FAST AS THE GLOBAL TEMPERATURE ON THE PLANET, WHILE IT HAS A LARGE INTERANNUAL AND LONG-TERM VARIABILITY. GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM ENERGY FACILITIES ARE AN IMPORTANT FACTOR OF CLIMATE CHANGE. DURING THE PRODUCTION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS BY GLOBAL AND RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES, THEY EXCEED 800 MILLION TONS OF CO₂ EQ, INCLUDING MORE THAN 100 MILLION TONS IN THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION. THE PRESENCE OF A HIGH WIND POTENTIAL OF THE ARCTIC TERRITORIES AND THE SOLAR POTENTIAL OF THE TERRITORIES OF SAKHA-YAKUTIA, ALLOWS FOR THE MODERNIZATION OF EXISTING POWER PLANTS AND THE DEVELOPMENT OF NEW ENERGY SUPPLY SYSTEMS IN THE ARCTIC TO INTRODUCE RENEWABLE ENERGY INSTALLATIONS, INCLUDING USING MODULAR WIND POWER PLANTS THAT PROVIDE A HIGH PROPORTION OF DIESEL FUEL SUBSTITUTION. EXPERT REDUCTION OF ASSOCIATED GAS EMISSIONS WITH THE INTRODUCTION OF RENEWABLE ENERGY INSTALLATIONS AND FIFTY PERCENT SUBSTITUTION OF DIESEL FUEL CAN AMOUNT TO MORE THAN A MILLION TONS OF CO₂ EQ

Ключевые слова: климатические изменения, выбросы парниковых газов, Арктическая зона РФ, возобновляемые источники энергии, модульная ветроэнергетическая установка, высокая доля замещения дизельного топлива.

Проблема изменения климата в современном мире весьма актуальна, в том числе и в России. В силу географического положения и климатических особенностей установлено [1], что средняя температура воздуха в Арктическом бассейне увеличивается в два раза быстрее, чем глобальная температура, при этом она имеет большую межгодовую и многолетнюю изменчивость. Концентрация морского льда и его площадь за последние

30 лет в Северном полушарии уменьшилась в 2,5 раза.

В дальнейшем эти процессы будут только нарастать и к концу XXI века площадь льдов в Арктике может сократиться в 10 раз.

Антропогенная природа потепления связывается с увеличением выбросов парниковых газов (ПГ). За последние 30 лет общий объем выбросов ПГ в мире изменился с 22,0 млрд т СО₂ экв до более чем 55 млрд т СО₂ экв.

УДК 620.91.621.22(075.8)

ТАБЛИЦА 1. Выбросы ПГ от работы электрических станций (ЭС) за жизненный цикл, г СО₂ экв/кВт·ч

АЭС	Угольная ТЭС	Мазутная ТЭС	Газовая ТЭС	ДЭС	ВЭС	ГЭС	СФЭС
15-18*	955	818	430	772	15–18	9–12	65
* без учета затрат топливного цикла							

ТАБЛИЦА 2. Выбросы парниковых газов нефтегазовыми компаниями в мире и доля приходящаяся на Арктическую зону РФ, млн т СО₂ экв

Компания	BP	Total	Shell	Chevron	ExxonMobil	Новатэк	Лукойл	Газпром-нефть	Газпром	Роснефть	ДЭС	Всего
Выбросы ПГ	55	41,5	116	57	120	11,1	36,7	26,1	236,5	81,2		825
Выбросы в АЗР		4,2				10,5	23,9	7,0	59,1	4,1	1,0	109,8

Основными источниками выбросов ПГ являются энергетические объекты по производству тепла и электричества, на долю которых приходится около 30 % выбросов. В таблице 1 [2] показаны удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии электрическими станциями, использующими различные источники энергии.

Как видно из таблицы 1, низкоуглеродными технологиями являются возобновляемая и атомная энергетика.

Значительный вклад в выбросы парниковых газов (до 40 %) вносит нефтегазовая промышленность. Из этого вклада выбросов ПГ в нефтегазовой промышленности около 20 % можно отнести непосредственно к нефтегазодобыче (сфера 1) и транспортировке (сфера 2) углеводородов, остальные выбросы происходят при сжигании углеводородов. В таблице 2 приведены данные по выбросам ПГ при добыче и транспортировке углеводородов некоторыми крупными мировыми и российскими нефтегазовыми компаниями, а также выделены объемы выбросов, приходящиеся на Арктическую зону РФ (АЗР). Для оценки общих объемов выбросов ПГ в АЗР приведены выбросы от работающих в Арктике дизель-электрических станций (ДЭС).

Крупнейшие нефтегазовые компании, в рамках Парижских климатических соглашений, особенно в последние два года, занимаются повышением энергетической эффективности своей деятельности

и диверсификацией своего бизнеса в пользу технологий декарбонизации и внедрения ВИЭ.

Особенно важное значение имеют планы по внедрению низкоуглеродных технологий в Арктической зоне.

Так, например, цели компании Роснефть по углеродному менеджменту до 2035 года – предотвращение выбросов 20 млн тонн СО₂-эквивалента. Это предполагается сделать за счет мер по энергосбережению, развитию собственной ветроэнергетики и покупки энергии от возобновляемых источников, утилизации попутного нефтяного газа, а также использования «синего» водорода.

Компания Газпромнефть в области управления воздействием на климат предлагает следующие приоритеты:

- сокращение выбросов парниковых газов и утилизация попутного нефтяного газа (в 2020 году снижение выбросов составило 9,7 %);
- увеличение доли низкоуглеродных проектов;
- использование новых возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (развивает в Арктике ветроэнергетику и строительство комбинированных ветро-дизельных и солнечно-дизельных энергокомплексов).

Компания Норникель уже сейчас имеет чистую генерацию с использованием ГЭС и производством электроэнергии

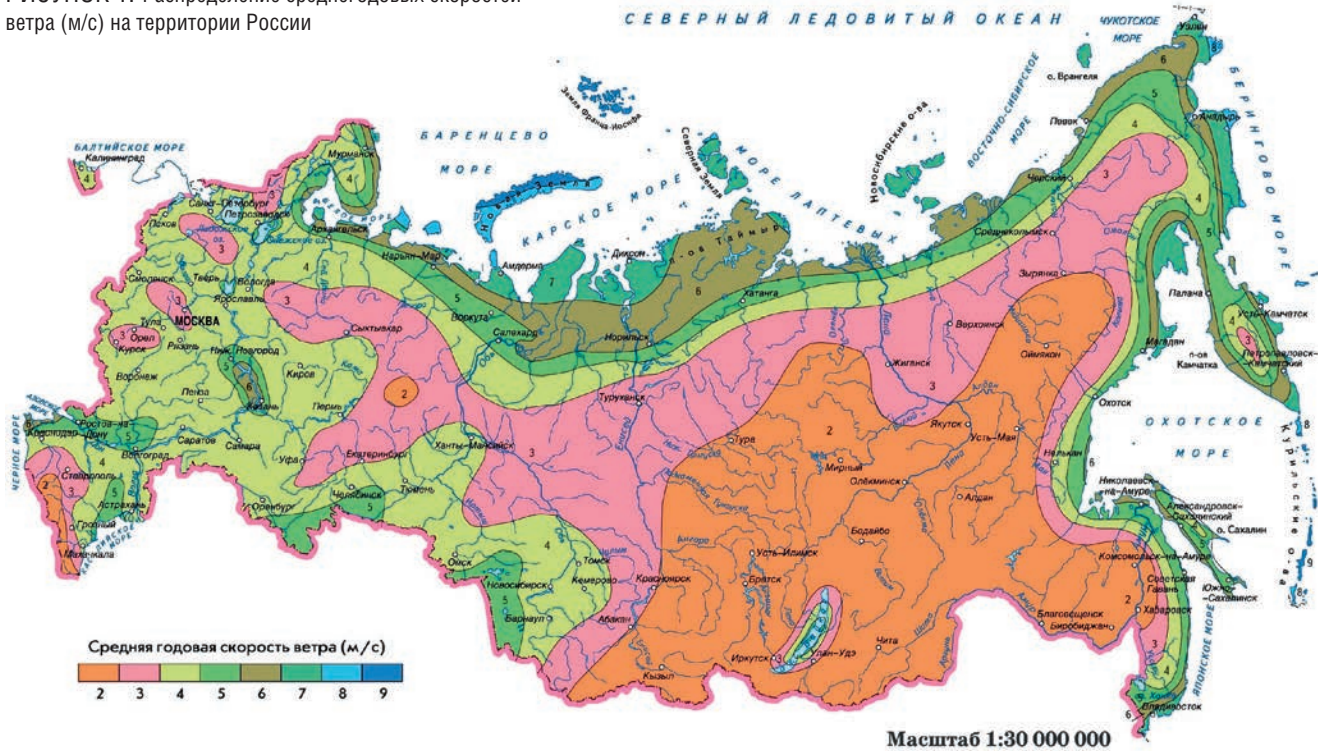
4,2 ТВт·ч (56 %) и планирует также развивать ветроэнергетику.

Экспертно снижение выбросов ПГ в Арктике за счет внедрения мероприятий НУР с использованием ВИЭ для нефтегазовых и производственных компаний, работающих в Арктике, на уровне 2050 года может составить до 50 %.

Северные регионы России отличаются экстремальными природно-климатическими условиями, низкой плотностью населения, удаленностью от основных промышленных центров, высокой ресурсоемкостью и зависимостью хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок топлива (северного завоза), продовольствия и товаров первой необходимости из других регионов страны. Энергоснабжение потребителей [2] осуществляется неэффективно работающими дизельными электростанциями, установленная мощность которых более 770 МВт, выработка электрической энергии около 1160 МВт·ч за год. Суммарный завоз дизельного топлива составляет более 350 тыс. тонн за год. Наносится значительный ущерб ранимой северной природе выбросами парниковых газов и продуктов сгорания топлива (около 1,0 млн т СО₂ экв, 80 тыс. т SO_x, 600 тыс. т NO_x), а также беспорядочным хранением бочек из-под топлива.

В то же время ресурсы возобновляемых источников энергии (прежде всего ветровой и солнечной) в этих регионах достаточно велики для экономически эффективного использования.

РИСУНОК 1. Распределение среднегодовых скоростей ветра (м/с) на территории России



На рис. 1 приведено распределение ветроэнергетических ресурсов (ВЭР) (м/с на высоте 10 м) для территории России, показывающий, что около 30 % ВЭР сконцентрировано на Дальнем Востоке, а более 35–40% – в арктической зоне европейской части России, Западной и Восточной Сибири. Хорошие условия для производства электроэнергии с помощью солнечных электростанций имеются в Забайкалье и Саха (Якутии). Эти территории характеризуются высоким приходом суммарной радиации не только в летний, но и в холодный период – особенно в феврале-марте, при сочетании большого прихода радиации, низкой температуры воздуха и снежного покрова. Удельная выработка электроэнергии в этих районах может достигать 180–220 кВт·ч/м² в год.

В нашей стране создание энергокомплексов, использующих установки возобновляемой энергетики (ВИЭ-ДЭС), позволяют экономить очень дорогое дальнепривозное дизельное топливо. Для решения этих проблем энергоснабжения в арктических, северных и дальневосточных регионах России реализуются

проекты энергокомплексов ВИЭ-ДЭС, позволяющие экономить дизельное топливо за счет использования ВИЭ. В таблице 3 приведены параметры некоторых энергокомплексов ВИЭ-ДЭС, построенных в России в последнее время. Учитывая наличие высокого ветропотенциала арктических территорий, модернизацию существующих ДЭС и развитие новых систем энергоснабжения в Арктике эффективно проводить путем создания модульных систем энергоснабжения на основе с адаптированными к российским климатическим условиям ветроэнергетическими установками (ВЭУ). Структурная схема такого энергокомплекса приведена на рис. 2.

- Принципы проектирования и создания таких систем энергоснабжения включают:
- использование оборудования модульного исполнения, адаптированного к местным природно-климатическим и логистическим условиям [3];
 - использование интеллектуальной системы преобразования, управления и распределения энергии (ИСПУРЭ) на основе активно-адаптивных связей, обеспечивающей максимизацию

- использования ВИЭ и высокий уровень замещения органического топлива [4];
- использование современных геоинформационных технологий для поддержки принятия проектных решений создания энергетических объектов в Арктике с базами достоверной природно-климатической информации, алгоритмами оценки ветроэнергетических ресурсов в месте размещения ЭК [5];
 - внедрение принципов цифрового проектирования ветроэнергетических установок и их элементов в составе энергетического комплекса для реальных природно-климатических условий территории в Арктической зоне РФ с использованием современных программных средств расчета и моделирования.

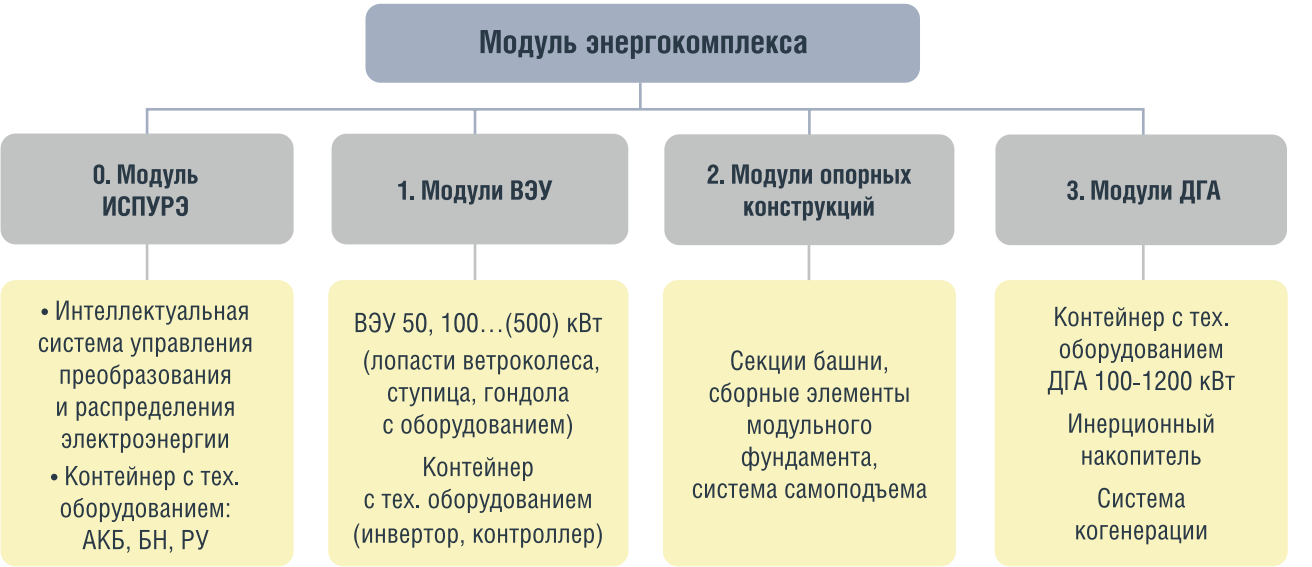
Ветроэлектрическая установка (ВЭУ) в составе ВДЭК является комплексом взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенным для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую энергию. Компонентно ВЭУ состоит из совокупности элементов модульного исполнения, включающего: ветроколесо, гондолу, башню, фундамент, систему самоподъема.

ТАБЛИЦА 3. Параметры энергокомплексов ВИЭ-ДЭС в России

Название ЭК	Год создания	Состав ЭК	Мощность ВИЭ, кВт	Мощность ДЭС, кВт	Емкость АС, кВт·ч	Уровень замещения дизельного топлива
ВДЭС Амдерма	2017	ВЭС - ДЭС	200	600	–	37 %
ВДЭС Полиметалл (Хабар. край)	2019	ВЭС - ДЭС	100	110	200	70 %
ВДЭС Тикси	2018	ВЭС - ДЭС	900	3000	1000	30 %
СДК Батагай (Якутия)	2016	СЭС - ДЭС	1000	1500	–	300 т/год
СДК Светлое (Маг. обл)	2018	СЭС - ДЭС	1004	1000	–	27 %
СДК Менза (Забайк. край)	2018	СЭС - ДЭС	120,0	400	320	40 %
АГЭК Табалах (Якутия)	2021	СЭС - ДЭС	450	600	100	20 %
АГЭК Верхоянск (Якутия)	2021	СЭС - ДЭС	1000	1680	1400	н/д
АГЭК Кубака (Магаданская обл.)	2022	СЭС - ДЭС	5000	3000	1400	н/д
АГЭК Снежное (Чукотка)	2021	СЭС - ДЭС	250	600	300	н/д
АГЭК Канчалан (Чукотка)	2022	СЭС - ДЭС	400	1300	400	30 %
АГЭК Хонуу (Якутия)	2022	СЭС + ДЭС	1500	3300	550	34,4 %
АГЭК Чумту-Кытыл (Якутия)	2022	СЭС + ДЭС	100	250	50	37,9 %
АГЭК Кулун-Елбют (Якутия)	2022	СЭС + ДЭС	100	250	50	37,9 %
АГЭК Сасыр (Якутия)	2022	СЭС + ДЭС	230	600	1000	33,5 %
АГЭК Улахан-Кюель	2022	СЭС + ДЭС	400	600	107	38 %
АГЭУ Марково (Чукотка)	2022	ДЭС + СЭС	800	2600	200	н/д
АГЭУ Мугур-Аксы (Тыва)	2019	ДЭС + СЭС	400	1200	473	н/д
АГЭУ Кызыл-Хая (Тыва)	2019	ДЭС + СЭС	150	450	240	н/д

Примечание: ВДЭС – ветродизельная электростанция, СДК – солнечно-дизельный комплекс, АГЭК – автоматизированный гибридный энергокомплекс, ВЭС – ветроэлектрическая электростанция, СЭС – солнечная электрическая станция.

