ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ

ВЫЗОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ТатПром-Холдинг ГРУППА КОМПАНИЙ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

8 [140] 2023

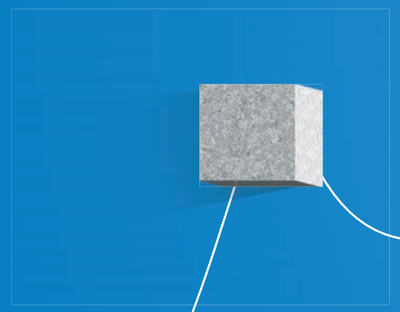
Входит в перечень ВАК (К1)

ГАЗСТРОЙПРОМ

Работаем вместе
на проектах Газпрома

Neftegaz.RU

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ



Мультимедийный проект о насыщенной истории «Газстройпрома», стройках века и современном этапе развития компании, которая сегодня реализует ключевые для нашей страны проекты в сфере нефтегазового строительства.

gsp.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

Страхование, обеспечивающее финансирование мероприятий, предусмотренных планом ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН)

Оптимальный способ обеспечения финансирования мероприятий, предусмотренных ПЛАРН

Покрывает риски в результате разливов нефти и нефтепродуктов:
- причинение вреда окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан и юридических лиц
- возникновение расходов при ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

Соответствует требованиям Росприроднадзора и положениям статьи 46 Федерального закона № 7 «Об охране окружающей среды»

Персональный менеджер по сопровождению договора и урегулированию убытков

ОГРН 1027739362474. 115035, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928,
ОС № 0928-03, ОС № 0928-04, ОС № 0928-05,
ПС № 0928 от 23.09.2015. Реклама.

ingos.ru
8 495 234 36 23
osoo@ingos.ru

Плавучие буровые установки российских компаний-операторов

24

Технологические линии нового поколения по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг

40

СОДЕРЖАНИЕ

Геохимические исследования для определения источника обводнения скважин с ГРП

44

Влияние полимерной присадки на асфальтосмолопарафиновые отложения высокопарафинистой нефти

52

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Ставки на понижение 8

Налоговые поправки для нефтегазового сектора 10

События 12

Первой строчкой 14

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности! 16

НЕФТЕСЕРВИС

Технологическое лидерство в разведке. ТНГ-Групп 70 лет на рынке геофизических услуг 20

Плавучие буровые установки российских компаний-операторов 24

НЕФТЕСЕРВИС

Эффективная добыча начинается с правильного заканчивания скважины 34

Технологические линии нового поколения по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг 40

Геохимические исследования для определения источника обводнения скважин с ГРП 44

Специалисты Сибирской Сервисной Компании установили очередной рекорд 50

Влияние полимерной присадки на асфальтосмолопарафиновые отложения высокопарафинистой нефти 52

Расширяя сервисные компетенции 56

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Полный контроль при сокращении затрат: AR/VR-технологии в нефтяной отрасли России 60

«Зеленой» компании – «зеленые» поставщики 64

Современные вызовы нефтегазовой отрасли

84

Перспективы применения газогидратных технологий для разделения газовых смесей

102

Распространение вибраций в неметаллических композитах в составе трубопроводного транспорта

106

Повышение эффективности работы морских нефтеналивных терминалов

112

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Математическое моделирование эффекта от операции выравнивания профиля приемистости 66

Цифровые двойники и обеспечение кибербезопасности предприятий нефтегазовой отрасли 74

Полный «реверс» вперед 78

Новости науки 80

ПРАВО

Стандарт ВСС по страхованию Плана ЛАРН – чего ждать компаниям в 2024 году? 82

РЫНОК

Современные вызовы нефтегазовой отрасли 84

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Химия для ТЭК 90

Тампонажные смеси и добавки для крепления участков скважин в условиях ММП 94

ГАЗОПОДГОТОВКА

Перспективы применения газогидратных технологий для разделения газовых смесей 102

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Распространение вибраций в неметаллических композитах в составе трубопроводного транспорта 106

Повышение эффективности работы морских нефтеналивных терминалов 112

Хронограф 117

Влияние перекачиваемой жидкости на частоты свободных колебаний надземных участков трубопроводов 118

МАТЕРИАЛЫ

Исследование вибраций и их гашения в современных металлах и сплавах 120

Нефтегаз life 126

Цитаты 128

ЭПОХИ НГК

304 года назад

В 1719 году по Указу Петра I была учреждена Берг-коллегия – ведомство, отвечавшее за управление горнорудной промышленностью.

151 год назад

В 1872 году в России проведена реформа по отмене откупной системы и переходу на рыночные отношения с нефтедобывающими регионами – Апшеронским и Закавказьем. Теперь нефтеносные участки приватизировались за единоразовую плату.

147 лет назад

В 1876 году в Императорском Русском техническом обществе была создана комиссия «По вопросу об устранении препятствий к развитию нефтяных промыслов», призванная изучить иностранный опыт. В рамках деятельности комиссии в США был отправлен профессор Д.И. Менделеев для ознакомления с достижениями американской нефтяной промышленности.

146 лет назад

В 1877 году компания В. Кокорева и П. Губонина добывала почти треть всей российской нефти и поставляла на внутренний рынок до 80% керосина.

125 лет назад

В 1898 году Россия обогнала Америку по добыче нефти и удерживала первое место в мире еще 4 года.

124 года назад

В 1899 году А. Манташев основал нефтепромышленное общество «А.И. Манташев и К°», средства, полученные от нефтедобычи, были направлены на строительство нефтепровода Баку – Батум.

75 лет назад

В 1948 году Указом Президиума Верховного Совета СССР Министерство химической промышленности и Министерство резиновой промышленности были объединены в Министерство химической промышленности.