РИСУНОК 2. Структурная схема модульного ветродизельного энергокомплекса (ВДЭК)



Учитывая сложные природно-климатические условия, сложную логистику доставки оборудования, все элементы должны иметь транспортно-весовые характеристики, обеспечивающие

перевозку в стандартных контейнерах, конструкции – иметь высокую заводскую готовность, используемые материалы должны надежно работать в арктических условиях, а монтаж должен

проводиться без применения тяжелой крановой техники. Важнейшим элементом ВЭУ является фундамент, который, в отличие от трудоемких бетонных работ, предлагается монтировать

РИСУНОК 3. Структурная схема энергоснабжения от ветродизельного энергокомплекса с ИСПУРЭ

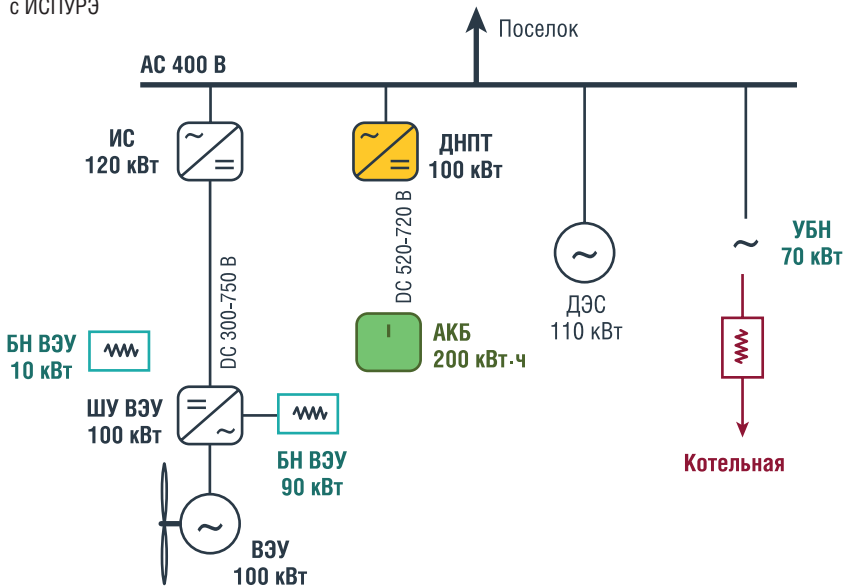
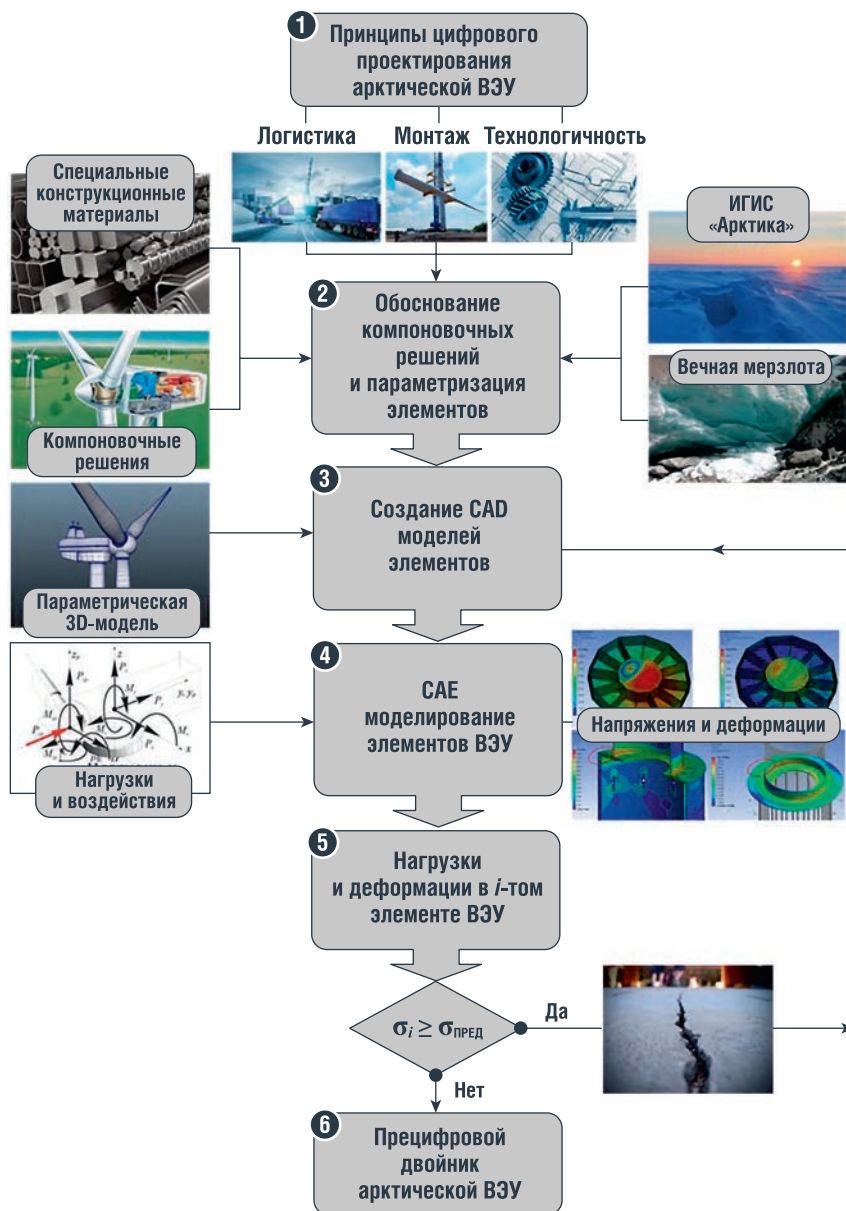


РИСУНОК 4. Блок-схема создания прецифрового двойника арктической ВЭУ 100 кВт



из изготавливаемых на заводе специальных модулей [8], доставлять к месту установки и монтировать на месте.

Таким образом, транспортно-логистическим требованиям для условий Арктики удовлетворяет ВЭУ мощностью до 100 кВт.

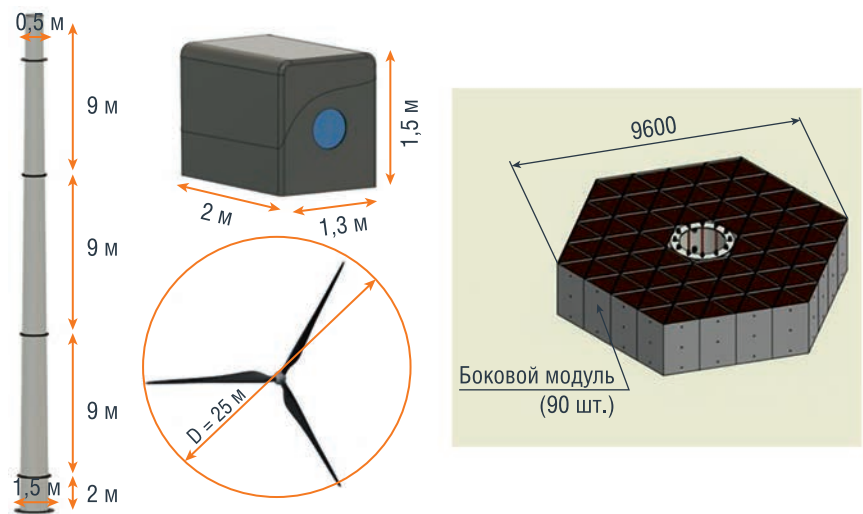
Для арктических ВДЭК необходима система управления, обеспечивающая высокую долю замещения дизельного топлива, поэтому использована интеллектуальная система преобразования, управления и распределения энергии (ИСПУРЭ), обеспечивающая возможность максимизации выработки энергии от ВЭУ за счет динамического перераспределения мощности между элементами энергокомплекса и, как следствие, минимизации расхода топлива (с возможностью полного отключения топливных источников электроэнергии в период достаточной мощности от ВЭУ) [6].

Цели создания ИСПУРЭ:

- в реальном времени максимизировать выработку энергии ВЭС и экономию топлива на ДЭС при покрытии требуемой нагрузки;
- обеспечение дистанционного мониторинга параметров и режимов работы ВДЭК;
- обеспечение интеллектуальной диспетчеризации работы оборудования и систем энергокомплекса с максимальной степенью автономности работы;
- наблюдение за состоянием оборудования, анализ статистики режимов работы ВДЭС и прогнозирование ветрового режима;
- планирование графика работы оборудования, технического обслуживания, оценки рисков и предупреждения аварийных ситуаций;
- адаптивность и круглосуточная поставка энергии, в том числе при выходе из строя части генерирующего оборудования (ДГУ или ВЭУ).

Аппаратно ИСПУРЭ состоит из трех силовых устройств динамического регулирования мощностей ВЭУ и ДЭС – ДНПТ (двунаправленный преобразователь тока),

РИСУНОК 5. Сформированные и оптимизированные элементы ВЭУ



УБН (управляемая балластная нагрузка) и АКБ (аккумуляторная батарея). Схема электроснабжения одного из поселков от ВДЭК с ИСПУРЭ приведена на рис. 3.

Для повышения качества проектной документации, надежности конструкции, энергетической, экономической, экологической эффективности модульных ВЭУ предлагается широкое использование методологии цифрового проектирования объекта для реальных природно-климатических условий территории в Арктической зоне РФ с использованием геоинформационных систем (ГИС), современных программных средств расчета и информационного моделирования. В результате использования таких принципов и технологий создается основа для формирования цифрового двойника объекта, методология и большой опыт создания которых накоплен в СПбПУ [10]. Блок-схема последовательности такого проектирования на примере создания прецифрового двойника арктической ВЭУ приведена на рис. 4.

В результате моделирования и расчетов формируются оптимизированные модели элементов конструкции модульной ВЭУ (рис. 5).

Модели элементов импортируются в формате STEP в ПО Autodesk Fusion 360, где производится сбор, визуализация и анимация модели ВЭУ применительно к конкретному месту размещения энергокомплекса.

Программы развития Арктики предполагают примерно удвоение мощности генерации и производства электроэнергии. Таким образом, потенциальный рынок модульных ВДЭК в арктических регионах с учетом внедрения на объектах нефтегазовых и производственных компаний, работающих на Севере, а также развития энергетической инфраструктуры Северного морского пути может составить от 4000 до 6000 модулей с ВЭУ 100 кВт. Экспертное снижение выбросов ПГ при 50% замещения дизельного топлива может составить более 1,0 млн т CO₂ экв.

Выводы

- Выбросы ПГ при добыче и транспортировке углеводородов мировыми и российскими нефтегазовыми компаниями составляют более 800 млн т CO₂ экв, в том числе более 100 млн т приходится на Арктическую зону РФ.
- Энергоснабжение потребителей в Арктике осуществляется неэффективно работающими дизельными электростанциями, наносится значительный ущерб ранимой северной природе вредными выбросами при сгорании топлива и парниковыми газами (около 1,0 млн т CO₂ экв).
- Учитывая наличие высокого ветропотенциала арктических территорий, необходимую модернизацию существующих ДЭС и строительство новых систем энергоснабжения эффективно проводить созданием модульных ветро-

дизельных энергокомплексов с интеллектуальной системой управления и модульными ВЭУ, обеспечивающих высокую долю замещения дизельного топлива (более 50%) с широким использованием цифровых технологий проектирования, моделирования и оптимизации.

Учитывая планы освоения Арктики и развитие энергетической инфраструктуры, экспертное снижение выбросов ПГ при внедрении модульных ВДЭС может составить более 1,0 млн т CO₂ экв. ●

Литература

1. 2-й оценочный доклад Росгидромета «Об изменениях климата и их последствиях на территории РФ». М. 2014.
2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. 3-е изд. доп. – СПб.: Изд. Политехн. Ун-та, 2016. – 424 с.
3. Elistratov, V.V., Panfilov, A.A., Konyshev, M.A., Denisov, R.S. The Application of Adapted Materials and Technologies to Create Energy Systems Based on Renewable Energy Sources under Harsh Climatic Conditions. – Applied Solar Energy 2018, 54(6), с. 472–476.
4. Elistratov, V.; Konishchev, M.; Denisov, R.; Bogun, I.; Grönman, A.; Turunen-Saaresti, T.; Lugo, A.J. Study of the Intelligent Control and Modes of the Arctic-Adapted Wind–Diesel Hybrid System. Energies 2021, 14, 4188. <https://doi.org/10.3390/en14144188>.
5. Елистратов В.В., Богун И.В., Конищев М.А., Касина В.И. Использование ГИС-технологий при проектировании ВДЭС в северных условиях. – С.О.К., № 10 (238), 2021, с. 66–71.
6. Елистратов В.В., Конищев М.А., Денисов Р.С., Богун И.В. Арктическая ветродизельная электростанция с интеллектуальной системой управления. – Электричество, № 2, 2022, с. 29–37.
7. V. Elistratov, R. Denisov, M. Konishchev. Reducing the Arctic carbon footprint through low-carbon technologies and wind power plants // AIP Conference Proceedings 2636, 050004 (2022); <https://doi.org/10.1063/5.0104405>.
8. Елистратов В.В., Панфилов А.А., Петров С.Г. Универсальный модульный фундамент арктической ветроэлектрической установки. – Патент на полезную модель № 207608, Дата регистрации в Федеральной службе по интеллектуальной собственности 03.11.2021.
9. Елистратов В.В. Ресурсы и технологии использования возобновляемых источников энергии: учеб. пособие (рус. и англ.) / Елистратов В.В., Богун И.В., Денисов Р.С., Кудряшева И.Г., Романов М.В. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 528 с.
10. Прохоров А., Лысачев М. Научный редактор профессор Боровков А. Цифровой двойник. Анализ, тренды, мировой опыт. Издание первое, исправленное и дополненное. – М.: ООО «АльянсПринт», 2020. – 401 с.

KEYWORDS: climate change, greenhouse gas emissions, Arctic zone of the Russian Federation, renewable energy sources, modular wind power plant, high proportion of diesel fuel replacement.

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

как основа обеспечения национальной и энергетической безопасности

АВТОР РАССМАТРИВАЕТ ВОПРОСЫ НЕОБХОДИМОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАК ЗНАЧИМОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОСУДАРСТВА, СОЗДАНИЯ ПРАВОВОЙ ПЛАТФОРМЫ, ОТСТАИВАЮЩЕЙ ИНТЕРЕСЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ. ПОКАЗАНА ЗНАЧИМОСТЬ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВОЕННО-ПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА, ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБОРОНОСПОСОБНОСТИ, ЗАЩИТЫ ПОЛИТИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ГОСУДАРСТВА. СДЕЛАН ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НАЦИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

IN ARTICLE ARE RESEARCHING THE NEED TO IMPROVE THE INSTITUTIONAL PROVISION OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX AS A SIGNIFICANT COMPONENT OF THE NATIONAL AND ENERGY SUSTAINABILITY OF THE COUNTRY, THE CREATION OF A LAW PLATFORM DEFENDING THE INTERESTS OF CONSUMERS OF FUEL AND ENERGY RESOURCES. IT'S SHOWN THE IMPORTANCE OF UNINTERRUPTED ENERGY SUPPLY FOR THE FUNCTIONING OF THE MILITARY-INDUSTRIAL COMPLEX, ENSURING DEFENSE CAPABILITY, PROTECTING THE POLITICAL AND ECONOMIC SOVEREIGNTY OF THE COUNTRY. IT WAS CONCLUDED THAT IT IS NECESSARY TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE STATE ENERGY POLICY TO ENSURE THE ECONOMICALLY SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE NATIONAL OIL AND GAS COMPLEX

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, военно-промышленный комплекс, экономически устойчивое развитие, институционализм, национальная безопасность, энергетическая безопасность.

**Трофимов
Сергей Евгеньевич**
профессор Академии
военных наук,
эксперт Совета по развитию
цифровой экономики
Совета Федерации ФС РФ,
к.э.н.

Механизм государственного регулирования предусматривает создание и совершенствование экономических институтов, в том числе в топливно-энергетической сфере. С одной стороны, этого требуют объективные реалии, с другой – современное состояние ведущих западных промышленно развитых экономик, которые обеспечивают нестабильное равновесие на мировом нефтегазовом рынке, а также способствуют усилению позиций крупнейших компаний. Большинство таких компаний в России являются вертикально интегрированными корпорациями, осуществляющими свою практическую деятельность в топливно-энергетическом секторе.

Размеры подобных вертикально интегрированных структур с позиции институционализма предполагают отраслевое регулирование на правительственном уровне, благодаря которому должны снижаться издержки производства, расти объемы государственных заказов, а также возрастать платежеспособность населения, что чрезвычайно важно для достижения стабильного экономического роста. Такая ситуация предполагает регулирование совокупного потребительского спроса. В частности, жители страны должны обладать необходимыми финансовыми ресурсами не только для покупки нужного автомобиля, но и для его обслуживания, ремонта, заправки топливом определенной торговой марки и т.п.

УДК 338.45:622 (075.4)



Регулирование экономики представляет собой сложный механизм, затрагивающий все отрасли и сферы человеческой деятельности. Стабильность вектора развития страны дает уверенность участникам хозяйственной деятельности в дальнейшем институциональном совершенствовании элементов механизма государственного регулирования, направленного на улучшение условий для жизни людей и ведения бизнеса. Доверие населения к избранному правительственному курсу закладывает фундамент для успешной реализации намеченных планов социально-экономического развития страны, в том числе в энергетической сфере.

Несмотря на комплексность и масштабность задач, стоящих перед отраслевым государственным регулированием, действия правительства РФ должны быть предсказуемы и конкретны. Повышение качества государственного регулирования отечественного НГК напрямую взаимосвязано с увеличением отдачи от использования энергетического потенциала, составляющего основу российской экономики. Нивелирование амплитуды колебаний экзогенных и эндогенных потрясений задает определенный вектор стабильного развития НГК, позволяющий находить пути решения большинства возникающих внутриэкономических вопросов. Сбои и недочеты в механизме функционирования НГК должны корректироваться в первую очередь институциональными средствами за счет государственных

нормативных актов и программ развития, заключенных международных договоров с различными странами и энергетическими организациями, в частности с ОПЕК.

Необходимость структурных изменений в экономике России, направленных на укрепление позиций отечественных предприятий, невозможна без решения стратегических задач по выводу НГК на качественно новый высокоэффективный этап развития, чему способствует благоприятная институциональная среда. В свою очередь, будучи двуединым процессом, в качестве обратных связей отечественные предприятия топливно-энергетического комплекса повышают стабильность и устойчивость внутренней институциональной среды к постоянно возникающим вызовам и внешним угрозам.

Благоприятная институциональная среда в нефтегазовой сфере придает дополнительный импульс процессу бесперебойного снабжения населения углеводородным продуктом при относительно невысокой чистой прибыли компаний, благодаря чему российский потребитель получает право на покупку продукции по более низким ценам по сравнению со странами ЕС или Северной Америки. В данном случае задача правительства РФ сводится к недопущению углеводородного дефицита, даже в условиях возможных чрезвычайных ситуаций, а также к сохранению окружающей среды в районах добычи и транспортировки. Это обусловлено

тем, что институционализм предполагает тесную взаимосвязь всех элементов экономической системы с окружающей человека действительностью. Так, у многих жителей Иркутской области остался в памяти 2006 г., когда ОАО «АК Транснефть» планировала осуществить маршрут строительства магистрального нефтепровода высокого давления «Восточная Сибирь – Тихий океан» по дну Байкала, который входит в список всемирного природного наследия ЮНЕСКО и содержит 80 % российских запасов пресной воды. Под давлением общественности планы строительства нефтепровода меняли дважды: сначала – вдоль берега, а впоследствии он был передвинут севернее на 40 км от береговой линии Байкала.

Вопрос о размерах влияния федерального центра на крупнейших игроков нефтегазового рынка с точки зрения решения собственных внутригосударственных задач не имеет однозначного ответа. НГК как системообразующая отрасль в настоящий момент представляет собой сложный симбиоз взаимодействия отдельных ведомств и крупного капитала, в результате чего эффективность принимаемых управленческих решений не всегда может соответствовать условиям институциональной среды. Так, экономический эффект централизованного регулирования НГК значительно ослабевает при недостаточном внимании государства к развитию транспортной и социальной инфраструктуры, позволяющих существенно сократить затраты предприятий, увеличить оборот капитала, а значит, и повысить общую выручку. Это особенно важно для труднодоступных районов Сибири и Дальнего Востока, чрезвычайно богатых полезными ископаемыми и энергетическими ресурсами.

Вариативность институциональных методов, форм и инструментов государственного регулирования НГК заставляет правительство РФ не только искать их оптимальное сочетание, но и заниматься поиском новых возможностей повысить эффективность функционирования энергетического сектора страны. Учитывая стандартизацию отдельных законодательных требований в соответствии с мировой практикой, следует

подчеркнуть, что излишние забюрократизированные нормативно-правовые барьеры являются фактором, сдерживающим устойчивое развитие НГК. Однако это не исключает возможность внесения изменений в нормативные акты, регламентирующие стандарты качества конечной продукции и технологические требования к производителям. А наличие конкурентной среды, предполагающей равный доступ к административным и природным ресурсам, будет способствовать созданию благоприятных условий для ведения бизнеса.

Качество государственного регулирования НГК определяется экономическим эффектом от принимаемых правительственных решений. Взвешенные институциональные действия по стабилизации и развитию энергетического комплекса, особенно в кризисный период, позволяют избежать системных ошибок и направлены на совершенствование механизма функционирования нефтедобывающего сектора страны. Положительная экономическая динамика должна быть обусловлена не только благоприятным ценовым фактором мирового нефтегазового рынка, позволяющим осуществлять высокочрезвычайные инвестиционные проекты в различные сферы хозяйства, например в строительство Крымского моста, но и конкретным централизованным влиянием на национальный НГК, повышающим эффективность его функционирования на всех уровнях. Следует учитывать и необходимость определенной «прозрачности» работы отечественного энергетического сектора для населения РФ, которая укрепит доверие людей к институтам государственной власти и проводимой экономической политике, а также для потенциальных отечественных и зарубежных инвесторов, особенно в условиях продолжающейся санкционной политики со стороны ряда западных стран.

Кроме того, государственная поддержка проектов частной предпринимательской инициативы, в т.ч. в нефтегазовой сфере, способна внести значимый инновационный вклад в оптимизацию отраслевого механизма функционирования. Институциональное содействие стартапам, направленным

на модернизацию национального производства, обеспечит переход на качественно новый уровень социально-экономического развития России. Такая экономическая политика будет способствовать также возвращению отечественного капитала, вывезенного за рубеж в конце XX – начале XXI вв. Деофшоризация экономики, проводимая в России в рамках действия Федерального закона «Об амнистии капиталов», как его широко анонсировали в СМИ, дальнейшие институциональные преобразования являются важным вектором в развитии экономики Российской Федерации, включая НГК, что позитивно скажется на динамике национальных макроэкономических показателей.

Первоочередные задачи НГК, как основного источника доходов федерального бюджета страны, состоят в обеспечении энергетической безопасности России, формировании бесперебойно функционирующей экономики, обеспечивающей устойчивый экономический рост и уровень жизни населения

Вопрос качества отраслевого централизованного регулирования напрямую связан с правовыми рамками, обеспечивающими стабильность функционирования НГК, следование четко выстроенной стратегии развития, отсутствие противоречий между различными законодательными и нормативными документами. Инвесторы должны быть уверены в сохранности капиталовложений и защите прав собственности. Однако эффективность экономических преобразований целесообразно определять не только ростом объемов производства и притока капитала в отрасль, но и улучшением институциональной среды и повышением уровня жизни населения РФ. В свою очередь, ресурсные возможности НГК необходимо в полной мере задействовать для усиления экономической мощи государства, увеличения числа рабочих мест, проведения структурной перестройки экономики и социальных преобразований. А растущие мировые цены на энергоносители дают право и государству, и нефтегазовым компаниям воспользоваться предоставленным конкурентным преимуществом и

решать накопившиеся за время последнего экономического кризиса внутрисистемные вопросы.

Государство, прежде всего в лице правительства РФ и прочих исполнительных органов власти, должно нести полную ответственность за избранный экономический курс, способы его реализации и конечные результаты деятельности.

Население страны должно с доверием относиться к принимаемым централизованным решениям, что предполагает их открытость и обязательное ознакомление жителей с итогами работы как экономики в целом, так и ее отдельных отраслей в частности. Для НГК такая открытость

возможна различными способами, в том числе путем издания официальной ежегодно публикуемой информации с общедоступными и не относящимися к секретным данными: объемы производства, планируемые действия по газификации населенных пунктов, преференции для населения, заключение контрактов, внутренняя ценовая политика и т.д.

Если рассматривать практическую составляющую, то в прагматичном государственном регулировании нуждаются и сами нефтегазовые компании. В большей степени это относится к созданным относительно недавно и занимающим незначительный сегмент углеводородного рынка предприятиям. В меньшей – к сформировавшимся крупным отраслевым игрокам, способным внедрять наиболее современные достижения научно-технического прогресса и вкладывать значительные финансовые ресурсы в перспективные инвестиционные проекты.

Современные тенденции российской экономики показывают, что нефтегазовый комплекс, ставший, по мнению некоторых ученых, «дойной

коровой» федерального бюджета, не в полной мере справляется с ростом государственных расходов.

Их секвестирование, начавшееся в 2015 – 2017 гг., обусловленное не только падением мировых цен на энергоносители, но и влиянием внешнеполитических факторов, вызывает неоднозначную реакцию в обществе, так как населению достаточно сложно привыкнуть к сокращению государственных расходов на социальную сферу. Первоочередные задачи НГК как основного источника доходов федерального бюджета страны состоят в обеспечении энергетической безопасности России, в формировании бесперебойно функционирующей экономики, обеспечивающей устойчивый экономический рост и уровень жизни населения, в выполнении международных договоров.

Международные торгово-экономические отношения между государствами должны проходить в рамках сотрудничества путем подписания взаимовыгодных контрактов. В условиях глобализации рынков, в т.ч. энергетического, признаки стагнации экономической системы в отдельно взятом локальном регионе вполне могут распространиться за его пределы. В результате снижения общественного спроса на выпускаемую продукцию может оказаться весьма значительным и затронуть мировую экономику в целом.

Современная глобальная экономика с ее чрезвычайно раздутым финансовым сектором ориентирована на стратегические интересы не только отдельных государств, но и на крупнейшие транснациональные корпорации, которые пытаются диктовать свою волю правительству. К числу таких корпораций относятся нефтегазовые компании, банки, корпорации, выпускающие синтетические материалы, бытовую химию, продукты питания, удобрения и т.д. Основным импортером в области нефти и газа являются США, чья экономика значительно зависит от конъюнктуры на внешнем энергетическом рынке. Соответственно, потребительский спрос может существенно скорректироваться в связи с выпуском на рынок новых или сокращения объема производства традиционных товаров.

Стабильный рост расходной части бюджета, с которым связано устойчивое развитие любой страны, в нефтегазовых государствах происходит преимущественно за счет экстенсивного увеличения добычи углеводородного сырья. В условиях современной ценовой динамики и внешнеэкономической конъюнктуры экспорт переработанных нефтегазовых ресурсов обеспечивает незначительные темпы роста, что, несмотря на начавшуюся структурную перестройку производства, и продемонстрировала экономика России в 2017–2020 гг., когда данный показатель составлял в среднем около 2 %.

В период кризисных явлений, в том числе вызванных западной санкционной политикой в отношении РФ, государственное регулирование призвано стабилизировать экономическую ситуацию в стране, а в некоторых случаях – придать дополнительный импульс развитию военно-промышленного комплекса в качестве фактора, позволяющего снизить политические риски. И здесь напрямую прослеживается связь ВПК с нефтегазовой отраслью. Сложная международная обстановка требует охраны стратегически значимых нефтегазовых ресурсов, особенно в Арктической зоне, благодаря которым на протяжении

Стратегическое значение нефтегазовой отрасли в обеспечении национальной и энергетической безопасности предполагает совершенствование государственного регулирования НГК, являющегося составной частью механизма государственного регулирования экономики

длительного периода времени Россия будет считаться крупнейшей энергетической державой и успешно конкурировать с ведущими мировыми экономиками, что предполагает существенные расходы на оборону. С исторической точки зрения только в последние два десятилетия произошло несколько крупных военных конфликтов, особенно на Ближнем Востоке (Ирак, Ливия, Йемен, Сирия и ряд других стран) в основе которых лежит стремление установить контроль над крупными месторождениями.

В России с ее колоссальными природными богатствами защита политического и экономического

суверенитета в институциональном аспекте рассматривается через призму укрепления обороноспособности страны, модернизации ее вооруженных сил, что является чрезвычайно важным фактором отстаивания национальных интересов, в том числе в нефтегазовой сфере.

Опыт американской системы защиты национальных интересов наглядно показал, что благодаря крупным государственным расходам на оборону, которые еще в 2017 г. достигли рекордной отметки в 622 млрд долл.¹, а на 2023 г. достигли рекордной отметки в 858 млрд долл., можно успешно контролировать не только политические режимы отдельных стран, но и их экономику, в том числе значительное количество нефтегазовых потоков по всему миру.

Стратегическое значение нефтегазовой отрасли в обеспечении энергетической безопасности РФ предполагает совершенствование механизма регулирования НГК, являющегося составной частью всего экономического механизма, и опосредованно затрагивающего все сферы человеческой жизни. Помимо высококвалифицированного и компетентного кадрового состава для функционирования

энергетического сектора страны необходимо институциональное разграничение обязанностей между государством и отраслью: если федеральный центр обеспечивает стабильный приток доходов в бюджетную систему, то в отраслях – столь же эффективно должны расходоваться выделяемые и зарабатываемые денежные средства. Поэтому развитие двусторонних каналов связей

¹ Реальное соотношение военных бюджетов США и России [Электронный ресурс]: Русская политика. – Режим доступа: <http://ruspolitica.ru/post/realnoe-sootnoshenie-voennyih-byudzhetov-ssha-i-rossii/> (дата обращения: 1 нояб. 2021).

между государственными органами и бизнесом будет способствовать оздоровлению российской экономики и благоприятствовать улучшению деловых отношений, в том числе с зарубежными партнерами.

Своеобразным индикатором данного процесса является повышение уровня жизни населения России за счет улучшения качества регулирования социальной сферы. Неэффективные и нецелевые расходы становятся своего рода дестабилизирующим экономическим фактором, сказывающимся, в частности, и на индивидуальных налоговых поступлениях. Налоги, собираемые с населения, поступают в бюджет в больших размерах в период повышательной фазы цикла и благоприятного социального климата. С другой стороны, они сокращаются, иногда весьма существенно, в период понижательной фазы и роста социальной напряженности в обществе.

Покупательная способность потребителей, т.е. уровень заработной платы в совокупности с рентой, капитализированным процентом и прочими доходами, находится в прямой зависимости от институционального изменения налоговой составляющей, а значит, и всех доходов консолидированного бюджета страны. Если доходы бюджета увеличиваются, то обычно прибыли ведущих корпораций растут в большей степени, чем доходы населения, а следовательно, вновь происходит рост налоговых поступлений в бюджеты всех уровней. Данная ситуация возможна при условии, что в структуре бюджетных доходов налоги занимают существенную долю, а также если институциональная роль государства в осуществлении экономической деятельности

значительна. Таким образом, стабилизация экономических и политических факторов увеличивает занятость, снижает безработицу на рынке труда, благоприятствует повышению доходов населения страны.

Отечественный НГК в силу высоких окладов относится к отраслям, где нет дефицита рабочей силы, как занятых непосредственно на нефтегазовых месторождениях, так и управленческого персонала. Здесь необходимо учитывать, что работа в нефтегазовом секторе экономики далека от идеальных условий, так как часто осуществляется в местах с суровым климатом, при фактически ненормированном рабочем дне, в удалении от семьи и культурных центров, особенно у вахтовиков. В условиях медленного, но неуклонного роста цен на углеводородный продукт на внутреннем рынке энергетические корпорации имеют возможность фактически монополизировать прибыли и соответственно повышать размеры окладов и других денежных выплат своим сотрудникам.

Высокая заработная плата нефтяников и газовиков служит важным внутриотраслевым мотивирующим фактором. Однако она играет также дестабилизирующую роль в элементе ценообразования для отечественных потребителей в целом на продукцию топливно-энергетического сектора экономики. Вследствие значительного спроса на нефтепродукты высокая заработная плата, бонусы топ-менеджеров и дивиденды акционеров зачастую ложатся на конечного потребителя, что является одной из причин превышения внутренних российских цен на углеводороды над средними по отдельным нефтедобывающим странам, прежде всего Ближнего Востока. Благодаря этой особенности крупные вертикально

интегрированные энергетические компании усиливают свое влияние на рынке. Стабильный спрос в условиях жесткой эластичности цен на углеводородный продукт и относительно слабой работы соответствующих государственных институтов, позволяет придерживаться избранной поведенческой и ценовой стратегии. Это приводит к тому, что и при падении мировых цен на нефть, и при их росте цены на бензин и дизельное топливо в России только повышаются, т.е. действует своеобразный эффект храповика, что с научной точки зрения не поддается никакому логическому объяснению.

Стоит отметить, что деятельность таких государственных институтов как Федеральная антимонопольная служба РФ, Счетная палата РФ, Контрольно-ревизионное управление при Министерстве финансов РФ, Федеральная налоговая служба и др. в отношении внутреннего ценообразования на энергетический продукт, а также в отношении эффективности расходов бюджета бюджетных ресурсов, средств Резервного фонда и ФНБ вызывает вполне обоснованные вопросы у населения в плане осуществления возложенных на них функций. Однако здесь интереснее другое: несмотря на обвальное падение мировых цен на нефть в 2018–2021 гг., произошло укрепление позиций самих нефтегазовых компаний и стабилизировалось их положение в структуре российской экономики, что свидетельствует об усилении монополизации в отечественном НГК.

Менеджмент в нефтегазовом секторе экономики в основном ориентирован на максимизацию прибыли от сложившейся конъюнктуры, а значит, зависимость между заработной платой и ценообразованием является высококоррелируемой в период повышательной фазы цикла. Если речь идет о крупных компаниях с государственным участием, например ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», то поступление дополнительных нефтегазовых доходов происходит за счет потребительского сектора и заключенных внешнеторговых сделок. В относительно небольших частных структурах, занятых разработкой малых месторождений и в основном ориентированных на локальные рынки, собственники

и акционеры, как правило, не имеют дохода от экспортных операций, но тем не менее получают прибыли выше среднерыночных. Последующее повышение трудовых доходов не означает соразмерное увеличение выручки предприятий, соответственно, может наблюдаться отрицательная динамика в отношении уровня дивидендных выплат.

Правительство РФ не заинтересовано в конфликтах между корпорациями и сотрудниками, затрагивающих внутреннюю среду фирм. Это может послужить серьезным институциональным препятствием на пути достижения государственных и корпоративных интересов и снизит эффективность функционирования как отрасли, так и экономики страны в целом. В частности, повышение цен на энергоносители на внутреннем рынке служит побудительным мотивом к обоснованным требованиям работников об увеличении заработной платы, включая сопряженные сферы, например в нефтехимической промышленности или в сфере автомобильных пассажирских и грузовых перевозок, что способно спровоцировать усиление инфляции.

При высоком спросе на выпускаемую продукцию антиинфляционное регулирование может осуществляться более эффективно, чем только повышение окладов рабочим и управляющему персоналу, в том числе работникам нефтегазовой сферы. В этом случае внимание целесообразно переключить на исполнение трудового законодательства и усиление влияния государственного регулирования применительно к ценообразованию на углеводородный продукт на внутреннем рынке. Так, снижение цен на отдельные энергоносители, в первую очередь на бензин, позволит неэнергетическим предприятиям сократить издержки на 1 рубль выпускаемой продукции либо выплачивать более высокие дивиденды акционерам, а населению – повысить покупательную способность, т.е. собственные сбережения и инвестиции. Для нефтегазовых же компаний такая политика обеспечит сохранение их структуры и доли в энергетическом сегменте рынка.

Ценообразование в нефтегазовом секторе должно исключать возможность сговора между

крупнейшими компаниями, так как это в значительной мере влияет на изменение цен в остальных секторах, инфляцию в стране и амплитуду спроса. Поэтому для нефтегазовых компаний, обеспечивающих энергетическую безопасность России, необходимо динамичное устойчивое развитие и постоянный социально-экономический и политический мониторинг. Крупнейшие предприятия с институциональной точки зрения заинтересованы в стабильности внешней и внутренней среды и реализации собственных перспективных проектов, поскольку изменение текущего распределения политических сил может поставить под угрозу безопасность их функционирования.

Зачастую руководители нефтегазовых компаний считают государственное регулирование вынужденной мерой в период экономического кризиса или падения цен на углеводороды на мировом энергетическом рынке, а в остальное время, по их мнению, происходит нарушение принципа свободного предпринимательства «laissez-faire». Вся история нефтегазовой отрасли показывает пример постоянного поиска компромиссных решений между государством и нефтегазовыми компаниями. Дж. Ю. Стиглиц, рассуждая о причинах глобального финансово-экономического кризиса 2008–2009 гг., отмечал: «Трудности усугубляются тем, что многие развивающиеся страны взяли на себя определенные обязательства, присоединившись к соглашениям о свободной торговле, двусторонним инвестиционным соглашениям и Всемирной торговой организации (ВТО), которые сделали священную корову из политики рыночного фундаментализма, а это еще больше ограничило их способность регулировать финансовые институты и механизмы, управлять потоком капиталов и защищать себя от последствий протекционизма на финансовых рынках». Утрата экономической независимости стала бы для данных компаний крупным просчетом в собственной политике.

Состояние современного российского рынка нефтепродуктов далеко от условий цивилизованных рыночных отношений и конкурентного ценообразования. В конечном счете государственное регулирование должно быть направлено на удовлетворение

интересов населения России, а не только отдельных вертикально интегрированных структур. Вместо выполнения возложенных на регулирующие государственные органы действенных полномочий они зачастую становятся ключевым средством для решения возникающих внутриотраслевых вопросов, которые на общем фоне внутренней деловой среды выглядят как сращивание интересов государства и крупного бизнеса, не позволяющее конкурировать на равных другим игрокам.

На протяжении длительного периода времени государство во главу угла ставило увеличение доходов консолидированного бюджета страны за счет экстенсивного роста добычи отечественных нефтегазовых ресурсов. Российская институциональная модель государственного регулирования НГК в совокупности со специфичным предпринимательским климатом кажется зарубежным инвесторам неэффективной и не слишком понятной стороннему наблюдателю, а действующие регулируемые федеральным центром внутренние цены на энергоносители можно признать стабильными лишь с определенной долей условности.

Существовавшая до середины 2014 г. сырьевая модель развития отечественной экономики за счет внешней конъюнктуры позволяла добиваться определенного роста, осуществлять все социальные обязательства, снижать безработицу и уровень инфляции, увеличивать денежные доходы населения и т.д. Переход от сырьевой модели развития к модели страны с энерго-индустриальным статусом, сопровождающийся институциональными изменениями, затронувшими практически все стороны общественной жизни, оказался весьма сложным и на первом этапе привел к снижению реальных доходов и уровня жизни населения. Пол Крагмен считает, что «производительность – это далеко не все, однако в длительном периоде – она почти все. Возможности страны в плане долгосрочного повышения уровня жизни своих граждан почти исключительно зависят от ее способности добиваться увеличения выпуска в расчете на одного работника».