58 лет назад

В 1965 году в ознаменование успешного освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири, а также отмечавшегося годом ранее столетия отечественной нефтяной и газовой промышленности Президиумом Верховного Совета СССР был учрежден День работника нефтяной, газовой и топливной промышленности.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГОБУ 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 РАЕН

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

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

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

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

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

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

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

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, 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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

account@neftegaz.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 №ФС77-46285

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

Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

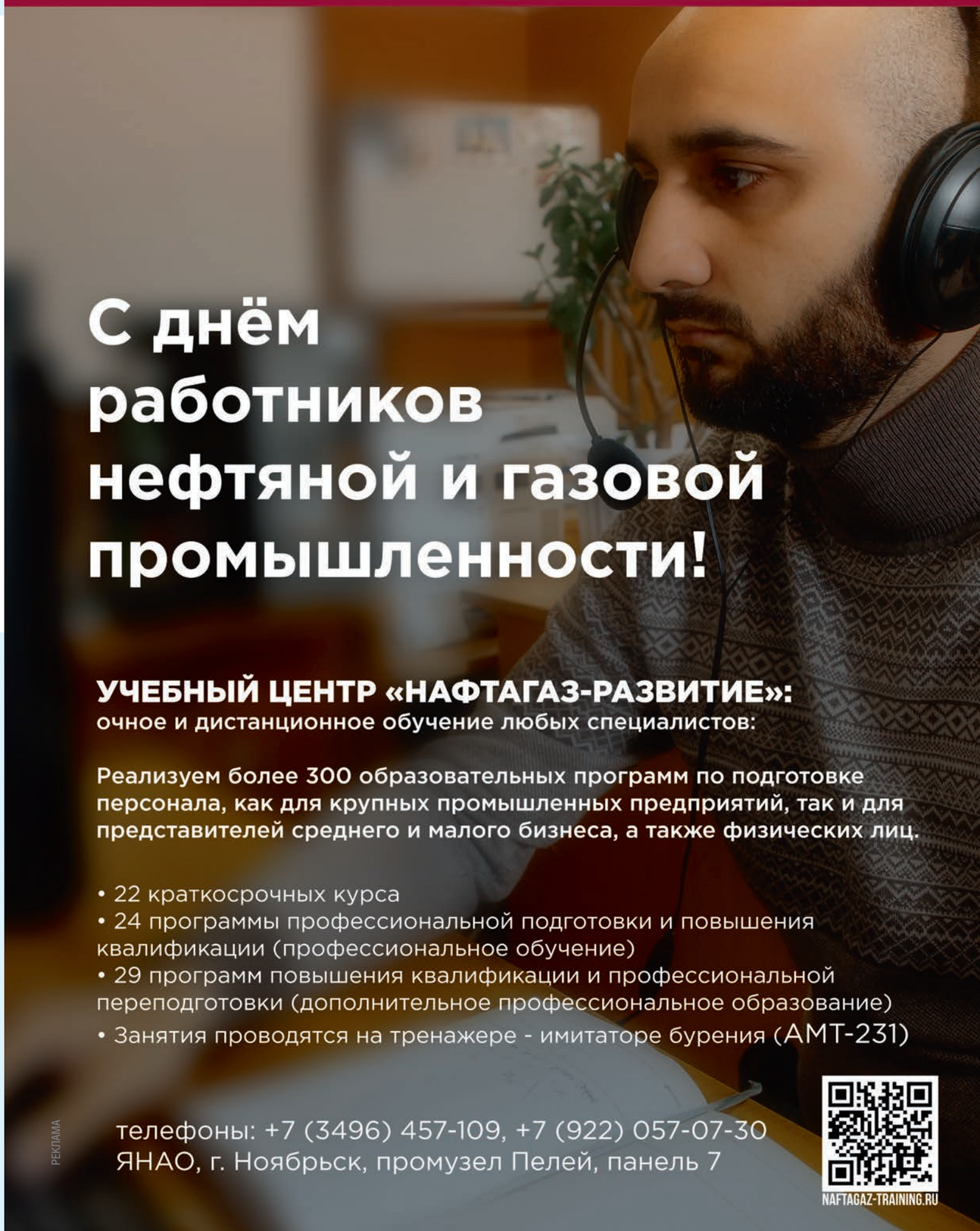
Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

НАФТАГАЗ

ПОКОРЯЕМ ВЕРШИНЫ МАСТЕРСТВА



РЕКЛАМА

РОССИЯ
Главное

С января по июнь Китай в среднем закупал у России

917 тыс.

барр. нефти в сутки

Индия сократила объем закупок российской нефти

на 300 тыс.

барр. в сутки

Китай намерен покупать у Ирана

1,5 млн

барр. нефти в день

Китай и Индия покупают

80 %

российской нефти

СТАВКИ НА ПОНИЖЕНИЕ

Анна Павлихина

Вторая половина года началась для российских нефтеэкспортеров не самым благоприятным образом. Объемы поставок снизились по нескольким ключевым направлениям.

С января по июнь Китай в среднем закупал у России 917 тыс. барр. нефти в сутки. Это был хороший объем по хорошей цене с привлекательным дисконтом, устраивающим и продавца и покупателя. Но во втором полугодии Китай увеличил и без того немалый импорт в полтора раза, сменим при этом продавца. С августа Китай намерен покупать 1,5 млн барр. нефти в день у Ирана, чья нефть, как и российская, находится под санкциями и также продается с большой скидкой, в данном случае 10 долл. за барр. к Brent. В то же время российская нефть за месяц подорожала на 9 долл. за барр. В результате Китай снизил закупки на 150 тыс. барр. в сутки.

Такое подорожание не вызвало восторга и у других покупателей: Индия сократила объем закупок российской нефти на 300 тыс. барр. в сутки.

Неожиданностью стали нелестные отзывы и отказ от российской нефти пакистанских покупателей. В середине августа Пакистан приостанавливает импорт российской нефти, заявив, что из нее можно произвести меньше светлых нефтепродуктов, чем из арабской, и поэтому даже со скидкой покупать ее невыгодно. Вероятно, не будет лукавством предположить, что это отголосок исторического прошлого. Привычка Пакистана чувствовать себя частью Индии заставляет их думать, что все предоставленные Индии преференции должны распространяться и на пакистанские компании. Но дисконт в данном случае Индией был заслужен доказательством дружбы с Россией, чем не может похвастаться Пакистан, не усвоивший истину, что нефть от политики неотделима.

У Китая, как и у Индии, есть свои причины сменить основного поставщика. Так, Китаю при снижении роста промышленного производства на полтора процента и увеличении собственных нефтяных запасов нет никакого резона покупать нефть впрок, разве что по очень-очень низкой цене, которую и предложил Иран. А Индия столкнулась с чисто технической проблемой при покупке российской нефти: нет возможности оплатить уже купленный товар. Как известно, часть сделок между странами происходит в национальных валютах. Такой механизм расчета был нацелен на обход санкций, что особенно актуально сейчас, когда цены на нефть превышают установленный потолок. Но у индийских компаний не оказалось необходимого количества рублей, а банки не смогли их выдать из-за особенностей законодательства.

А вот с оплатой дирхамами проблем у Индии не возникло. С начала года страна оплачивала этой валютой российскую нефть, торгуемую через дубайских трейдеров. В августе Индия заключила с ОАЭ сделку на покупку 1 млн барр. Нефти, проведя расчет в рупиях и дирхамах.

В результате сокращения Китаем и Индией закупок российской нефти ее экспорт сократился до минимальных значений с начала года, что не удивительно, ведь эти две страны покупают 80 % российской нефти. Никакой политической подоплеки в этом демарше не прослеживается. Следуя обычным законам рынка, китайские и индийские покупатели предпочитают более дешевый товар.

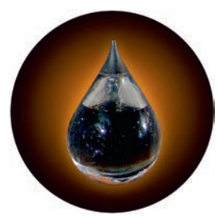
Однако аналитики иначе выстраивают причинно-следственную цепочку и утверждают, что причина вовсе не в том, что российская нефть подорожала, а Иран во всю демпингует. Напротив, инициатором сокращения экспорта в данном случае считают продавца, так как, во-первых, Россия сократила добычу, а значит, может поставлять меньшие объемы на внешний рынок, а во-вторых, в связи с законами сезона увеличился спрос на внутреннем рынке. Последний аргумент, вероятно, все же не имеет отношения к объемам экспорта. В противном случае цены на бензин на внутреннем рынке не должны были бы демонстрировать динамику роста, а на внешнем рынке не увеличились бы поставки других направлениях, в частности – в Египет и Грецию.

При этом, согласно еще весной озвученному плану, российские компании будут продолжать уменьшать скидку. Учитывая, что низкая цена была основным критерием привлекательности, благодаря которому объемы продаж в первом полугодии были столь высоки, стране придется искать новых покупателей. Что она и делает. В фокусе внимания в последнее время все чаще оказываются страны африканского континента, несмотря на то, что свою нефть они тоже добывают. Но, закупая российскую нефть, собственную можно продавать в Европу, где держится хорошая цена, а логистика максимально дешева, учитывая расстояние.

Диверсифицируя таким образом поставки и расширяя пул покупателей, можно надеяться на создание среди них конкурентных отношений и возможности продавать нефть с минимальной скидкой. Но до этого пока далеко.

На данном этапе можно констатировать, что сокращение добычи Саудовской Аравией (которая снизила экспорт до минимума с сентября 2021 года и повысила цены) и Россией, а также цена на нефть, превысившая санкционный потолок, привели к изменению положения стран экспортеров в АТР: Саудовская Аравия уступила лидерство в объемах поставок России, а та – Ирану. Вероятно, эта ситуация продержится недолго.

Россия вынуждена не просто диверсифицировать поставки, но и искать новые рынки сбыта, ведь даже постоянные покупатели снижают объемы закупок, что вызвано, в том числе, и объективными обстоятельствами, изменить которые не сможет даже максимальный дисконт. Это затрудняет долгосрочные проекты, делает ситуацию менее предсказуемой. Рынок подвержен колебаниям, остро реагирует даже на незначительные факторы, а неопределенность, в свою очередь, негативно сказывается на инвестиционном климате. ●



НАЛОГОВЫЕ ПОПРАВКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Анастасия Гончаренко

Новый закон вносит изменения в Налоговый кодекс и отдельные законодательные акты, затрагивающие, в том числе, налогообложение нефтегазового сектора. Документ предполагает снижение дисконта российской нефти Urals к бенчмарку Brent с 25 до 20 долл./барр. с 1 сентября 2023 г.

С апреля НДПИ платится исходя из фактической цены Urals, но не меньше цены Brent за минусом определенного дисконта: в апреле он составлял 34 долл./барр., в мае – 31 долл. /барр., в июне – 28 долл. /барр., с июля и далее – 25 долл./барр. По аналогии с расчетом НДПИ в экспортной пошлине также установлен дисконт к Brent, с сентября он уменьшается до 20 долл./барр.

С 2024 г. в нефтяных налогах будет использоваться большая из величин – дисконт к Brent либо показатель нового ценового индикатора, который будет считаться в долларах США за баррель и рассчитываться с 1 января 2024 г. как увеличенное на 4 доллара среднее значение ежедневных средневзвешенных по объему поставок экспортных цен на нефть при поставках в северо-западные и южные морские порты России. Кроме того, документ предусматривает с сентября 2023 г. и до конца 2026 г. уменьшение выплаты из федерального бюджета нефтяникам по топливному демпферу в два раза.