В силу ограниченности полезных ископаемых рост производительности труда имеет чрезвычайно актуальное



стратегическое значение и будет способствовать в гораздо больших масштабах развитию государства. Еще представитель английской классической школы политической экономии Дж.С. Милль в начале эпохи становления нефтяной отрасли отмечал: «Там, где сама вода находится в изобилии, тем не менее энергия воды, т.е. падающая с высоты вода, применимая по своей механической силе для нужд промышленности, может оказаться весьма недостаточной по сравнению с тем, чем могли бы воспользоваться люди, если бы этой энергии было больше. Количество угля, металлических руд и других полезных материалов, извлекаемых из недр земли, еще более ограничено, чем количество земли. Они встречаются только в определенных местах, и запасы их могут истощаться, хотя в каком-либо данном районе в данное время количество их далеко превосходит возможности текущего использования, даже если они могут быть получены даром».

В период с 2018–2021 гг., когда мировые цены на нефть показали резко отрицательную динамику, российская экономика благодаря институциональным изменениям в форме заранее созданной финансовой подушки безопасности в виде Резервного фонда и Фонда национального благосостояния и прагматичному государственному регулированию смогла перенести этот этап, несмотря на незначительный спад, относительно безболезненно. Удалось не повторить ошибок прошлого, когда обвальное снижение цены на нефть после 1985 г. послужило одной из главных причин развала СССР, а в 1998 г. аналогичная ситуация привела уже к дефолту российской экономики.

История в этом вопросе преподнесла жестокие уроки не только отечественной экономике. Первоначально была выявлена неприемлемость кейнсианской модели регулирования в условиях экономического кризиса 1970-х гг. Тогда ситуацию усугубили происходившие драматические изменения на мировом нефтяном рынке, когда спрос догонял предложение, а сокращение инвестиций, обусловленное сырьевой моделью развития, низкими ценами и невысокими темпами открытия новых месторождений, способствовало

существенному росту зависимости от ближневосточной нефти, которая на тот момент удовлетворяла практически две трети мирового потребления.

Представляется вполне естественным, что резкое повышение цены на углеводородное сырье может оказать сильное влияние на темпы развития ряда нефтедобывающих экономик, а для некоторых из них, главным образом импортирующих в значительных объемах энергоносители, – иметь стагфляционные последствия. Нефтяное эмбарго, введенное в 1973 г. рядом арабских стран и заключавшееся в пятипроцентном ежемесячном сокращении добычи нефти и прекращении ее экспорта в США и ряд других стран, сыграло значительную роль на международной политической и экономической арене. Следствием спровоцированного странами-экспортерами кризиса явились повышение цен на сырую нефть марки «Arabian light» с 2,9 до 11,65 долл./барр. в декабре 1973 г. и изменение геополитической обстановки на Ближнем Востоке и в мире.

Развитие отечественного НГК должно проходить без серьезных структурных перекосов в рамках направлений, заданных стратегическими и программно-целевыми документами

В отдельные периоды ценообразование на мировом нефтегазовом рынке определяется преимущественно политическими мотивами, в то время как ввод в эксплуатацию новых крупных месторождений и иные факторы ценовой конкуренции оказывают незначительное воздействие. В результате корпорации могут объяснить рост цен компенсацией за потерянные прибыли. В остальное время удорожание углеводородного продукта может происходить в связи с повышением уровня потребления населением выпускаемого товара и увеличением финансовых затрат для его удовлетворения.

Стабильность политической обстановки в условиях трансформации мировых финансово-экономических отношений является определяющим фактором в ценообразовании в нефтегазовой сфере.

Устойчивость цен на внутреннем рынке, скорректированная на незначительную инфляцию, благоприятствует проведению государственной политики, направленной на стабилизацию экономической обстановки. Выявление истинных причин инфляции позволит наиболее точно спрогнозировать объемы добычи нефти и газа в России, а верный прогноз цены на мировом рынке и заключение выгодных международных контрактов – максимизировать доходную часть федерального бюджета. Средства Резервного фонда и ФНБ необходимо направлять на покрытие бюджетного дефицита, а также эффективно инвестировать в различные отрасли внутри страны, в частности на улучшение социальной и производственной инфраструктуры в Сибири и на Дальнем Востоке.

Наблюдающийся с 2021 г. повышение мировых цен на нефть, а также начавшийся в России экономический рост способствуют укреплению девальвированной еще в 2014–2015 гг. национальной денежной единицы. Ее стабильность,

помимо положительного эффекта по оздоровлению макроэкономической ситуации в стране в целом, позволяет делать более точные прогнозные оценки относительно спроса на продукцию НГК, повышать результативность менеджмента корпораций, а также заключать взаимовыгодные международные соглашения.

С другой стороны, ужесточение регулирования со стороны государства ценообразования на углеводородный продукт позволит крупным энергетическим компаниям в меньшей степени пользоваться своим доминирующим положением на внутреннем рынке. Тем самым сокращается влияние монополий, а нефтегазовые компании будут вынуждены совершенствовать технологии, повышать эффективность управления и расширять свое производство. В результате в НГК будут снижаться

издержки при добыче, переработке и транспортировке углеводородов, а также произойдет увеличение объемов выпускаемой продукции при неизменном количестве первоначального сырья. Подобная интенсификация энергетического сектора самым благоприятным образом скажется не только на НГК, но и на экономике Российской Федерации в целом, поскольку интенсификация производства представляет собой ключевой момент в повышении инновационности всей хозяйственной системы.

Институциональные аспекты государственного регулирования НГК непосредственно касаются и экологической сферы. Посредством принятия соответствующих законодательных актов и нормативных документов можно добиться сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу, внедрения новых способов очистки нефти и т.д., что в конечном счете направлено на создание здоровой среды обитания населения России. В целом институциональное ориентирование государства на общечеловеческие ценности, в том числе в такой важнейшей сфере, как экология, будет способствовать достижению лучших результатов, чем прямые переговоры с руководителями предприятий о вредных выбросах.

Важным государственным природоохранным направлением должно стать повышение ответственности за изношенность оборудования в НГК. Многочисленные катастрофы на нефте- и газопроводах, приведшие к многомиллиардным ущербам, а иногда и к человеческим жертвам, превращают это направление для крупнейших добывающих компаний в одно из стратегически значимых. Помимо экологических издержек, изношенность оборудования отпугивает потенциальных иностранных инвесторов, которые в целях снижения рисков предпочитают вкладывать капитал в сектора экономики с современными производственными фондами. Технический и технологический уровень НГК должен быть конкурентоспособным по сравнению с ведущими нефтедобывающими странами, что дает возможность в полной мере реализовать отечественный природный и промышленно-производственный потенциал.

Государственное регулирование должно определять порядок доступа иностранного капитала к разведке и разработке нефтегазовых месторождений на территории РФ, континентальном шельфе и в приграничных арктических водах. На уровне обеих палат парламента должны быть тщательным образом доработаны и приведены в исполнение законные и нормативные акты, касающиеся вопросов участия зарубежных нефтегазовых компаний в освоении углеводородных месторождений в российской зоне ответственности. Подписание взаимовыгодных международных контрактов позволит не только решать финансовые вопросы, но и увеличит загрузку существующих производственных мощностей. Сбалансированный институциональный подход по стимулированию энергетического производства, защите отечественных и иностранных инвестиций, внедрению новейших технологий даст толчок к устойчивому росту основных макроэкономических показателей.

Государственное регулирование предполагает расширение предпринимательской активности и улучшение инвестиционного климата. Благоприятная институциональная среда повышает надежность поставок энергоносителей на внутренний и внешний рынки. При этом важна согласованность действий различных уровней всех ветвей власти: взаимодействие функций и устранение противоречий между государством и корпоративным сектором экономики является залогом формирования благоприятной деловой среды. Кроме того, преодоление структурной разобщенности позволяет относительно спокойно преодолевать кризисные явления, служит стабилизирующим фактором в обеспечении устойчивости экономической системы к возможным потрясениям.

Развитие отечественного НГК должно проходить без серьезных структурных перекосов в рамках направлений, заданных соответствующими нормативно-правовыми документами. Значительные расхождения фактических результатов с плановыми показателями будут свидетельствовать об институциональных ошибках при

составлении прогнозов и слабом учете существенных факторов. Следование научно обоснованному инновационному сценарию развития поможет избежать многих возможных внутрисистемных вопросов, в полной мере способствовать достижению социально-экономических целей, в том числе в более короткие сроки перехода российской экономики на качественно иной стандарт уровня жизни населения Российской Федерации. Таким образом, улучшение институциональной среды, преодоление негативных колебаний рыночной конъюнктуры, внедрение новейших технологий в промышленности позволят не только повысить качество государственного регулирования, но и обеспечить экономически устойчивое развитие нефтегазового производства России. ●

Литература

1. Трофимов С.Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса: состояние, проблемы и перспективы / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2018. – 156 с.
2. Трофимов С.Е. Значение нефтегазового комплекса для устойчивого социально-экономического развития РФ / С.Е. Трофимов // Совершенствование экономической и управленческой деятельности экономических систем: сб. науч. тр. / под ред. Н.Н. Грибановой. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 70–76.
3. Трофимов С.Е. Институты регулирования нефтегазового комплекса России / С.Е. Трофимов // Совершенствование экономической и управленческой деятельности экономических систем: сб. науч. тр. / под ред. Н.Н. Грибановой. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 64–70.
4. Трофимов С.Е. Институциональные предпосылки государственного регулирования нефтегазового комплекса / С.Е. Трофимов // Российская экономика в современных условиях: материалы междунар. науч. конф., Иркутск, 25 марта 2015 г. / отв. ред. В.П. Горев. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 137–142.
5. Трофимов С.Е. Нефтегазовый комплекс в контексте государственного регулирования экономики / С.Е. Трофимов // Публичное управление и территориальное развитие: тенденции, проблемы, перспективы и последствия мирового кризиса: сб. мат-лов междунар. науч.-практ. конф. / отв. ред. Е.А. Колодина. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 139–146.
6. Трофимов С.Е. Нефтегазовый комплекс как системообразующий элемент развития российской экономики / С.Е. Трофимов // Экономика. Право. Менеджмент: сборник трудов молодых исследователей БГУЭП (Электронное издание). – 2015. – № 2. Режим доступа: <http://izdatelstvo.bgu.ru/epm/dl.ashx?id=2658>.
7. Трофимов С.Е. Энергетическая безопасность в системе рыночных отношений / Е.А. Трофимов, С.Е. Трофимов // Известия РАН. Энергетика. – 2018. – № 6. – С. 18–23.

KEYWORDS: *state regulation, oil and gas complex, military-industrial complex, economically sustainable development, institutionalism, national sustainability, energy sustainability.*

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ:

геополитическая ситуация, диверсификация, формирование новых рынков сбыта

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ПЕРЕЖИВАЕТ НЕПРОСТОЙ ПЕРИОД: САНКЦИОННОЕ ДАВЛЕНИЕ, НАЧАВШЕЕСЯ В 2014 Г., ОГРАНИЧЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ПАНДЕМИЕЙ, И УСИЛИВШЕЕСЯ В ЭТОМ ГОДУ ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ НЕГАТИВНО СКАЗЫВАЮТСЯ НЕ ТОЛЬКО НА ФУНКЦИОНИРОВАНИИ ОТРАСЛИ, НО И НА ЭКОНОМИКЕ РОССИИ И МИРА В ЦЕЛОМ. С ГЕОПОЛИТИЧЕСКИМИ ВЫЗОВАМИ СВЯЗАНО НАРУШЕНИЕ ЛОГИСТИКИ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК УГЛЕВОДОРОДОВ, ПОПЫТКИ ЗАМЕНИТЬ РОССИЙСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ ПОСТАВКАМИ ИЗ ДРУГИХ СТРАН, ОГРАНИЧЕНИЕ ЗАРУБЕЖНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ И УЧАСТИЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ КОМПАНИЙ В РОССИЙСКИХ ПРОЕКТАХ, ЗАПРЕТ НА ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ, ВОЗНИКШИЕ КАК ПЕРЕД ОТРАСЛЬЮ, ТАК И ПЕРЕД ГОСУДАРСТВОМ И КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО РЕШИТЬ ДЛЯ ВЫХОДА ОТРАСЛИ НА ПУТЬ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ПРОБЛЕМЕ НАХОЖДЕНИЯ НОВЫХ РЫНКОВ СБЫТА, ВЫСТРАИВАНИЯ ЛОГИСТИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК УГЛЕВОДОРОДОВ. В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ВАРИАНТЫ И ВЕРОЯТНОСТЬ ЗАМЕНЫ РОССИИ КАК ПОСТАВЩИКА УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК

THE RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX IS GOING THROUGH A DIFFICULT PERIOD. THE INTRODUCTION OF SANCTIONS BEGAN IN 2014, THEN THE PANDEMIC, CURRENTLY, IN THE CONTEXT OF THE AGGRAVATION OF THE GEOPOLITICAL SITUATION, THERE IS UNPRECEDENTED SANCTIONS PRESSURE ON THE INDUSTRY, WHICH NEGATIVELY AFFECTS NOT ONLY THE FUNCTIONING OF THE INDUSTRY ITSELF, BUT ALSO THE ECONOMY OF BOTH RUSSIA AND THE WORLD AS A WHOLE. CURRENTLY, GEOPOLITICAL CHALLENGES ARE ASSOCIATED WITH DISRUPTION OF THE LOGISTICS OF HYDROCARBON EXPORTS, AN ATTEMPT TO REPLACE RUSSIAN OIL AND GAS SUPPLIES WITH ALTERNATIVE SUPPLIES FROM OTHER COUNTRIES, RESTRICTIONS ON FOREIGN FINANCING OF THE INDUSTRY AND THE PARTICIPATION OF INTERNATIONAL COMPANIES IN PROJECTS, A BAN ON THE SUPPLY OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES. THE ARTICLE CONSIDERS THE MAIN PROBLEMS AND TASKS THAT HAVE ARISEN BOTH BEFORE THE INDUSTRY AND THE STATE AND THAT NEED TO BE SOLVED IN ORDER FOR THE INDUSTRY TO ACHIEVE SUSTAINABLE DEVELOPMENT. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE PROBLEM OF FINDING NEW SALES MARKETS, BUILDING LOGISTICS AND TECHNOLOGICAL CHAINS OF EXPORT SUPPLIES OF HYDROCARBONS. THE ARTICLE ANALYZES THE OPTIONS – WHO CAN AND WILL BE ABLE TO REPLACE RUSSIA IN THE SUPPLY OF OIL AND GAS TO EUROPE

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, санкции, энергетические рынки, диверсификация.

**Ларченко
Любовь Васильевна**

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

**Яковлева
Тамара Владимировна**

Российский государственный педагогический университет им. А.И. Герцена, доцент, к.э.н.

Нефтегазовый комплекс в России переживает сложный период. Одновременно несколько негативных факторов наложились на его развитие, обусловленных преимущественно санкционной политикой США и западных государств. Наша страна оказалась в условиях санкций не впервые. Запад ранее уже пытался повлиять на политику СССР посредством экономических и политических мер [1]. Только за период 1945–2000 годов они вводились в отношении нашей страны 160 раз [2]. С геополитическими вызовами связано нарушение логистики экспортных поставок углеводородов, попытки заменить российские углеводороды

альтернативными поставками из других стран, ограничение зарубежного финансирования отрасли и участие международных компаний в российских проектах, запрет на поставку оборудования и технологий. Под санкциями находится не только Россия, но и ряд других стран с богатым нефтегазовым потенциалом. Источником многих проблем стали наблюдаемые в последнее время нерыночные условия и непредсказуемость работы отрасли, используемые в целях создания конкурентного преимущества в реальных секторах экономики. При этом западные страны и США готовы забыть о своей зеленой повестке и активно начинают

использовать энергетику с высоким углеродным следом, вплоть до использования в качестве энергетического ресурса угля. В результате угольная энергетика возрождается по всему миру – даже там, где шахты стояли законсервированными более 30 лет.

Направления развития нефтегазовой отрасли в условиях новой реальности

Возникшие проблемы вызывают, прежде всего, необходимость расширения рынков сбыта и выстраивания новых производственных и логистических цепочек, импортозамещения оборудования и технологий.

Диверсификация экспорта. Поиск новых рынков сбыта

Одна из самых острых проблем, с которыми столкнулись нефтегазовые компании и чему уделяется основное внимание государства, связана с нарушением логистики экспортных поставок [3]. Исторически большая часть российской логистики была ориентирована на европейский рынок. В текущей ситуации необходима переориентация поставок нефти и газа.

Что касается нефти, то в результате санкций проблемы возникли, но они должны уменьшаться по мере того, как будут окончательно выстроены новые логистические цепочки. Например, в кратчайшие сроки должна быть увеличена пропускная мощность нефтепровода «Восточная Сибирь – Дальний Восток». В связи с возникшими трудностями компании вынуждены были сократить добычу нефти в 2022 по сравнению с 2021 годом до 500 млн т, т.е. на 5%. Небольшое сокращение добычи произойдет и в газовой отрасли.¹

В газовой отрасли деятельность должна быть сосредоточена преимущественно по двум направлениям.

Страны Юго-Восточной Азии

Поскольку в обозримой перспективе поставки на Запад будут сокращаться, нужно продолжить тенденцию последних лет – диверсифицировать экспорт на быстро развивающиеся рынки Юго-Восточной Азии. Поставки в Китай в последние годы набирают обороты. Согласно плану на 2022 год по МГП Сила Сибири-1 в Китай должно поступить 15 млрд м³ газа, проектная мощность – 38 млрд м³. Кроме этого магистрального трубопровода, поставки газа намечены по трубопроводам Сила Сибири-2 и Сила Сибири-3. Причем Сила Сибири-2 будет использовать ресурсную базу Западной Сибири, изначально предусмотренную для поставок газа в Европу. Поэтому запуск стройки Сила Сибири-2 вызвал в Европе волну негатива. Большие возможности для развития транспортировки углеводородов предоставляет Северный морской путь. В своем выступлении на Петербургском международном экономическом форуме-2022 заместитель председателя правительства РФ А. Новак подчеркнул: «Восточная газовая программа будет ускорена: соединение единой системы газоснабжения с восточной системой газоснабжения, перемычка с газопроводом Сахалин – Хабаровск – Владивосток и ускорение переговоров с нашими партнерами по продаже газа по Сила Сибири-2».

Расширение снабжения внутреннего рынка – еще одно направление диверсификации поставок, причем с упором на газоснабжение населения

регионов. Россия, имея огромные запасы природного газа, слабо газифицирована, в стране огромный неохваченный внутренний рынок [4]. Работы по газификации ведутся, но их, несомненно, нужно интенсифицировать. Этому будут способствовать и газопроводные магистрали Сила Сибири-1, Сила Сибири-2, Сила Сибири-3, благодаря которым возможна газификация регионов восточной части страны.

Развитие глубокой переработки нефти, увеличение производства СПГ

Перед отраслью в данном направлении стоят большие задачи, поскольку переработка нефти в значительной степени использовала иностранное оборудование и технологии. Несмотря на то, что задача импортозамещения в переработке нефти государством была поставлена перед ТЭК еще в 2015 году, осталось много нерешенных направлений, которые создают ряд проблем в связи с введенными санкциями.