Ранее Минфин РФ предлагал ввести эту меру на 1 год, но затем срок действия сокращенных выплат было предложено продлить. По данным Минфина, в июне 2023 г. нефтяные компании получили из бюджета выплаты по демпферу в размере 78,6 млрд руб. по сравнению с 219,6 млрд руб. в июне 2022 г. По словам главы Минфина РФ А. Силуанова, снижение выплат по демпферу позволит бюджету экономить 30 млрд руб. в месяц. Принятый закон также устанавливает на 2026 г. индикативную цену бензина на внутреннем рынке для расчета демпфера в размере 67 300 руб. за тонну, дизельного топлива – 58 950 руб. за тонну, керосина – 67 300 руб. за тонну. Закон также предусматривает индексацию ставок акцизов на 5% в 2024 г., на 4% – в 2025 г. и на 4% – в 2026 г. Ставки индексируются в соответствии с ожидаемыми уровнями инфляции, ставка акциза на авиакеросин не меняется, сохраняясь в размере 2,8 тыс. руб./т на трехлетний период. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В настоящее время формируется бюджет на 2024–2026 гг. Добывающие компании считают, что налоговая нагрузка на них уже достигла пика, а власти рассматривают ресурсный сектор как основной источник дополнительных доходов казны. Можно ли еще повышать налоги для нефтянки?

Достигнут ли потолок налоговой нагрузки на нефтегазовый сектор?

26%
Да, нефтегазовые доходы снизились на 50%, дополнительные налоги вынудят компании сокращать расходы на развитие

19%
Нет, у предприятий ТЭК было много преференций

29%
Да, с 1 сентября вдвое сокращаются выплаты по демпферу, что может негативно сказаться на ценах на бензин

12%
Нет, восполнить дефицит бюджета может только нефтегазовая отрасль

16%
Неиспользованный налоговый потенциал в отрасли еще остался, но действовать нужно осторожно, чтобы избежать падения инвестиций

Россия и Иран в очередной раз обсудили возможность создания энергетического хаба. Но его целесообразность ставится под вопрос, учитывая, что с осени прошлого года прорабатывается идея создания газового узла в Турции

Нужен ли России газовый хаб с Ираном?

11%
Да, это поможет найти новые рынки сбыта

23%
Нет, строительство инфраструктуры обойдется слишком дорого

19%
Да, иранский хаб может стать финансовым узлом, где будет формироваться ценообразование

14%
Нет, сначала надо решить вопрос с газовым хабом в Турции

24%
Да, так российский газ можно будет продавать как нероссийский, т.к., смешиваясь с газом других стран-участниц проекта, меняется право собственности на него

10%
Нет, таким образом Россия поможет укрепиться на газовом рынке одному из своих основных конкурентов

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

Комплекс СПГ появится в Томской области

Японские Marubeni и Hamada основали компанию Rexia Corporation, которая будет предоставлять услуги по утилизации и повторному использованию солнечных панелей. Rexia будет продвигать сбор и переработку солнечных панелей, путем разделения материалов на различные ресурсы. Проект планируется ввести в промышленную эксплуатацию во второй половине 2027 г.

Главгосэкспертиза одобрила проектно-сметную документацию на третий этап строительства комплекса сжижения природного газа на газопроводе-отводе к ГРС «Каргала». Комплекс будет размещен в Шегарском районе Томской области, и его строительство является частью Программы развития газоснабжения и газификации региона на 2021–2025 гг. Более 40 котельных перейдут на использование газа, более 5 тыс. домов в районах Бакчарский, Кожевниковский, Тегульдетский, Чаинский и Шегарский получат доступ к газу. Основная цель комплекса заключается в подготовке и сжижении природного газа, который поступает от магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс», он будет использоваться в качестве альтернативного источника газоснабжения для отдаленных районов, не покрытых магистральными газопроводами. Третий этап проекта включает в себя строительство основного комплекса и линейной части газопровода-отвода. Будут установлены 8 газопоршневых и одна дизель-генераторная установка, а также 5 производственных линий для сжижения газа.

НДД для вязкой и сверхвязкой нефти

Участки с запасами вязкой и сверхвязкой нефти с 1 января 2024 г. переведут на НДД. Для попадания в этот перечень добыча залежей нефти с вязкостью от 200 до 10 тыс. мПа и более должна составлять не менее 70%. Такие залежи относятся к трудноизвлекаемым, поэтому переход на НДД будет сопровождаться снижением налога на добычу полезных ископаемых. Это создаст стимул для развития таких месторождений, т.к. будет снижена фиксированная ставка налога, которая взимается без учета финансовых результатов. Также принята поправка об увеличении срока действия ограничений на уменьшение налоговой базы по НДД из-за убытков с 2023 г. до 2026 г. Это ограничение составляет 50%. Под налогообложение НДД попадают некоторые новые месторождения Восточной Сибири, действующие месторождения Западной Сибири с выработкой от 10 до 80% (при ограничении добычи не более 15 млн т), новые месторождения Западной Сибири с выработкой менее 5% и общей добычей не более 50 млн т в год, а также арктические проекты.

Нулевой НДПИ на ямальский газ

С 1 января 2024 г. водится нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых для новых проектов добычи природного газа на Ямале, необходимых для производства аммиака и водорода. Закон предусматривает возможность субъектов РФ устанавливать пониженную налоговую ставку по налогу на прибыль компаний от деятельности по выпуску на новых производственных мощностях аммиака или водорода из газа или газового конденсата, под новыми проектами подразумеваются проекты, введенные с 2025 г., для них пониженная ставка будет установлена независимо от места добычи газа. Закон коснулся месторождений на Ямале и Гыдане, газ которых используется исключительно для производства аммиака и водорода. Также там есть и участки недр Газпрома, на добычу которого распространится нововведение в случае, если добытый газ будут перерабатывать в аммиак и водород.

Equinor подписала соглашение с инвестиционной компанией Denham Capital о приобретении Rio Energy – разработчика, владельца и оператора проектов в области ВИЭ в Бразилии. В проектный портфель входит береговая ВЭС Serra da Babilonia 1 мощностью 0,2 ГВт, готовый к строительству портфель солнечных фотоэлектрических установок мощностью 0,6 ГВт, проектная линейка береговых ВЭС и СЭС мощностью 1,2 ГВт

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Северный поток достроили

Первая в России бункеровка биотопливом

Азербайджан, Грузия, Румыния и Венгрия подписали меморандум о создании СП по реализации проекта, предусматривающего передачу зеленой энергии, производимой в Азербайджане (район Агстафа), через Грузию (Кулеви порт) и Черное море в Румынию (Констанца порт) для последующей транспортировки в Венгрию. Проект предусматривает прокладку ЛЭП мощностью 1000 МВт и протяженностью 1195 км

«Газпромнефть Марин Бункер» осуществил первую в России заправку морского транспорта судовым топливом на биокомпонентной основе.

Тестовая бункеровка топливом с низким углеродным следом была проведена в порту Санкт-Петербурга. Проект производства судового биотоплива реализован «Газпромнефть Марин Бункер» совместно с сетью предприятий быстрого обслуживания «Вкусно – и точка» и компанией «Эковей». Рецептура биотоплива разработана на основе низкосернистого судового топлива «Газпром нефти» и отработанного фритюрного масла.

Подготовка вторичного сырья включает многостадийное отстаивание, фильтрацию и термообработку. Смешение компонентной базы, производство, лабораторный контроль, хранение и перевалка судового биотоплива происходят на терминале «Газпром нефти» в порту Санкт-Петербурга. Новое топливо соответствует техническому регламенту и может использоваться на большинстве морских и речных судов.

Бензин на биржу!

Правительство обязало нефтяников увеличить продажи топлива 5-го класса на бирже с 12 до 13% от производства бензина и с 8,5 до 9,5% в отношении дизеля. В официальном сообщении сказано, что такое решение направлено «на поддержание стабильной ситуации на внутреннем рынке бензина и дизеля». В связи с тем, что поставки бензина на внутренний рынок отставали от планов и показателей прошлого года, с апреля этого года цена топлива на бирже растет, новые требования призваны обеспечить «гарантированный объем предложения востребованного топлива на биржевых торгах и увеличить долю сделок, которые заключаются на конкурентных условиях».

Требования распространяются на всех производителей нефтепродуктов, которые получают выплаты по демпферу.

Новый маршрут российского СПГ в Китай

В начале августа первый танк-контейнер с СПГ отправлен по международному автомобильному мосту Благовещенск – Хэйхэ в Китай в рамках тестовой перевозки опасных грузов. СПГ был произведен на малотоннажной установке сжижения природного газа в Приморском крае на гелиевом хабе Газпрома. По утверждению главы Амурской области, подобное производство будет запущено также в Свободненском районе. Продавцом в рамках экспортного контракта выступил «Газпром экспорт». Доставку груза обеспечила компания «Газпром гелий сервис» в собственном контейнере на магистральном тягаче, работающем на СПГ. Соглашение о поставке опасных грузов министерства транспорта двух стран подписали в октябре 2021 г., оно является юридической основой для их перемещения через российско-китайскую границу. В будущем ежемесячно через мост планируют поставлять десятки таких контейнеров. ●

В графстве Кент начались строительные работы по прокладке первой электрической соединительной линии (интерконнектора) NeuConnect стоимостью 2,4 млрд фунтов стерлингов, которая соединит электросети Великобритании и Германии. Протяженность кабелей 725 км, пропускная способность – до 1,4 ГВт. Проект позволит интегрировать ВИЭ в электросети обеих стран. Его планируют ввести в эксплуатацию к 2028 г.

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

На **9,8** %

до **330** млрд м^3

сократилась добыча газа в России за первое полугодие 2023 г.

В **470** раз

намерен нарастить добычу редкоземельных металлов Вьетнам к 2030 г.

На **90** дней

суд приостановил работу нефтепровода Нобель Ойл

после выявления **14** нарушений требований промбезопасности

До **23** млн т

выросли разведанные запасы лития в Боливии

На **30** %

Франция намерена увеличить производство атомной энергии к 2030 г.

Доля российского нефтегазового оборудования может превысить

65 % в 2023 г.

ЕС согласовал сокращение потребления энергии

На **11,7** % к 2030 г.

На **6,2** %

вырос импорт бензина и дизеля в Грузию в первом полугодии,

составив **554,2** тыс. т

38,3 млрд кВт·ч

электроэнергии выработали электростанции РусГидро за второй квартал,

на ГЭС и ГАЭС пришлось **31,6** млрд кВт·ч

20 млрд евро

инвестирует Германия в производство полупроводников для снижения зависимости от Азии

На **41** %, до **3,9** млн тонн

увеличились поставки СПГ из России в Китай в январе – июне 2023 г. по сравнению с соответствующим периодом прошлого года

Импорт СПГ из России в Грузию с начала 2023 г. увеличился

на **43,4** %,

нефтяного битума – на **45,5%**

На **2,25** млн барр./сутки

увеличится спрос на нефть в мире в 2024 г. согласно ожиданиям ОПЕК

4,53 млн т СПГ

импортировала Япония в июне 2023 г.,

что на **22%** меньше, чем в июне 2022 г.