В стране всегда большое внимание уделялось развитию трубопроводной транспортировки нефти и газа. Этому прежде всего способствовало географическое положение России – близость рынков сбыта. В современных условиях приоритеты меняются и для расширения рынка сбыта продукции,

¹ Из выступления на Петербургском международном экономическом форуме-2022 заместителя председателя правительства Российской Федерации А. Новака.



ТАБЛИЦА 1. Характеристика проектов компании ПАО «НОВАТЭК» в сфере СПГ

Показатели	«Ямал СПГ»	«Криогаз-Высоцк»	«Арктик СПГ-2»
Рынки сбыта	Страны Европы и АТР	Рынки Балтики, Скандинавии и Северо-Западной Европы	Рынки АТР и Атлантического бассейна
Расположение завода	Южно-Тамбейское месторождение на берегу Обской губы	Порт Высоцк Ленинградской области на Балтийском море	Утреннее месторождение, расположенное на полуострове Гыдан в ЯНАО
Производительность завода	17,4 млн тонн в год	660 тыс. т в год	19,8 млн т
Сроки реализации проекта	Производство начато в 2019 г.	Производство начато в марте 2019 г.	На конец 2-го квартала 2021 года готовность проекта оценивалась в 45 %, готовность первой линии – в 61 %
Стоимость проекта	28 000 млн руб.	63 627 млн руб.	\$21,3 млрд

Источник: ourworldindata.org

особенно в географически отдаленные страны, необходимо развивать производство сжиженного природного газа (СПГ). Рынок СПГ должен стать для России новой точкой роста в энергетике, для этого страна имеет необходимые условия, в первую очередь громадную ресурсную базу. Россия может стать одним из лидеров в поставках СПГ, тем более, что многие страны в этом заинтересованы и имеют необходимую инфраструктуру для принятия СПГ. В настоящее время Россия активно торгует сжиженным газом, в том числе с Китаем, куда первые поставки были осуществлены в 2019 году по Северному морскому пути (СМП), причем за кратчайшие сроки – 19 дней. Однако и здесь все та же проблема – использование западного оборудования и технологий. Правительство намерено выделить средства на решение этой проблемы, в результате чего в России будет увеличено производство СПГ с современных 30 млн т до 100 млн т в будущем, т.е. до уровня США и Австралии, которые являются лидерами в торговле СПГ [5].

Президентом в 2019 году была поставлена задача увеличить грузоперевозки по СМП к 2024 году до 80 млн тонн в год. Главным грузом будут сырьевые ресурсы Арктики, где основную долю должен составлять российский СПГ. Анализ динамики грузоперевозок по СМП дает основание утверждать, что поставленная задача будет выполнена. Вместе с тем в развитии СМП много проблем, одна из них – налаживание регулярной круглогодичной навигации, поскольку ледоколы Росатома осуществляют ежегодно только единичные проводки.

Основные перевозчики СПГ: НОВАТЭК, Роснефть, Норникель и Северная звезда, причем НОВАТЭК наращивает арктический флот и заинтересован в развитии судоремонтной базы на российском Дальнем Востоке для СПГ-танкеров.

Импортозамещение

Санкции коснулись самого уязвимого места нефтегазовой отрасли – ее технического оснащения: предоставление технологий и поставки оборудования, особенно на глубоководных участках арктического шельфа, сервисных услуг и инвестиций. Приходится констатировать, что оборудование и технологии десятки лет закупались за границей, и крайне недостаточно развивалось производство в собственной стране, стране с самыми крупными запасами газа в мире, в стране, многие годы возглавлявшей или делившей с Саудовской Аравией первое место по добыче нефти. В сложившихся условиях необходимо стимулирование развития производств отечественного оборудования, причем инновационного, соответствующего передовым мировым образцам, а также современных технологий [6]. Надо отметить, что благодаря курсу на импортозамещение за последние годы в этом отношении многое сделано [7]. Говоря о техническом оснащении Газпрома на ПМЭФ-2022 А. Миллер, председатель правления, заместитель председателя совета директоров ПАО «Газпром» подчеркнул: «Что касается объема закупок на российском рынке материально-технических ресурсов и оборудования, объем составляет 99,7 %. Что касается трубной

продукции, вся номенклатура, весь ассортимент трубной продукции только российский». Однако в целом по нефтегазовому комплексу проблемы обеспечения современным отечественным оборудованием и технологиями существуют, особенно то, что касается глубоководных проектов (свыше 152 метров) на арктическом шельфе.

Кто заменит и сможет ли заменить Россию на европейском рынке?

Реализация санкций в отношении нефтегазового комплекса негативно отразится на экономике стран, не только принимающих эти решения, но и на всей мировой экономике. Европа была главным потребителем российского газа. В последние годы европейский рынок демонстрировал рост спроса – 5 % ежегодно. У европейских стран высокая заинтересованность в российском газе, что определяется снижением собственных объемов добычи и ростом потребления. За последние десять лет собственные объемы добычи в Европе снизились на 37 %, в Германии – на 71 %. За счет собственных ресурсов Германия на сегодняшний день покрывает всего 7 % своего газопотребления. Однако политика возобладала над экономической целесообразностью. В коротком периоде нет возможности заменить российские энергоресурсы, и в первую очередь газовые, что признают и сами европейские партнеры. Предложения США заменить российские поставки природного газа своим СПГ вызовут много трудностей из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры

и необходимого для замещения объема сырья. В результате могут встать целые отрасли со всеми вытекающими последствиями для экономической и социальной сфер. Постоянные разговоры об этом уже сами по себе вызывают панические настроения и взвинчивают цены на углеводороды. Забыты разговоры о декарбонизации экономики и энергопереходе, который так активно обсуждали весь предыдущий год, и была поставлена цель с 2026 года ввести трансграничный углеродный налог.

В результате санкций европейские НПЗ вынуждены искать замену российской нефти, а именно – альтернативу Urals, российскому сорту нефти. НПЗ не могут работать с любым сортом нефти, необходима перестройка на другой сорт или поиск схожего сорта. Европейским НПЗ потребуются годы на замещение российского сырья. Кроме того, заводам, которые получают нефть по трубопроводу «Дружба», придется строить дополнительную инфраструктуру, искать более дорогих поставщиков, что в ряде случаев ставит такие заводы на грань выживания. В поисках альтернативы возможно использовать нефть таких стран, как Саудовская Аравия, Ирак и Кувейт, которые в теории могут увеличить экспорт, хотя их мощности уже задействованы в срочных контрактах.

Генеральный секретарь ОПЕК М. Баркиндо определяет сегодняшний разрыв между предложением и спросом газа на мировом рынке в 1 млн баррелей в сутки. Поэтому на рубеже 2022–2023 годов 3 млн баррелей в сутки, поставляемых Россией в ЕС, заменить будет практически нечем, даже в случае роста добычи в других странах и наращивания поставок СПГ из США. Кроме того, в последние годы в мире поступательно уменьшались инвестиции в традиционные энергетические отрасли из-за взятого курса на декарбонизацию экономики. Затем эту тенденцию усугубила пандемия. В результате уменьшение инвестиций отрицательно сказалось на развитии традиционных энергетических отраслей. Так, в 2019 году мировые инвестиции в ТЭК составили \$480 млрд, в 2021 году – всего \$350 млрд. Все это обуславливает возникновение дефицита предложения на рынке углеводородов. Резкое снижение

поставки нефти на европейские рынки может вызвать рост цен, в результате доходы от экспорта нефти в России могут быть компенсированы за счет высокой стоимости углеводородов.

Закключение

В условиях санкций основные направления развития нефтегазового комплекса России, как представляется, можно свести к следующему.

1. Необходимо нарастить реализацию инфраструктурных проектов нефтегазового комплекса России: трубопроводных, железнодорожных, развивать Северный морской путь с достижением поставленных объемов грузоперевозок сырья, чтобы в кратчайшие сроки перенаправить экспорт нефти и газа с европейских рынков на перспективные рынки Юго-Восточной Азии, к тому же это станет эффективным инструментом развития восточных регионов России.

2. В целях диверсификации логистики и расширения рынков сбыта необходимо наращивать производство СПГ, чтобы стать не просто конкурентоспособным в этом сегменте, но и занять лидирующие позиции в мировой торговле сжиженным газом.

3. В связи с развитием СМП и увеличением грузоперевозок СПГ встает серьезная необходимость организация судоремонта не только на Северо-Западе, но и на Дальнем Востоке, чтобы была возможность отремонтировать пострадавшие суда и они могли вернуться для продолжения эксплуатации и погрузки новой партии СПГ.

4. Одной из первоочередных задач является производство конкурентоспособного отечественного оборудования и разработка технологий, не уступающих западным. Со стороны государства необходимы меры по поддержке российских производителей оборудования особенно для Арктической зоны. То есть необходимо запустить новый длинный инновационно-инвестиционный цикл путем освобождения от налогообложения прибыли, направляемой на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

И еще хочется добавить видение взаимоотношений государства и нефтегазового комплекса, которые актуальны вне зависимости от международного положения и санкционного давления. Освоение новых районов добычи, высокая нефтеотдача, создание инфраструктуры для сбора и переработки попутного нефтяного газа, переориентация поставок сырья с Европейского рынка на Азиатский и т.д. – не первоочередная цель недропользователя. Во многом это одна из первоочередных задач хозяина недр – государства. Поэтому необходима совместная работа и согласование интересов государства, как хозяина недр, и недропользователей [8]. Государство должно заинтересовать добывающие компании в подготовке новой сырьевой базы для будущих проектов. Одним из таких стимулов для привлечения инвесторов в крупные проекты могут стать гарантии государства, уменьшающие предпринимательские риски; возможность переуступки или продажи выявленных запасов. Большие потенциальные возможности по привлечению инвестиций имеют проекты по геологоразведке и освоению месторождений, выполняемые на условиях государственно-частного партнерства. ●

Литература

1. Влияние санкций на нефтегазовую отрасль России // ТОПНЕФТЕГАЗ. <http://topnetgaz.ru/news/view/11026> 4. 25.02.2020.

2. Конторович А.З. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. – 2016. – Т. 67. – № 1. – С. 6–17.

3. Совещание о текущей ситуации в нефтегазовом секторе <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/68191>. 14 .04. 2022.

4. Ларченко Л.В., Колесников Р.А. Развитие ресурсных центров Ямало-Ненецкого автономного округа, специализирующихся на добыче углеводородов // Инновации. 2016. № 1 (207). С. 79–84.

5. Круглый И. Противостояние СПГ и трубы в 2022 году: где борьба будет острее всего. <https://yandex.ru/turbo/oilcapital.ru/s/article/general/13-01-2022/protivostoyanie-spg-i-truby-v-2022-godu-gde-borba-budet-ostree-vsego>.13.01.2022.

6. Ларченко Л.В. Государство и ресурсодобывающие регионы Севера. Санкт-Петербург, 2008. (2-е изд.).

7. Mastepanov A.M. The right turn to the east // Oil of Russia. – 2016. – № 5–6. – p. 16–25.

8. Ларченко Л.В., Колесников Р.А. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли России в условиях санкций и падения цены на углеводороды // Инновации. 2016. № 6 (212). С. 72–77.

KEYWORDS: oil and gas complex, sanctions, energy markets, diversification.

БАЗАЛЬТОВЫЕ ВОЛОКНА

Комплексное применение и создание производств материалов для нефтегазовой отрасли

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРЕИМУЩЕСТВА БАЗАЛЬТОВЫХ ВОЛОКОН И ЧЕШУИ, НАПРАВЛЕНИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ДОРОЖНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, ЭНЕРГЕТИКЕ. ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВОСТРЕБОВАНЫ БАЗАЛЬТОВЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБЫ И ТРУБЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ТЯГИ ПОМП НЕФТЯНЫХ КАЧАЛОК, АВТОМОБИЛЬНЫЕ БАЛЛОНЫ И ЦИСТЕРНЫ ДЛЯ СЖАТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, АРМИРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОБЪЕКТОВ, ПОРТОВ, ПОДВОДНЫХ ОСНОВАНИЙ И ОПОР ШЕЛЬФОВЫХ ПЛАТФОРМ. СТАВЯ ПЕРЕД СОБОЙ ЗАДАЧУ СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ БАЗАЛЬТОВ, АВТОРЫ ПРЕДСТАВЛЯЮТ ИНФОРМАЦИЮ ПО СОЗДАНИЮ ЗАВОДОВ БАЗАЛЬТОВЫХ НЕПРЕРЫВНЫХ ВОЛОКОН И МАТЕРИАЛОВ: ТРЕБУЕМОЕ СЫРЬЕ, ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА И СБЫТА ПРОДУКЦИИ

THE ARTICLE PRESENTS CHARACTERISTICS AND ADVANTAGES OF BASALT FIBERS AND SCALES, DIRECTIONS OF THEIR APPLICATION FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, ROAD CONSTRUCTION, ENERGY SECTOR. THE AUTHORS PRESENT INFORMATION ON THE CREATION OF PLANTS FOR PRODUCTION OF BASALT CONTINUOUS FIBERS AND MATERIALS, INCLUDING: REQUIRED RAW MATERIALS, CHARACTERISTICS OF TECHNOLOGICAL EQUIPMENT, DESIGN FEATURES, STAGES OF PRODUCTION CREATION AND SALES OF PRODUCTS ORGANIZATION. THE BASALT COMPOSITIVE INDUSTRIAL PAPES AND HIGH-PRESSURE PAPES FOR TRUNK PIPELINES, THRUSTS OF OIL SWINGING PUMPS, AUTOMOBILE CYLINDERS AND TANKS FOR COMPRESSED NATURAL GAS, REINFORCING MATERIALS FOR THE CONSTRUCTION FOR INFRASTRUCTURE FACILITIES, PORTS, UNDERWATER BASES, SUPPORTS OF SHELF PLATFORMS ARE PROPOSED FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY. ASSOCIATED PETROLEUM GAS AND GAS CONDENSATE IS POSSIBLE TO USE FOR MELTING OF BASALT AND FIBER PRODUCING

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазовая промышленность, базальт, базальтовые волокна, базальтовая чешуя, базальтовые непрерывные волокна, БНВ, композитные материалы, композитные трубы, композитная арматура, энергетика, дорожное строительство.

Оснос Сергей Петрович
 д.т.н., ведущий научный сотрудник,
 учредитель и научный руководитель
 компании "Basalt Fiber Materials
 Technology Development"

Рожков Илья Александрович
 аспирант-стажер

Федотов Александр Алексеевич
 уполномоченный представитель
 компании "Basalt Fiber Materials
 Technology Development" в РФ

Базальты являются породами магматического происхождения обладают высокими природными характеристиками по прочности, химической и термической стойкости. Соответственно, базальтовые непрерывные волокна (БНВ), волокна (БВ) и базальтовая чешуя (БЧ), которые производят из расплавов базальтов, обладают высокой прочностью, химической и термической стойкостью, не подвержены коррозии, имеют длительные сроки эксплуатации под воздействием внешней, морской и агрессивных сред [1, 2, 3].

Преимущества БНВ и БЧ

- БНВ и БЧ – единственные волокна и чешуя, которые производятся исключительно из природного сырья – базальтовых пород, в отличие от стекловолокна (СВ) и углеродных волокон (УВ). В мире и РФ запасы базальтов, пригодных для производства волокон и чешуи, достаточны, они доступны и огромны.
- Базальты – готовое сырье для производства волокон и чешуи. Основные затраты на подготовку базальтового сырья выполнены

в природных условиях. Поэтому производство БВ, БНВ и БЧ не является энергоемким.

- Стойкость БНВ и БЧ к воздействию агрессивных сред – растворов солей, кислот, щелочей – открывает широкие перспективы их применения для материалов и конструкций, длительно (до 100 лет) работающих под воздействием окружающей и морской среды [1, 2]. Низкая гигроскопичность – в 6–8 раз ниже, чем у стекловолокна. Поэтому тепло- и звукоизоляционные материалы только из базальтовых супертонких волокон (БСТВ) применяют в авиационной промышленности и судостроении [2].
- Термическая стойкость. Материалы из БСТВ и БНВ могут длительно применяться при температурах от –200 °С до +600 °С. На основе БВ изготавливают материалы, которые могут работать под воздействием криогенных и высоких температур, а также пожаростойкие материалы.
- Разработки в области технологий и оборудования производства ранее [4] и в последние годы [5] позволили существенно снизить энергоемкость и себестоимость производства БНВ, создать заводы БНВ и М и рынки сбыта их продукции для строительной отрасли и дорожного строительства, промышленности, энергетики, водного и коммунального хозяйства.
- Возможность использования для плавления базальтов попутного нефтяного газа и газового конденсата, которые сжигают в факелах на месторождениях.
- Производство БНВ – экологически чистое, полностью отвечает современным требованиям по экологии и по декарбонизации промышленности и энергетики.

Представленные преимущества выгодно отличают БНВ от стеклянных (Е и S) и углеродных волокон (УВ), которые производятся из искусственного сырья. СВ и УВ длительное время применяют для производства композитов. В составе конструкционных композитов армирующие волокна являются основным компонентом (до 80 %), обеспечивают прочностные характеристики композитов и во многом определяют их стоимость.

В таблице 1 представлены сравнительные характеристики непрерывных базальтовых,

ТАБЛИЦА 1

Характеристики	БНВ	Е-стекло-волокно	S-стекло-волокно	Углеродное волокно
Прочность на разрыв, МПа	3000 ~ 4840 *3200 – 5160	3000 ~ 3800	4020 ~ 4650	3500 ~ 6000
Модуль упругости, ГПа	79,3 ~ 93	72,5 ~ 75,5	83 ~ 86	250 ~ 450
Удлинение при разрыве, %	2,5 – 3,1	4,7	5,3	1,5 ~ 2,0
Диаметр первичных волокон, микрон	6 – 21	6 – 21	6 – 21	5 – 15
Тех (вес в граммах 1 км ровинга)	60 – 4200	40 – 4200	40 – 4200	60 – 2400
Температура применения, °С	-200...+600	-50...+350	-50...+300	-50...+400
Себестоимость промышленного производства, долл. США/кг	**0,8 – 1,2	1,0 – 1,4	2,5 – 3,0	25 – 30
Цена продаж, долл. США/кг	2,0 – 3,0	1,5 – 2,0	3,5 – 4,5	45 – 70
* БНВ повышенной прочности, произведенные на оборудовании четвертого поколения ТЕ БНВ 2500 с применением основных базальтовых пород. ** Себестоимость производства БНВ на технологическом оборудовании третьего и четвертого поколения ниже себестоимости Е-стекловолокна.				

стеклянных и углеродных волокон, применяемых для производства композитных материалов и изделий.

Техничко-экономический анализ таблицы 1 показывает, что БНВ имеют наиболее предпочтительное соотношение «характеристики/стоимость» по сравнению с СВ и УВ. По прочностным характеристикам БНВ превышает Е-стекловолокно, находится на уровне дорогого S-стекловолокна и близко к сверхдорогим высокомодульным УВ.