До **300** тыс. т/год

увеличена квота на объем вывоза нефтяного битума из России в Казахстан

1,829 млрд долл.

составила чистая прибыль Equinor во 2-м квартале 2023 г.,

сократившись в **3,7 раза**

На **37** %

выросли счета за электроэнергию в Нидерландах за 1 год

На **8** %

увеличатся тарифы на газ в РФ с 1 июля 2024 г.

На **1,3** долл./т

повысится экспортная пошлина на нефть в России с 1 августа

10,5 млн тонн

углеводородов отправил на экспорт Ямал СПГ в 1-м полугодии 2023 г.

С ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

2023 год богат на значимые для индустрии подземного хранения газа вехи. 65 лет назад впервые в СССР началась закачка газа в подземную структуру – Башкатовскую истощенную газовую залежь, и в том же 1958 году для эксплуатации первого отечественного газохранилища в водоносном пласте была учреждена Калужская опытная станция подземного хранения газа. В новейшей истории 30 лет назад был образован концерн «Газпром» – лидер отечественной и мировой энергетики, к многотысячной команде которого мы себя с гордостью причисляем. 10 лет назад был введен в эксплуатацию стратегический объект – Калининградское ПХГ, первое в России газохранилище в отложениях каменной соли.

Меняются времена, технологии, условия труда, но неизменным остается главное: работники отрасли подземного хранения газа на своем участке ответственности надежно обеспечивают эксплуатацию уникального производственного комплекса – Единой системы газоснабжения России. Мы по праву можем гордиться своей профессией, наш труд нужен и важен для страны. Особенно важно объединить усилия сейчас, когда наша Родина принимает на себя удар, отстаивает историческое право быть суверенным центром многополярного мира.

Для миллионов людей наша работа – это свет и тепло в домах, для отечественной промышленности – это энергоресурсы для движения вперед. А значит, высокий профессионализм каждого члена нашего коллектива, корпоративная сплоченность, нацеленность на результат, искренняя любовь к общему делу и нашей Родине позволит и дальше успешно решать все масштабные производственные и социально значимые задачи, поставленными перед нами.

В наш профессиональный праздник благодарю каждого работника нефтегазовой отрасли за добросовестный труд, честное служение своему делу и России. Желаю всем крепкого здоровья, безаварийной работы и новых трудовых побед! Пусть в вашем доме всегда будут счастье, мир, добро и благополучие!

Генеральный директор
ООО «Газпром ПХГ»
Игорь Сафонов

С ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

Уважаемые работники нефтяной и газовой промышленности!

Нефтегазовая отрасль играет важную роль в российской экономике, вносит значительный вклад в развитие страны. Это возможно благодаря труду тысяч людей. Для повышения эффективности производства и улучшения условий труда работников компании инвестируют в современные технологии, наращивая темпы цифровизации. Мы же, в свою очередь, защищая цифровые системы от киберугроз, позволяем снизить связанные с ними риски для предприятий и их сотрудников, поддерживая отрасль на этом пути.

Поздравляем всех работников нефтегазовой отрасли с профессиональным праздником! С оптимизмом смотрим на наши общие проекты и будущие планы!

Евгений Касперский,
генеральный директор
«Лаборатории Касперского»

Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности! Мы с вами трудимся в одной из самых важных отраслей экономики нашей страны: вносим свой вклад не только в финансовую стабильность государства, но его энергетическую безопасность.

Результаты последних турбулентных лет убедительно показали, что специалисты нефтегазового комплекса всегда эффективно используют свои профессиональные возможности для решения стратегических задач.

Не ошибусь, если скажу, что именно ТЭК в России является драйвером внедрения инновационных технологий, оптимальных решений, нацеленных на производственную и экологическую безопасность, а профессиональный уровень российских тружеников нефтегаза – один из самых высоких в мире.

С каждым годом перед нами встают все более и более амбициозные задачи. Не сомневаюсь, что все они будут решены. Достижения каждого нефтяника, каждого газовика во многом определяют завтрашний день нашего государства, создают базу для устойчивого и эффективного развития страны.

Сегодня я особенно горжусь нашим коллективом – семьей НафтаГаз. Мы вместе прошли непростой путь для независимого нефтесервиса. На каждом этапе стараясь быть надежными и результативными.

Желаю всем коллегам, партнерам уверенности в завтрашнем дне, профессиональных побед и оптимизма в любых жизненных обстоятельствах! Крепкого здоровья, благополучия и мира вам и вашим близким!

Турал Керимов,
председатель Совета директоров
«НафтаГаз»

НАФТАГАЗ

С ДНЁМ НЕФТЯНИКА И ГАЗОВИКА!

НАФТАГАЗ: НАДЁЖНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ВАШЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СТРАТЕГИИ

Москва, Брянская, 5
+7 (495) 589-12-00
info@naftagaz.com

NAFTAGAZ.COM

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ЛИДЕРСТВО В РАЗВЕДКЕ

ТНГ-Групп 70 лет на рынке геофизических услуг

ТНГ-ГРУПП В ЭТОМ ГОДУ ИСПОЛНЯЕТСЯ 70 ЛЕТ. В НАШЕЙ СТРАНЕ НЕМНОГО ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПОХВАСТАТЬСЯ СЕМИДЕСЯТИЛЕТНЕЙ ИСТОРИЙ. ЕЩЕ МЕНЬШЕ ТЕХ, КТО СУМЕЛ ИЗ ПРЕДПРИЯТИЯ В МАЛЕНЬКОМ ПРОВИНЦИАЛЬНОМ ГОРОДЕ СТАТЬ ОТРАСЛЕВЫМ ЛИДЕРОМ В РОДНОЙ СТРАНЕ И ПОЛУЧИТЬ ПРИЗНАНИЕ ЗА РУБЕЖОМ. О ТОМ, КАК ЭТО СТАЛО ВОЗМОЖНЫМ, МЫ БЕСЕДУЕМ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ ЯНОМ ШАРИПОВЫМ

TNG-GROUP TURNS 70 THIS YEAR. THERE ARE NOT MANY GEOPHYSICAL COMPANIES IN OUR COUNTRY THAT CAN BOAST OF A SEVENTY-YEAR HISTORY. THERE ARE EVEN FEWER OF THOSE WHO HAVE MANAGED TO BECOME AN INDUSTRY LEADER FROM AN ENTERPRISE IN A SMALL PROVINCIAL TOWN IN THEIR NATIVE COUNTRY AND GAIN RECOGNITION ABROAD. WE ARE TALKING WITH THE CEO OF THE COMPANY YAN SHARIPOV ABOUT HOW IT BECAME POSSIBLE

Ключевые слова: *каротаж, геофизические методы, сейсморазведка, геологоразведка в Арктике, информационные технологии.*

УДК 550.83

Шарипов Ян Галимович

генеральный директор ТНГ-Групп

– Ян Галимович, семидесятилетний юбилей компании – это уже повод для гордости, но если вспомнить все, что было сделано за прошедшие годы, оснований гордиться будет еще больше…

– Это точно. Во многих направлениях мы были первыми. Наши предшественники первыми в стране взялись за освоение и внедрили методы и аппаратуру радиоактивного каротажа. Первыми в мире они провели импульсный нейтронный каротаж в фонтанной нефтяной скважине без ее остановки и подъема скважинного оборудования, тем самым открыв новую эпоху в промысловой геофизике. В числе первых в промышленном масштабе внедрили новые источники возбуждения упругих волн. Даже если в чем-то наша компания не была первой, то непременно стремилась стать лучшей, независимо от региона и условий работ, сложности задач и временных рамок. Это традиция. Говоря о новейшей истории нашей компании, мне приятно отметить, что нефте- и газодобытчики страны ежегодно выводят ТНГ-Групп на топовые позиции в престижном рейтинге подрядчиков нефтесервисных услуг. Компания неоднократно становилась победителем «ТЭК-рейтинга» в номинациях «Сейсморазведка и ГИРС», «Геофизика», «Полевая геофизика, сейсморазведка и ВСП», а в 2015 году ТНГ-Групп получила награду как самая известная геофизическая компания страны. В прошлом году мы были признаны лучшими в номинации «Лучшая компания в сейсморазведке».

– «Татнефтегеофизика» в середине прошлого столетия создавалась для интенсификации разработки Ромашкинского месторождения, но сегодня ТНГ-Групп работает далеко за его пределами. Когда компании стало тесно в домашнем регионе?

– Давно, лет через двадцать после создания. Сначала вышли в Оренбуржье, затем громко заявили о себе в Западной Сибири, став примером того, как обеспечить качество и темп работ в экстремальных условиях.

Сегодня доля работ, выполняемых ТНГ-Групп за пределами Татарстана, в структуре общей выручки достигает 92%. Наши предприятия, помимо Татарстана, сегодня трудятся в Калмыкии, Республике Коми, Краснодарском крае, Ненецком автономном округе, в Самарской, Оренбургской, Саратовской, Тюменской и Иркутской областях, на Ямале, а также в Архангельской области.

> Изучая подземные недра Арктики, специалисты ТНГ-Групп одновременно исследовали нижние и верхние горизонты отложений. В результате полевых сейсморазведочных работ получено более 4000 км^2 сейсмических данных 3D

Особо хочу выделить работы в новом для нас регионе – на полуострове Камчатка. И дело не только в удаленности, но и в сложнейших условиях исследованных там скважин – более высоких, чем обычно, температуре и давлении, которые требуют не только особого оборудования, но и исключительного профессионализма исполнителей. Приятно отметить, что наши специалисты справляются с поставленными задачами на «отлично».

– ТНГ-Групп было доверено немало важных проектов. К примеру, участие в «Силе Сибири». Были ли проекты такого же масштаба в последние годы?

– «Силу Сибири» называют проектом века, и мы по-настоящему гордимся, что не просто участвовали в нем, а обеспечивали опоискованность месторождений, на запасы которых рассчитан этот трубопровод. Такого уровня мегапроекты не случаются часто, но это не означает отсутствия вызовов при выполнении других контрактов. Скажем, в прошлом зимнем сезоне мы завершили масштабные исследования на Ямале. Работы велись далеко за полярным кругом, в самой северной части полуострова. Изучая подземные недра Арктики, наши специалисты одновременно исследовали нижние и верхние горизонты отложений. В результате полевых сейсморазведочных работ получено более 4000 км^2 сейсмических данных 3D. Исследования в транзитной части морской акватории Обской губы, где невозможно полноценно использовать ни наземную, ни морскую сейсморазведку, оказались наиболее трудной частью этого беспрецедентного по объемам работ и сложности исследований проекта.

– Насколько я знаю, ТНГ-Групп не отказывается и от зарубежных проектов?

– Да, мы продолжаем выполнять работы за рубежом. Укрепляем связи с Узбекистаном. У нефтесервисного рынка этой страны хорошие перспективы. Здесь уже несколько лет успешно работает наше предприятие «TNG LOGGING ASIA». Мы видим, что можем быть еще более полезными местным нефтедобывающим компаниям, и готовы расширить сотрудничество.

– Выполнять проекты геофизическим компаниям сегодня приходится в условиях дефицита импортных комплектующих, вызванных антироссийскими санкциями. Насколько большой проблемой это является для ТНГ-Групп?