УВ имеют исключительно высокие прочность на разрыв и модуль упругости, что определяет их применение в авиационной промышленности, для производства спортивного инвентаря. Широкое и массовое применение высокомодульных УВ крайне ограничено их высокой стоимостью. Стоимость УВ в 20–25 раз превышает стоимость Е-стекловолокна и БНВ. Композитные материалы на основе УВ подвержены горению.

Объемы производства УВ в мире на 2022 год составляют до 140 тысяч тонн в год [6].

Е-стекловолокно десятки лет широко применяется для производства композитов, т.к. имеет достаточно высокие прочностные характеристики и низкую стоимость. Этим определяются огромные объемы производства Е-стекловолокна – около 8 миллионов тонн в год, наличие множества заводов

производителей стекловолокна, стеклотканей, нетканых материалов и стеклопластиков. Однако Е-стекловолокно имеет некоторые недостатки – гигроскопичность и низкую стойкость к воздействию щелочной среды; для его производства требуется шихта из химически чистых компонентов: SiO₂, Al₂O₃, сода, ..., оксид бора В₂O₃.

Стекловолокно, как по капиллярам, втягивает и впитывает влагу, что приводит к расслоению и повреждению стеклопластиков. Рубленные армирующие волокна и композитная арматура на основе Е-стекловолокна подвержены разрушению в щелочной среде бетонов [7].

Композиты на основе Е-стекловолокон производят с применением эпоксидных и полиэфирных смол, которые являются горючими. Поэтому стеклопластики являются горючими.

Рост стоимости энергоносителей – природного газа и электроэнергии – только увеличивает приоритет и преимущества БНВ. Для производства БНВ требуется в два раза меньше природного газа, чем на производство Е-стекловолокна и в несколько раз меньше энергоносителей, чем на производство УВ.

Совокупность характеристик позволяет широко применять армирующие и композитные материалы БНВ в строительной отрасли [7, 8], дорожном

ТАБЛИЦА 2

Характеристики и показатели	Легированная сталь	Композиты БНВ
Прочность на разрыв, МПа	390	не менее 1300
Модуль упругости, ГПа	200	70–90
Стойкость к знакопеременным нагрузкам	низкая	высокая
Плотность материала, кг/м³	7856	1800
Коэффициент теплового расширения, %	14	1,5
Коррозионная и химическая стойкость	подвержена коррозии	не подвержена коррозии
Температура применения, °С	- 50 ... + 400	- 200 ... + 600
Коэффициент теплопроводности, Вт/м*°С	47	0,6
Коэффициент температурного расширения, %	14	1,5
Себестоимость композитов БНВ при собственном производстве БНВ в 1,6–1,8 раза ниже себестоимости производства стальных арматуры, профилей, труб.		

и гидротехническом строительстве [9], машиностроении, автомобильной [10] и авиационной промышленности [11, 12], судостроении [19] и энергетике [13], а также нефтегазовой отрасли.

Преимущества материалов на основе базальтов особо проявляются в сложных условиях длительной эксплуатации под воздействием окружающей и морской среды, сернистой нефти. Химическая стойкость БНВ позволяет широко использовать армирующие, композитные материалы, а также защитные покрытия с базальтовой чешуей (БЧ) в нефтегазовой отрасли.

К настоящему времени в нефтегазовой отрасли в основном применяют сталь, из которой изготовлены обсадные и промысловые трубы для нефтепромыслов, трубы для магистральных нефте- и газопроводов, емкости нефтехранилищ и ГСМ, арматура, металлоконструкции. Стальные трубы подвержены коррозии от воздействия сернистой нефти, влажной и морской среды. Коррозия воздействует на стальные трубопроводы и особенно активно – в местах сварных швов.

В связи с этим для обеспечения требуемых сроков эксплуатации трубопроводов, особенно в морской среде, толщину стенок труб увеличивают с учетом их ослабления и повреждения коррозией. Так, толщина стальных труб газопроводов Северный поток-1, Северный поток-2 и Южный поток составляет 38 мм, что удорожает их стоимость.

По своим техническим, эксплуатационным характеристикам БНВ-композитные трубы высокого давления больших диаметров превосходят стальные трубы для магистральных газо- и нефтепроводов.

В таблице 2 представлены сравнительные характеристики композитов БНВ и легированной стали (по данным НИИ строительных конструкций и НИИ бетона и железобетона, на основе показателей сравнительных испытаний композитной арматуры БНВ и стальной арматуры) [7, 14, 15, 16, 17].

Анализ таблицы 2 показывает, что по своим техниче-ско-экономическим характеристикам армирующие, композитные материалы и изделия на основе БНВ позволяют успешно заменить изделия из стали. Расход энергоносителей на производство композитной арматуры из БНВ в 20 раз меньше, чем на производство аналогичной по длине стальной арматуры. Это особо актуально в связи с существенным ростом стоимости энергоносителей и изделий из стали в последние годы.

По сочетанию прочностных характеристик, стойкости к воздействию агрессивных сред, термостойкости, низкой гигроскопичности, долговечности эксплуатации при воздействии окружающей и морской сред, ударных и знакопеременных нагрузок БНВ является наиболее приоритетным для широкого применения в нефтегазовой отрасли.

Нефтегазовая отрасль достаточно материалоемкая, где востребованы значительные объемы материалов с высокими прочностными и эксплуатационными характеристиками, стойкие к коррозии, но по приемлемым ценам.

Особые требования нефтегазовой отрасли – применение негорючих и пожаростойких композиционных материалов. Производить негорючие композиты возможно на основе БНВ и неорганических связующих [18]. Неорганические связующие до полимеризации имеют щелочную реакцию. Поэтому только БНВ, стойкие к воздействию щелочей, пригодны для производства негорючих композитов.

Основные направления применения материалов на основе базальтов в нефтяной и газовой отрасли

Базальтовая чешуя (БЧ). Защитные покрытия, армированные базальтовой чешуей

- БЧ – плоские чешуйки толщиной 2–6 микрон получают из расплава базальтов методом центрифугирования.
- БЧ наносится на защищаемую поверхность напылением совместно с лакокрасочным или высокомолекулярными покрытиями.
- БЧ обеспечивает многослойное армирование лакокрасочных покрытий, их защиту от повреждений и истираемости, антикоррозионную защиту стальных изделий и конструкций, а также бетонных сооружений [3].

ФОТО 1. Базальтовая чешуя



Срок службы армированных БЧ ЛКП возрастает в 2,5–3 раза (особенно для подводных трубопроводов и конструкций), т.к. базальтовая чешуя препятствует повреждению ЛКП, проникновению воды к стали труб, металлоконструкций и их коррозии.

РИС. 1. Лакокрасочное покрытие (ЛКП), армированное базальтовой чешуей

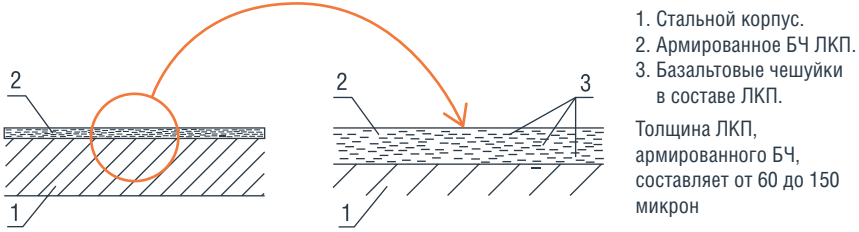


ТАБЛИЦА 3. Основные характеристики БЧ

Наименование характеристик БЧ	Ед. изм.	Показатель
Размеры элементарных чешуек: толщина площадь	мкм мм²	2–6 1,5–5
Плотность	г/см²	1,2–1,8
Насыпная плотность	кг/м³	20
* Стойкость к кислотам (при 100 °С) 2н НСl 2н Н₂SO₄	% %	76–84 94–96
* Стойкость к щелочам 2н NaOH, при 100 °С	%	93–96
Рабочий интервал температур длительного применения	°С	- 200 ... + 600

Представленные данные подтверждены опытом применения БЧ для ЛКП стальных труб, а также конструкций гражданских и ледокольных судов.

Технологии и оборудование – установки для производства БЧ BSk 50 и BSk 120 позволяют с низкими энергозатратами и себестоимостью производить БЧ.

Области применения БЧ

Судостроение – покрытия корпусов и надстроек судов. Межремонтный срок эксплуатации лакокрасочного покрытия корпуса корабля возрастает в 2,5–3 раза. Корпус судна гораздо меньше подвержен коррозии и обрастанию подводной части корпуса. Защитные антикоррозийные покрытия портовых сооружений, железобетонных конструкций заводов по сжижению природного газа и доков.

Нефтегазовая и химическая отрасли – антикоррозийные, химически и износостойкие защитные покрытия труб промысловых и магистральных нефте- и газопроводов, стальных и железобетонных конструкций, конструкций шельфовых и морских платформ. Пожаростойкие покрытия.

Строительство – защитные ЛКП мостов, дорожных конструкций и сооружений, гидроизоляционные покрытия строительных конструкций и фундаментов. Долговечные защитные ЛКП фасадов и стен зданий.

Автомобилестроение – ударостойкие антикоррозионные покрытия днищ автомобилей, наполнители шпаклевок.

Энергетика – защитные коррозионностойкие покрытия опор линий электропередач, конструкций градирен, гидроизоляционные покрытия бассейнов охладителей, бетонных плотин приливных и ГЭС, оснований и опор ветрогенераторных установок на суше и в водной акватории.

Металлургия – антикоррозионные покрытия листового металла, проката, труб.

Тепло- и звукоизоляционные материалы из базальтовых

супертонких волокон (БСТВ) и иглопробивных холстов БНВ.

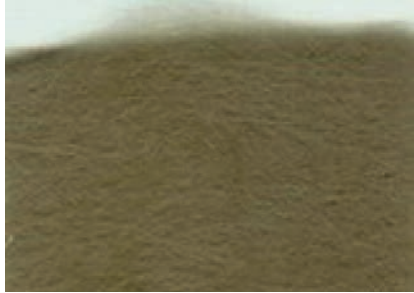
Базальтовое супертонкое волокно (БСТВ) – слой штапельных волокон диаметрами 0,5–4 микрона, длиной 9–50 мм, естественно скрепленных между собой в виде холста.

БСТВ – холст волокон высокого качества (базальтовой ваты) плотностью 18–20 кг/м³.

Из БСТВ производят холсты, прошивные и фольгированные холсты, прошивные стеганые маты, звукоизоляционные маты обшитые тканью, картон и плиты.

Холсты и прошивные маты БСТВ благодаря своим высоким тепло и звукоизоляционным

ФОТО 2. БСТВ – холст



характеристикам, низкой гигроскопичности многие годы применяются в авиа- и судостроении, для звукоизоляции газотурбинных двигателей газоперекачивающих станций, а также как огнестойкий противопожарный материал.

Для производства БСТВ применяются установки БСТВ 20М и БСТВ 40.

ТАБЛИЦА 4. Основные технические характеристики установок BSk-50 и BSk-100

№ п/п	Основные технические характеристики	Ед. измер.	Показатель	
			BSk-50	BSk-120
1.	Производительность по чешуе: • в час • в сутки	кг/час кг/сутки	до 60 1350	120 2700
2.	Ориентировочная производительность установки в год	тонн/год	до 450	900
3.	Расход газа	м³/час	36	70
4.	Потребление электроэнергии	кВт час	50	80
5.	Расход воды оборотной на охлаждение, не более	м³/час	0,2	0,5
6.	Габаритные размеры установки: • ширина • длина • высота с рекуператором	м м м	6,0 10,0 5,5	8,0 12,0 5,5

ФОТО 3.1. Холст БСТВ, прошитый, фольгированный



ФОТО 3.2. Иглопробивной холст БНВ



ФОТО 3.3. Прошивной мат БСТВ с обкладками иглопробивным холстом БНВ



ТАБЛИЦА 5. Технические характеристики установок БСТВ 20М и БСТВ 40

№	Характеристика	Ед. изм.	BSk-50	BSk-120
1.	Производительность установки	кг/час, (м³/час) тонн/год	16–18 (0,8–1) 140–160	36–38 (1,8–1,9) 290–300
2.	Потребление природного газа, не более	м³/час	55–60	70–80
3.	Потребление электроэнергии: • установленная мощность • потребляемая мощность, не более	кВА кВт/час	90 45	130 75
4.	Сжатый воздух на горелку раздува волокон, давление	мПа	0,1–0,15	0,1–0,15
5.	Расход воды на охлаждение оборотной	м³/час	0,3	0,4
6.	Габаритные размеры установки: длина / ширина / высота	м	8/6/4,5	8/6,5/4,5

Из нескольких установок БСТВ 20М и БСТВ 40 создаются участки, цеха по производству БСТВ и теплоизоляционных материалов на их основе.

Как показывает опыт, производства БСТВ и теплоизоляционных материалов и изделий предпочтительнее размещать ближе к крупным потребителям с целью сокращения неоправданно высоких расходов на транспортировку на большие расстояния легкой и объемной теплоизоляции, что в условиях удаленных регионов Арктической зоны, Сибири, Дальнего Востока нерационально и экономически нецелесообразно.

С учетом этого, а также накопленного практического опыта, компанией “BFM TD” было проработано и предложено рынку инновационное технологическое решение – создание плавучего участка производства БСТВ и теплоизоляционных материалов на его основе на базе смонтированных на барже установок БСТВ 20М и БСТВ 40.

Эксплуатационной дорожной картой предусматривается, что плавучие участки БСТВ и баржи с запасом базальтового сырья будут буксироваться вдоль

бережья Ледовитого и Тихого океанов по маршруту Северного морского пути, устьям и руслам сибирских и дальневосточных рек, периодически швартуются и за счет природного газа с заводов сжижения природного газа (компании «НОВАТЭК» и других) или доставляемого танк-контейнерами, а также попутного нефтяного газа месторождений нарабатывают теплоизоляционную продукцию для крупных местных потребителей в северных и дальневосточных регионах, а также непосредственно в портах и населенных пунктах

ТАБЛИЦА 6. Технические характеристики установок БСТВ 20М и БСТВ 40

Основные технические характеристики	Ед. измер.	TE BCF 2000	TE BCF 2500
Производительность линии	тонн/год	2000–2500	2500–3000
Количество узлов выработки первичного БНВ	шт.	22	14
Расход газа м³/час	м³/час	160	110
Удельный расход газа на производство 1 тонны БНВ	м³/тонна	500	350
Потребляемая электрическая мощность (380В, 50Гц)	кВА	350	260
Удельный расход электроэнергии на 1 тонну БНВ	кВт час	900	800
Режим работы, непрерывный, круглогодичный	суток в год	350–360	350–360

СМП, местах нефте- и газодобычи, промышленных и инфраструктурных проектов в Арктике, Сибири, на Дальнем Востоке.

Оборудование для производства БНВ

Современное оборудование производства БНВ представлено модульными технологическими линиями TE BCF 2000 третьего и TE BCF 2500 четвертого поколений.

Заводы БНВ создаются на основе технологических линий TE BCF 2000 и TE BCF 2500. Технологические линии TE BCF 2500 четвертого поколения применяются при наличии высококачественного базальтового сырья и квалифицированного персонала.

БНВ-композитные материалы, изделия, трубы, цистерны, емкости-хранилища

БНВ-композитные изделия изготавливаются на основе ровингов, тканей, матов рубленого волокна, базальтовой бумаги (фото 4.1, 4.2, 4.3), которые послойно укладывают и пропитывают связующими. Технологии производства композитных изделий отработаны в машиностроении

ФОТО 4.1. Ровинг и ткани БНВ



ФОТО 4.2. Мат рубленого БНВ



ФОТО 4.3. Базальтовая бумага

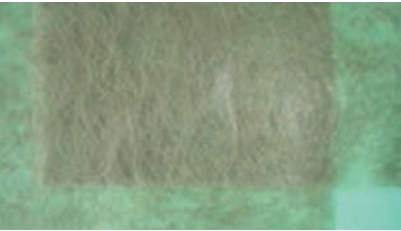
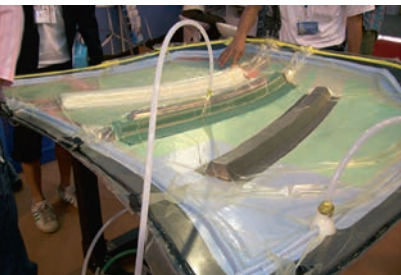


ФОТО 5.1, 5.2, 5.3. Вакуум пресс-формы для формовки композитных изделий сложной конфигурации



(бамперы, крылья, капоты, обтекатели и кузова автомобилей), судостроении (лодки, катера, яхты, малотоннажные рыболовецкие и специализированные суда) и применимы для производства БНВ-композитных труб, цистерн, емкостей-хранилищ для нефтегазовой отрасли.

Применение в производстве препрегов (предварительно пропитанных связующими в заводских условиях лент, тканей, нетканых материалов) и вакуумных пресс-форм повышает качество формовки композитных изделий, обеспечивает автоматизацию и существенное повышение производительности процесса производства и снижение себестоимости.

Для нефтегазовой отрасли востребовано создание производств БНВ-композитных промысловых труб диаметрами 100–600 мм под давление до 10 бар (кг/см²) и труб больших диаметров от 1000 до 1600 мм под давление 100–150 до 200 бар для магистральных трубопроводов.

Преимущества БНВ-композитных труб в сравнении со стальными трубами – отсутствие коррозии и долговечность эксплуатации, существенно меньшие материалоемкость и вес, простота стыковки труб (без проведения сварочных работ). Особо преимущества композитных БНВ труб значимы для подводных и морских трубопроводов. Технологическое оборудование, характеристики

БНВ позволяют производить композитные трубы диаметрами 1200–1600–1800 мм давлением 100–200 бар, что позволяет существенно увеличить пропускную способность (производительность) трубопроводов.

Для укладки на дно и исключения всплытия легких композитных нефте- и газопроводов их пригружают более тяжелым бетонным балластом, чем стальные трубопроводы.

Технологии и оборудование непрерывной намотки композитных труб позволяет производить БНВ-композитные трубы для магистральных морских трубопроводов длинными хлыстами от 25 до 100 метров. Поэтому производства композитных труб следует располагать вблизи портов, для погрузки длинномерных труб непосредственно на баржи для доставки их к месту укладки

морского трубопровода, мест строительства трубопроводов для доставки длинномерных труб вдоль маршрута укладки трубопроводов.

Отработаны конструкции, технологии и оборудование производства труб больших диаметров – 1800, 2000 мм и сверхбольших диаметров – 3000, 4000, 5000, 6000 мм. Композитные конструкции обеспечивают требуемую прочность труб при существенном снижении веса (в 3,5–4 раза по сравнению со стальными трубами), материалоемкости и себестоимости производства труб. Испытания показали, что БНВ-композитные трубы хорошо держат радиальные нагрузки и на изгиб, внутреннее и внешнее давление.

Композитные трубы сверхбольших диаметров являются основой для производства транспортных цистерн и емкостей для хранения нефтепродуктов.

ФОТО 6. Производство композитных труб



ФОТО 7. Композитные трубы теплотрассы. Замена стальных труб на композитные. Стыковка композитных труб со стальными фланцевыми соединениями. Отработаны несколько вариантов стыковки композитных труб между собой муфтовыми, байонетными и другими видами соединений



ФОТО 8. Автомобильные БНВ-композитные CNG баллоны высокого давления (60, 120 и 90 литров)



БНВ-композитные баллоны высокого давления

На основе БНВ производят композитные баллоны для сжатого природного газа (рабочее давление 240 бар, испытания баллонов давлением 500 бар). БНВ обеспечивают тысячи циклов заправки баллонов сжатым природным газом и безопасность их эксплуатации на автомобилях.

Создание производств автомобильных баллонов сжатого природного газа позволит существенно расширить внутренний рынок потребления природного газа, снизить стоимость топлива для автомобилей с ДВС и выбросы в окружающую среду.

Баллоны большой емкости для транспортировки и хранения сжатого природного газа давлением 380–400 бар. Четыре сигарообразных баллона диаметром 1250 мм, длиной 12 000 мм размещают в конструктиве 40-футового контейнера. Контейнеры с CNG баллонами судами и железной дорогой доставляют из районов газодобычи в центральные районы страны и далее автомобилями-контейнеровозами доставляют потребителям и на газозаправочные станции. Создание производств сигарообразных баллонов высокого давления позволяет существенно расширить использование

природного газа для районов РФ, где нет сети газопроводов и их строительство экономически неоправданно, а также для сетей заправки автомобилей сжатым природным газом.

Композитные прутки, профили, трубки, канаты

Композитные продольные элементы производятся из пропитанных связующими ровингов на пултрузионных технологических линиях. Из ровингов БНВ производят прутки, арматуру диаметрами 4, 6, 8, ... 32 мм, трубки малых диаметров, профили сложной формы, вантовые тросы (фото 9).

Композитные БНВ-прутки и толстостенные трубки применимы в качестве тяг привода помп нефтяных качалок. В настоящее время используют стальные прутки диаметрами от 28 до 32 мм длиной по 6 метров, которые скручивают и соединяют в длинные тяги помпы нефтяной качалки. Большой вес стальной тяги длиной на глубину нефтяной скважины требует применения мощного электродвигателя для привода нефтяной помпы.

БНВ-композитные тяги в 10 раз легче стальных, не подвержены коррозии при воздействии сернистой нефти и значительно дешевле в производстве. Применение

композитных тяг нефтяных качалок вместо традиционных стальных позволит снизить потребление электроэнергии и себестоимость добычи нефти из скважин.

Армирующие и БНВ-композитные материалы для портового, прибрежного строительства и берегоукрепления: базальтовое рубленое волокно для дисперсного объемного армирования бетонов, строительные и дорожные сетки, композитная арматура для армирования бетонных конструкций (фото 10.1, 10.2, 10.3).

Объемное армирование бетонов рубленым волокном (базальтовой фиброй) в 2,25–2,5 раза повышает трещиностойкость и прочность бетонов [6, 8]. БНВ-композитная арматура (БКА) в 8–10 раз легче аналогичной по прочности стальной арматуры А3, А4, не подвержена коррозии в морской среде [7]. Применение БКА в строительной отрасли и дорожном строительстве сертифицировано на уровне технических условий (ТУ), ГОСТов, СНиПов.

Компанией Basalt Fiber Materials Technology Development Co разработаны технологии и оборудование производства преднапряженной БКА, которые имеют мировой приоритет и запатентованы компанией [21]. БКА имеет высокую удельную прочность на разрыв (в 3,3 раза

ФОТО 9. Продольные профильные композитные материалы на основе БНВ: прутки, полая арматура, трубки малых диаметров, вантовые тросы



ФОТО 10.1. Рубленое волокно



ФОТО 10.2. Дорожные сетки

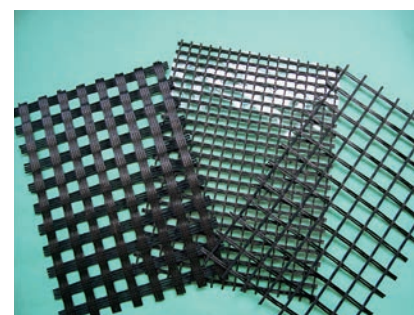


ФОТО 10.3. Арматура БНВ диаметрами 4, 6, 8, 10, 14 мм



выше стальной арматуры А4). Испытания композитной арматуры БНВ проведены в НИИ бетона и железобетона, НИИ строительных конструкций, НИИ дорожного строительства, ряде зарубежных сертифицированных центров. Разработаны и утверждены ГОСТы РФ и ряда стран и на применение композитной арматуры в строительстве [16, 17], разрабатывают стандарты ЕС и США.

Композитная арматура, профили применяются в практике мостостроения, дорожном и сейсмостойком строительстве. Армирующие и БНВ-композитные материалы применимы в дорожном строительстве: базальтовая фибра, дорожные и арматурные сетки, арматура, трубы, опоры и балки пролетов мостов [9].

Освоение и обустройство новых месторождений газа и нефти требует широкого применения армирующих материалов БНВ для строительства дорог, ЛЭП, инфраструктуры.

Армирующие материалы БНВ востребованы для строительства дорог, мостов, портов и прибрежных сооружений, бетонных кессонных

сооружений для размещения заводов сжижения природного газа компанией «НОВАТЭК» в доках пос. Белокаменка Мурманской области.

Преимуществом армирующих материалов БНВ является их коррозионная стойкость, существенное в 2,25–2,5 раза повышение прочности и трещиностойкости армированного базальтовой фиброй бетона, долговечность эксплуатации бетонных конструкций.

Трубы БНВ больших диаметров для сооружения опор мостов, эстакад, шельфовых нефте- и газодобывающих платформ. Композитные профили, уголки, швеллеры, двутавры, трубы, профили, шпунты Ларсена позволяют успешно заменять их стальные аналоги.

Обеспечение потребностей нефтегазовой отрасли в материалах и изделиях БНВ потребует создания новых крупных производств. Для нефтегазовой отрасли предлагается создавать заводы БНВ, армирующих и композитных материалов, труб для нефте- и газодобычи, для магистральных трубопроводов.

Технико-экономические вопросы создания производств БНВ и материалов БНВ

Сырьевая и энергетические составляющие производства БНВ

Базальты – это застывшая магма, основные энергозатраты на подготовку базальтового сырья выполнены в природных условиях. Поэтому расход энергоносителей в камнеплавильных агрегатах технологических линий ТЕ ВСФ 2000–2500 незначителен. Для РФ энергозатраты в составе себестоимости БНВ составляют менее 12%.

В нефтегазовой отрасли для создания промышленных производств БНВ, БЧ и БСТВ, плавления базальтов и выработки электроэнергии рационально использовать природный газ или попутные энергоресурсы, попутный нефтяной газ, газовый конденсат, которые зачастую сжигают в факелах на месторождениях, загрязняя окружающую среду. Для эффективного плавления базальтов с низкими энергозатратами

ФОТО 11. Применение дорожных сеток для автодорог с асфальтобетонным покрытием



ФОТО 12. Композитная арматура для строительства бетонных автодорог



разработаны специализированные горелки, камнеплавильные печи и системы рекуперации.

Технологии и оборудование третьего (TE BCF 2000) и четвертого (TE BCF 2500) поколения обеспечивают промышленное производство БНВ с низкими энергопотреблением и себестоимостью (ниже Е-стекловолокна). Применение более производительных многофильных питателей (англ. bushing) на 800, 1000 и более фильер позволяет увеличить производительность, снизить трудоемкость и себестоимость производства БНВ [20].

Рентабельность производства

В состав Завода БНВ АКМ обычно входит основное производство БНВ и цеха по переработке БНВ в материалы и конечные изделия. При этом переработка БНВ в ровинги, рубленые волокна, нити, ткани, нетканые материалы, препреги, армирующие и композитные материалы производится по «холодным» технологиям с низкими энергозатратами.

Создание заводов законченного цикла с переработкой БНВ в материалы и изделия позволяет повысить уровень их рентабельности, сократить сроки окупаемости инвестиций, обеспечить широкую и устойчивую структуру сбыта продукции конечным потребителям.

Для условий РФ технологические линии TE BCF обеспечивают производство БНВ с уровнем рентабельности 80–120 % в зависимости от объемов промышленного производства.

Уровень же рентабельности заводов БНВ АКМ в целом может составлять 130–220 %, в зависимости от объемов и номенклатуры производимой конечной продукции, включая ткацкое производство сеток, тканей, препрегов и БНВ-композитов для высокотехнологичных отраслей.

Создание промышленных производств БЧ, БСТВ, БНВ АКМ

Для создания промышленных производств компания проводит подготовительные работы: а) сырьевая база – выбор базальтов местных карьеров и месторождений, наиболее пригодных для производства непрерывных волокон и чешуи; б) разработка предварительного (аван) проекта

завода, выбор места расположения завода, оценка сметы строительных работ и подвода инженерных коммуникаций; с) для заказчиков, инвесторов и финансовых структур подготовка развернутого бизнес-плана с финансовой моделью создания завода БНВ и М, план финансирования, данные о себестоимости, рентабельности производства и возврате инвестиций, с планированием и детальной проработкой рынков сбыта продукции завода.

Этапы создания заводов БНВ и материалов

Компания BFM TD предлагает создание заводов БНВ и М производительностью 10–12 тысяч тонн БНВ в год, с возможностью последовательного увеличения объемов производства до 25 тысяч тонн/год и расширения номенклатуры производимых материалов и конечных изделий.

Вывод завода на проектную производительность осуществляется поэтапно: первая очередь завода производительностью 2–2,5 тысячи тонн/год; вторая очередь – 5 тысяч тонн/год, затем выход на проектную производительность 10–12 тысяч тонн/год по мере роста заказов на продукцию завода.

БНВ, армирующие и композитные материалы, ткани, нетканые материалы, препреги потенциально востребованы в РФ и на мировом рынке в объемах 4–5 миллионов тонн в год, что требует создания крупных современных заводов БНВ АКМ [5, 20].

РФ обладает собственными источниками энергоресурсов – природным газом, электроэнергией, а также попутным нефтяным газом, газовым конденсатом, базальтовым сырьем и имеет наиболее предпочтительные в мире условия для создания заводов БНВ-АКМ, организации широкомасштабного производства материало- и энергосберегающих инновационных базальтовых продуктов для обеспечения потребностей собственной экономики, в том числе импортозамещающей, а также высокотехнологичной экспортной продукции. ●

Литература

1. «Волокнистые материалы из базальтов Украины». Сборник статей. «Техніка», Киев, 1971, с. 88.
2. Джигирис Д.Д., Махова М.Ф. «Основы производства базальтовых волокон и изделий». Москва, Теплоэнергетик, 2002. – 416 с.
3. Базальтовая чешуя. Характеристики и применение. Сайт: basaltm.com.

4. Оснос М.С. Оснос С.П. Базальтовое непрерывное волокно – вчера, сегодня и завтра. Развитие технологий и оборудования, промышленных производств и сбыта. Композитный мир № 2, 2015. С. 32–37. http://basaltm.com/images/pdf/artical17_ru.pdf
5. Оснос М.С., Оснос С.П. Базальтовые непрерывные волокна – основа создания промышленных производств и широкого применения армирующих и композитных материалов. «Композитный мир» № 1. 2019. С. 58–65. http://basaltm.com/images/pdf/kompozitnyj-mir-01_2019_58-65.pdf
6. Мировой рынок углеродных волокон. <https://www.marketsandmarkets.com/search.asp?search=basalt+fiber>
7. Негматуллаев С.Х., академик. НИИ Сейсмологии и сейсмостойкого строительства, Оснос С.П., д.т.н., «BFM TD», Степанова В.Ф., д.т.н., НИИ Бетона и железобетона. «Арматура базальтопластиковая характеристики, производство, применение» Технологии бетонов № 3–4 2016, с. 50–57. http://basaltm.com/images/pdf/artical10_ru.pdf
8. Негматуллаев С.Х., Оснос С.П. «Применение материалов на основе базальтовых волокон в строительстве и сейсмостойком строительстве. Результаты исследований, заключения и опыт применения материалов БНВ в строительстве». Строительные материалы, оборудование, технологии 21 века. № 5–6, 2015 г.
9. Е.В. Краюшкина, Т.Ю. Хименик ГосдорНИИ, С.П. Оснос. «BFM TD» Материалы на основе базальтовых волокон в дорожном строительстве. – Дороги. Геоинженерные материалы. Спецвыпуск. С. 57. <http://techinform-press.ru/PDFS/roads34.pdf>
10. С.П.Оснос. Применение материалов из базальтовых волокон в автомобильной промышленности. «Композитный мир» № 1 (89) 2020, с. 22–27.
11. Оснос С.П. «Применение материалов на основе базальтовых волокон в авиакосмической отрасли». «Композитный мир» № 4 2015, с. 59–63. http://basaltm.com/images/pdf/artical19_ru.pdf
12. Оснос М.С., Оснос С.П. Технические и экономические вопросы широкого применения материалов на основе базальтовых волокон в авиационной промышленности. Композитный мир № 4 2017, с. 26–30. http://basaltm.com/images/pdf/artical11_ru.pdf
13. С.П. Оснос, д.т.н., И.А. Рожков. Вопросы производства и комплексного применения материалов на основе базальтовых непрерывных волокон в энергетике. «Композитный мир», № 1 (94) 2021, с. 54–60.
14. Технические рекомендации по применению неметаллической композитной арматуры периодического профиля в бетонных конструкциях. НИИ бетона и железобетона. Москва, 2004 г.
15. Арматура неметаллическая композитная периодического профиля. ТУ 5769 – 248 – 35354501 – 2007. НИИ бетона и железобетона, Москва, 2007 г.
16. ДСТУ – Н Б В.2.6-185:2012. Руководство по проектированию и производству бетонных конструкций и неметаллической композитной арматурой на основе базальтового и стекловолокна.
17. ГОСТ 31938 – 2012. Арматура композиционная полимерная для армирования бетонных конструкций.
18. Неорганическое связующее – характеристики и применение. www.basaltm.com
19. Оснос С.П., Рожков И.А., Федотов А.А. Комплексное применение и создание производств материалов на основе базальтов – базальтовых волокон и чешуи для судостроения. Судостроение № 5 (864), 2022.
20. Оснос С.П., Рожков И.А., Федотов А.А. Базальтовые непрерывные волокна (БНВ) характеристики и преимущества. Сырье, технологии и оборудование. Создание заводов БНВ и материалов БНВ. «Композитный мир», № 2 (98) 2022, с. 22 – 27.
21. 2412120 RU «Устройство для производства базальтовых непрерывных волокон с фидерной печью».
22. 77861 UA «Способ и устройство для производства волокон из базальтовых пород».
23. 90065 UA «Способ производства базальтовых непрерывных волокон и из базальтовых пород и устройство для его осуществления».
24. 2321408 RU «Способ производства базальтовых непрерывных волокон из базальтовых пород и устройство для его осуществления».
25. 86186 UA «Целевой фильерный питатель для производства волокон из расплавов базальтовых пород».
26. 99794 UA «Способ производства композитной арматуры и устройство для его осуществления».

KEYWORDS: oil and gas industry, basalt, basalt fibers, basalt scales, basalt continuous fibers, BCF, composite materials, composite pipes, composite reinforcement, associated petroleum gas, green energy, road construction.



СОЮЗНИК РОССИИ СЕРБИЯ ОБДУМЫВАЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ГАЗОВЫЕ КАНАЛЫ ДЛЯ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПОСТАВОК И СОЗДАНИЯ ХАБА Bloomberg

Сербия рассматривает возможность расширения газовых связей с соседними странами, чтобы уменьшить зависимость от российских потоков и превратить страну в региональный транзитный узел. Бывшая югославская республика уже строит интерконнектор с Болгарией, который должен быть завершен в следующем году, что позволит импортировать газ из Центральной Азии, а также терминалы СПГ в Средиземном море. Страна балансирует между стремлением присоединиться к Европейскому союзу и воздерживается от введения санкций против своего традиционного союзника – Москвы. В то же время правительство присоединяется к международным усилиям по диверсификации поставок энергоресурсов из России, откуда оно получает почти весь свой газ. «Нам не хватает собственных ресурсов, когда речь идет о газе, но для нас важно все, что может снизить зависимость от России в газовом сегменте», – заявила министр энергетики и горнодобывающей промышленности Д. Джедович. Тем не менее, по словам министра, тесные связи Сербии с ПАО «Газпром» должны продолжаться.

С 2025 Г. «ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС» ПЕРЕХОДИТ НА НЕРОССИЙСКУЮ НЕФТЬ Dnes.bg

«Лукойл Нефтохим Бургас» планирует перейти на переработку нероссийской нефти. Такое решение принято в связи с логистическими ограничениями: проход крупных танкеров через проливы Босфор и Дарданеллы, многократное увеличение сроков доставки и риски задержки. Кроме того, предложено создать резервуарный парк для обеспечения необходимых запасов на случай задержки поставок. Представители «Лукойл Нефтохим Бургас» считают идею возрождения проекта «Бургас – Александруполис» хорошей, но с оговоркой – если сырье будет идти из Греции в Болгарию. Такое



решение будет способствовать улучшению логистики – отпадут проблемные проливы. Соединение нефтепроводом Эгейского моря с Черным, а также строительство достаточно крупной резервуарной базы поможет диверсифицировать поставки нефти для черноморских стран и обеспечит дополнительную

энергетическую независимость. Этот проект может стать нефтяным хабом «Черное море», с помощью которого Болгария повысит свою роль в энергетической безопасности региона, считают в компании.

ЕВРОПА ЗАЙМЕТСЯ КОНТРАБАНДОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

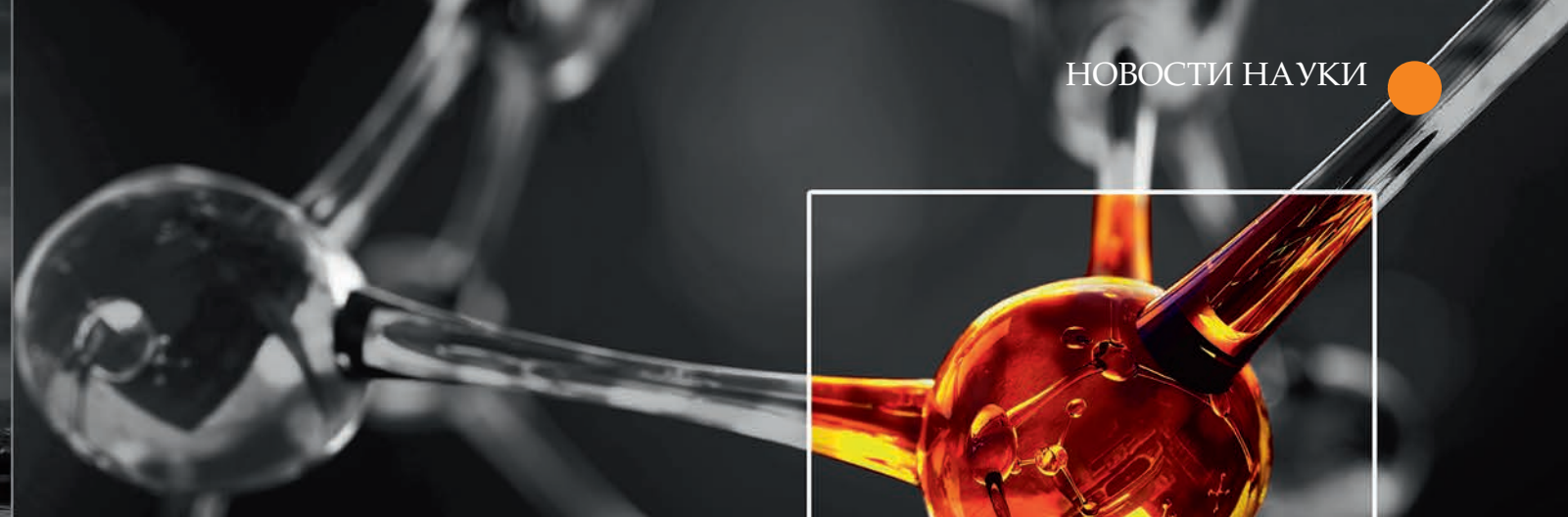


Европейский союз, «Большая семерка» и Австралия официально ввели ограничение цен на экспортную сырую нефть из России, поставляемую морем.



В ответ на этот шаг Кремль заявил, что не будет поставлять товар в государства, которые устанавливают ценовые ограничения. Эксперты утверждают, что механизм ограничения цен носит скорее символический, чем практический характер, и его эффективность во многом зависит от реакции крупнейших продавцов и покупателей. Если Россия перестанет экспортировать нефть в страны, которые вводят потолок цен, система вмешательства в работу рынка может потерпеть неудачу, что внесет еще больше неопределенности. Доходы Москвы от экспорта нефти и газа выросли почти на 50 % с февраля. Однако некоторые эксперты предположили, что это может быть лишь временный компромисс Европы и что потолок цен откроет «черный ход» для эмбарго на российскую нефть.

Очевидно, что существует связь между потолком цен и эмбарго на нефть. Поскольку Европейский союз больше не является крупнейшим покупателем нефти из России, баланс на мировом нефтяном рынке оказался нарушен, а потолок цен это компенсирует. ●



Тепломассоперенос для увеличения добычи нефти

УЧЕНЫЕ ИЗ ТЮМГУ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛИ ПРОДУКТИВНОСТЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА. Тюменские ученые разработали физико-математическую модель, метод расчета и программную реализацию решения нескольких научных и производственных задач в области анализа и разработки таких месторождений с использованием тепловых методов. Создана гидродинамическая и теплофизическая модель нестационарного квазитрехмерного тепломассопереноса в пласте с системой горизонтальных скважин. Проведена серия численных экспериментов, моделирующих процесс разработки с использованием системы горизонтальных скважин. Ученые показали, что увеличение температуры горячего теплоносителя на 60 K позволило дополнительно извлечь из пласта на 20 % (относительно базового варианта) больше нефти, а выход на остаточную нефтенасыщенность обеспечен на 40 % быстрее.

Молекулярная платформа для получения новых материалов

УЧЕНЫЕ ЮЖНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА СОЗДАЛИ МОЛЕКУЛЯРНУЮ ПЛАТФОРМУ, которая позволит комбинировать разные цветоэффekteкты в зависимости от типа воздействия и модификаций. Хромогенные эффекты – это совокупность явлений, связанных с изменением цвета под влиянием различного внешнего воздействия. На их использовании основаны решения в области медицины, химии, молекулярной электроники, в компьютеринге и т.д. Современные разработки в этих областях выдвигают требование полихромогенности – сочетание нескольких хромогенных свойств в одной молекуле. Ученые предложили молекулярную систему, способную к максимально широкому проявлению разнообразных хромогенных свойств и генерации каждого из существующих цветоэффekteктов в зависимости от типа воздействия и модификаций. Они работают как пульт управления: что-то усиливают, что-то подавляют, решая конкретную задачу. Возможность структурной модификации позволяет рассматривать такую молекулярную систему в качестве платформы для создания полихромогенных молекул с заданными свойствами.

Солнечный свет и графен очистят воду от химикатов

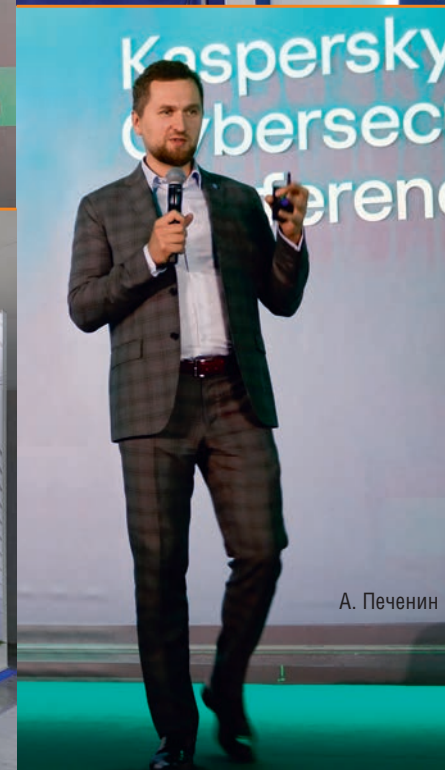
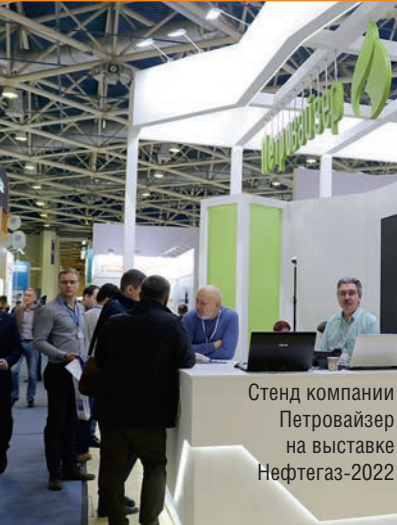
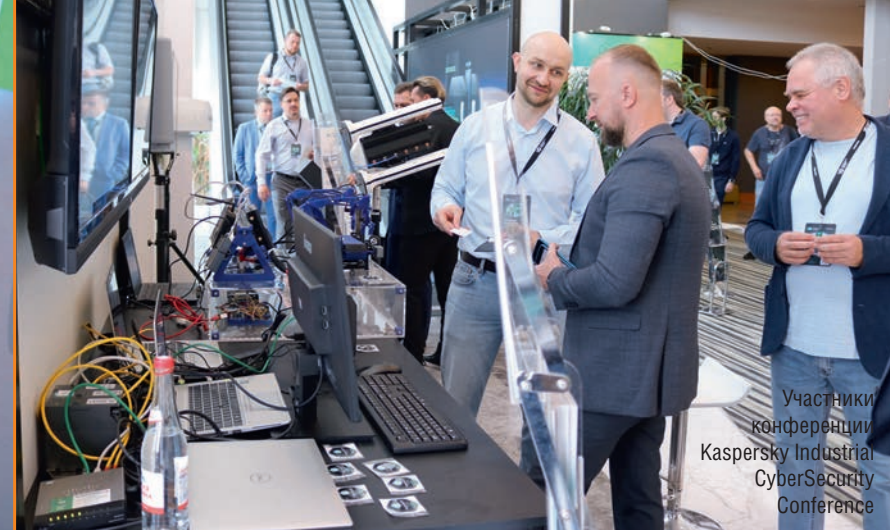
ОДНИ ИЗ ГЛАВНЫХ ХИМИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ ВОДОЕМОВ – ПОЛИЦИКЛИЧЕСКИЕ АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ, применяемые в качестве промышленных красителей. Методика очистки сточных вод от красителей с помощью солнечного света и графена, разработанная учеными Южного федерального университета совместно с коллегами из Ирана, отличается низкими затратами и не требует специального оборудования. В ее основе – графеновые нанокатализаторы, активируемые солнечным светом. Метод способен нейтрализовать более 90 % объема некоторых текстильных красителей. Под действием солнечного света наночастицы графена образуют окислительные радикалы, которые связывают молекулы вредных химикатов. В результате концентрированные загрязнители превращаются в углекислый газ и воду. Предложенный процесс очистки рассчитан на внедрение в уже существующую инфраструктуру. Новый нанокатализатор рассчитан на многократное использование и повторную переработку. Технология создания нанокатализаторов предполагает окисление графита с последующей гидротермальной редукцией и кальцинацией в азотной атмосфере.

Экологичное авиационное топливо от российских ученых

СПЕЦИАЛИСТЫ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБАТЫВАЮТ СИНТЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО, ПОЛУЧАЕМОЕ ИЗ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (в частности, дизеля и биодизеля) и различных отходов: растительных масел, биомассы, осадка сточных вод, твердых бытовых отходов. Ученые уже разработали математические модели для изучения характеристик нагрева и испарения капель в камерах сгорания авиадвигателей. Уникальность моделей в том, что они описывают поведение капель топливных композиций сложной несферической формы в широком диапазоне размеров и скоростей их движения. Такая форма характерна для топлив с низкой вязкостью и вызвана деформацией поверхности капель, возникающей при высоких скоростях впрыска топлива в камеру сгорания. Кроме того, исследователи планируют внедрить новые эффекты вторичного измельчения капель непосредственно в камерах сгорания за счет реализации микровзрывов. Фрагментация капель в режиме микровзрыва достигается за счет вовлечения в состав топлива воды – менее летучего компонента с более низкой температурой кипения. В результате получается более сложная и эффективная топливная композиция – «капля в капле», где в качестве ядра выступает вода, а в качестве оболочки – топливо. Микровзрывы повышают полноту выгорания топлива до 5–7 %, улучшают характеристики смешения паров топлива и воздуха, а также снижают концентрации антропогенных выбросов до 20 %. На следующем этапе работы исследователи будут изучать влияние нового топлива на рабочие характеристики двигательной установки. С этой целью создается комбинированный экспериментальный стенд для испытания малогабаритных газотурбинных двигателей с разными характеристиками тяги и геометрическими размерами.

Аэрогели-нефтепоглотители

УЧЕНЫЕ ИЗ ВОЛГОГРАДСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА РАЗРАБОТАЛИ МОДИФИЦИРОВАННЫЕ АЭРОГЕЛИ ИЗ ХИТОЗАНА, обладающие избирательными нефтепоглощающими свойствами. Хитозан – возобновляемый, биосовместимый и биоразлагаемый полимер, способный к пленко- и волокнообразованию, что обуславливает возможность применять его в качестве основы для производства аэрогелей – материалов, обладающих низкой плотностью, высокой пористостью и большой удельной поверхностью. Благодаря этим свойствам аэрогели применяют в качестве сорбентов загрязнений, таких как масло, нефть и нефтепродукты. Исследователи из ВолгГТУ предложили поверхностную модификацию хитозановых аэрогелей привитыми полиметакрилатами. Полученные хитозановые аэрогели обладают пористостью до 98,5 % и представляют собой материал, образуемый тонкими (до 1 мкм) пленками полимера, с системой открытых пор. Немодифицированный аэрогель быстро впитывает воду, а в результате модификации поверхность приобретает водоотталкивающие свойства, и материал не впитывает воду в течение нескольких часов, при этом система пор не нарушается. Модифицированные хитозановые аэрогели сохраняют способность к биоразложению и не требуют дополнительных затрат на утилизацию. Они могут быть использованы в качестве масло- и нефтесорбентов, а также фильтров для разделения водонефтяных эмульсий.



FSRU

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

2.2.4 Прочее



Floating Storage Regasification Unit – плавучее хранилище сжиженного природного газа, оснащенное судовой регазификационной установкой.

FSRU – стационарный объект регазификации и хранения, стоящий на рейде или у причала и соединенный газопроводом с берегом.

FSRU оснащено:

- специальными термоизолированными резервуарами для перевозки СПГ;
- специальной системой хранения груза (первичный контейнер для хранения жидкости, слой изоляции, вторичная оболочка для недопущения утечек, повторный слой изоляции);

Материалы поверхностей, контактирующих с СПГ, изготавливаются с использованием нержавеющей стали, алюминия или инвара.

Преимущества по сравнению с наземными СПГ-терминалами:

- более низкая стоимость;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	
пропускная мощность судовой регазификационной установки	1,4 млн м³/сутки (50 mmscf/d) – 22,7 млн м³/сутки (800 MMscf/d)
быстроходность	18–20 узлов
скорость операций по наливу и разгрузке СПГ	12–18 часов
грузовместимость	200–250 тыс. м³
осадка	12 м
двигатель	дизельный, газомазутный, двухтопливный
структура судна	двухкорпусная для недопущения утечек и взрывов

- срок строительства около 1–3 года;
- меньшая площадь FSRU и морское размещение минимизирует воздействие на окружающую среду;
- устанавливается на рейде у берега либо швартуется к специальному причалу в порту.

Широкое распространение имеют FSRU типа Moss (41 % от мирового флота FSRU).

FSRU типа Moss:

- обладают самонесущими резервуарами сферической формы;
- имеют систему трехмембранных резервуаров. ●

ПЛАВУЧИЙ КРАН

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.5 Специальные транспортные и грузоподъемные средства

1.1.5.1.6 Плавучие краны

Кран стрелового типа на самоходном или несамоходном понтоне, предназначенном для его установки и передвижения.

Плавучие краны состоят из верхнего строения (собственно крана) и понтона. ●



ПЛАВУЧИЕ КРАНЫ ПОДРАЗДЕЛЯЮТСЯ:	
По назначению	краны для погрузочно-разгрузочных работ в портах
	краны для монтажных работ
По самоходности	самоходные (если должен обслуживать несколько портов или перемещаться на значительные расстояния)
	несамоходные
По конструкции верхнего строения	неповоротные
	поворотные
	комбинированные
ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАВУЧИХ КРАНОВ	
Механизмы	дизель-электрический привод
Движители	гребные винты или крыльчатые движители
Предназначение	работы, производимые на плаву
	Массовые перегрузочные работы (используют краны, как правило, несамоходные, грузоподъемностью до 25 т с вылетом до 35 м)
	перегрузка судов-тяжеловесов
	строительно-монтажные и аварийно-спасательные работы (поворотные краны грузоподъемностью до 350 т, как правило самоходные, с вылетом до 60 м)
ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОНТОНА	
Состав корпуса	Поперечные (шпангоуты и палубных бимсов) и продольные (киль и кильсон) элементы, обшитые листовой сталью
Форма	параллелепипед с закругленными углами, либо корабельные обводы. Понтоны с прямоугольными углами имеют плоское дно и срез в кормовой или носовой части
кран-катамаран монтируют на двух понтонах	каждый понтон имеет выраженный киль и форму, аналогичную форме корпусов обычных судов
непотопляемость	наличие продольных и поперечных переборок
остойчивость	жилые помещения для команды крана и склады помещаются внутри понтона, что позволяет избежать высоких надстроек и увеличить остойчивость
танки для дизельного топлива и пресной воды	располагаются внутри понтона, вдоль его бортов

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛ ПРОЕКТА 22220 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 съёмными 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	
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 монопостановщик, 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 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 газовозов 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

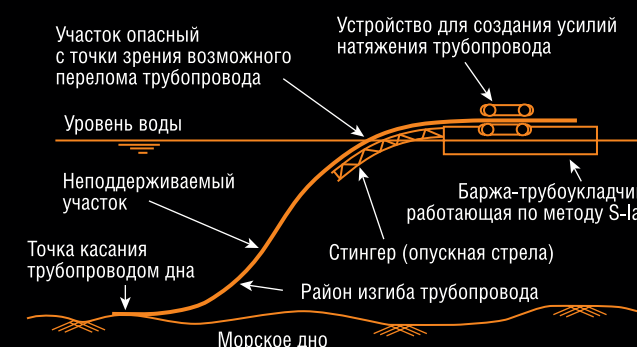


РИС. 2. Судно для укладки трубопровода методом J-Lay

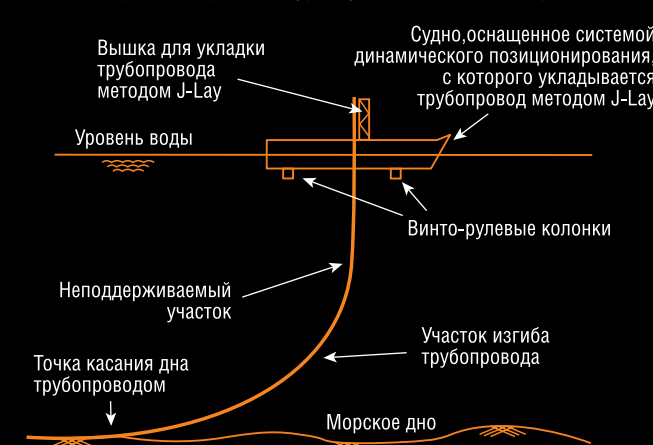
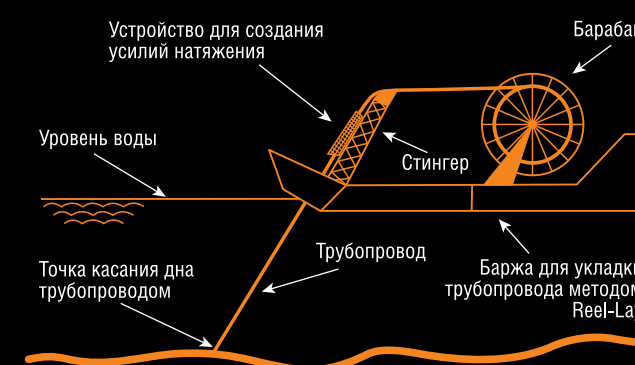


РИС. 3. Судно для укладки трубопровода методом Reel-Lay



* sudostroenie.info



А. Новак

90–95 % объема газа, поставляемого в Европу, оплачивается в рублях



А. Миллер

Кто-то говорит: закон – Атлантика, а кто-то: закон – тайга



И. Сечин

Услуги – полезная вещь, но не в том случае, когда у вас нет энергоресурсов



Си Цзиньпин

Искажение международных стандартов, перелом экономических связей, потворствование международным конфликтам, препятствование развитию и сотрудничеству – все это стало обычным делом, все это бросает вызовы миру и развитию в АТР



Н. Шульгинов

В Европе эти политизированные решения привели к рекордному росту цен на газ. Расплачиваться за это приходится простым гражданам



Р. Эрдоган

Мы готовы сотрудничать с нашими туркменскими и азербайджанскими коллегами на Каспии. Теперь нам необходимо таким же образом начать работу по транспортировке туркменского природного газа на западные рынки



А. Силуанов

Мы сейчас готовим ответные, встречные меры относительно того, как будут наши компании реагировать на введение потолка



О. Шольц

Такая ошибка с зависимостью, как от России, второй раз с нами не повторится



У. фон дер Ляйен

Европейская бизнес-модель, основанная на дешевом российском газе, уже не вернется

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛАТФОРМА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА
ДЛЯ ОБМЕНА ОПЫТОМ

18–20 АПРЕЛЯ 2023



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
**ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»**



РЕКЛАМА

@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

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

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
lyapunova@restec.ru
+7 (812) 320 63 63, доб. 743

РЕСТЭК®
выставочное объединение





ПРИОРИТЕТ

юридическая компания

Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)



Москва, ул. Крымский вал,
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)