– Такой же, как и для всех. Технологическая независимость сегодня – это уже не модный лозунг, это основа выживания, а технологическое лидерство – основа развития. Именно поэтому запуск новых проектов и внедрение передовых технологических решений стали для нас главным трендом. В результате мы освоили широкий ряд хайтек-сервисов, еще совсем недавно доступных только крупнейшим зарубежным концернам.

Хочу подчеркнуть, что мы не просто берем на вооружение самые передовые в мире технологии, но и в партнерстве с ведущими институтами страны создаем собственные. К примеру, совместно с Московским физико-техническим институтом разработали инновационный программный продукт в области петроупругого моделирования, не имеющий зарубежных аналогов. В настоящее время в тандеме с МФТИ работаем над созданием оборудования, которое позволит проводить сейсмические исследования для поиска углеводородов как на суше, так и на море. По сути, это новое слово в российской сейсморазведке.

В рамках НИОКР ведем разработку скважинного прибора испытателя пластов на кабеле. На очереди – разработка аппаратуры ядерного-магнитного каротажа прижимного типа с постоянным магнитным полем. Это позволит проводить исследования в любых диаметрах скважин и уйти от зависимости сопротивления бурового раствора. В ближайших планах также разработка аппаратуры вертикально сейсмического профилирования. Заинтересованность в этой аппаратуре уже подтвердили нефтяные компании Западной Сибири, Казахстана, Узбекистана и Поволжья.

– В последние годы ТНГ-Групп активно трансформирует свою геологическую службу. Появились новые цели?

– Цель у нас одна – обеспечить заказчика самой полной геофизической информацией. Меняются, вернее, совершенствуются пути достижения этой цели. Вся история нашей компании – это непрерывная трансформация. Изменения, происходящие в компании сегодня, продиктованы новыми трендами на рынке обработки и интерпретации геофизических данных. И с их учетом мы открыли второй центр обработки – в Москве. Пригласили на работу высококлассных специалистов, обеспечили им доступ к самому передовому и высокотехнологичному программному обеспечению. При этом предусмотрели возможность оперативно нарастить мощности обрабатывающих центров практически до любого требуемого уровня, чтобы провести обработку, интерпретацию и моделирование геолого-геофизических данных и предоставить заказчикам проект с максимальной детализацией и точностью в кратчайшие сроки.

Также мы создали свою IT-компанию. Ее первоочередная задача – разработка глобальной базы данных, которая позволит ускорить работу с масштабными объемами сейсмической информации, ГИС-данными, керном, а также позволит быстрее выдавать рекомендации по перспективности ЛУ, зонам накопления углеводородов.

> В настоящее время в тандеме с МФТИ наши специалисты работают над созданием оборудования, которое позволит проводить сейсмические исследования как на суше, так и на море. По сути, это новое слово в российской сейсморазведке

– Согласны ли вы с тем, что будущее геофизической отрасли за искусственным интеллектом?

– Да, впрочем, как и у всех промышленных отраслей. Когда-то автоматизация процессов, став глобальным трендом, заставила бизнес внедрять новые технологии. Кто не справился с этой задачей, ушел с рынка. Сейчас такая же картина с цифровизацией и внедрением IT-технологий. Если говорить о геофизике, то в конкурентной борьбе победит та компания, которая сможет за счет технологий ускорить процессы поиска и разведки углеводородов, интерпретации геологической информации и оценки лицензионных участков.

– Именно к таким компаниям относится ТНГ-Групп?

– Конечно. Наша 70-летняя история – лучшее тому подтверждение. Мы чутко ловим тренды, умеем предвосхищать формирующиеся запросы рынка, а еще мы любим дело, которым занимается. Согласитесь, это лучшие слагаемые для успеха.

Keywords: *logging, geophysical methods, seismic exploration, geological exploration in the Arctic, information technology.*

С ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Рад поздравить вас с профессиональным праздником – с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Мы верим, что сложности, с которыми столкнулась наша страна в это непростое время, будут преодолены, и нефтегазовая отрасль обязательно получит новый импульс к развитию. Мы знаем, что по-настоящему сильные пройдут любые испытания. Это доказывает 70-летняя история нашей компании. Преодолевая трудности, отвечая на вызовы времени, наши предшественники уверенно шли в авангарде геофизической отрасли страны, и мы не планируем уступать своих позиций.

Геофизика 21-го века – это про нас, про наших партнеров и наших заказчиков, которые ставят перед собой новые задачи и заряжают нас на поиск новых идей и новаций. У нас всегда будут основания гордиться своим трудом, предназначение которого – приумножать богатства родной земли.

Мы поздравляем с праздником ветеранов отрасли, у которых мы учимся целеустремленности и преданности выбранному делу, и тех, кто трудится сегодня, отправляется в многодневные трудовые вахты за сотни километров от родного дома, реализует сложнейшие проекты и с честью выполняет производственные задания. Сил вам, здоровья и благополучия!

Пусть работа как можно чаще приносит удовлетворение, а ее результаты – заслуженную гордость. Пусть наши родные с пониманием относятся ко всем сложностям выбранной нами профессии и всегда ждут дома у семейного очага. С праздником!

Генеральный директор
ТНГ-Групп
Ян Галимович Шарипов

Neftegaz.RU
номер 8/2023 г.

ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ российских компаний-операторов

Ахмадуллин Эдуард Атласович
ведущий научный сотрудник,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.

Мнацаканов Вадим Александрович
начальник центра,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК (ПБУ) РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ-ОПЕРАТОРОВ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ РФ. ПО СОСТОЯНИЮ НА 2023 ГОД В РОССИИ НАСЧИТЫВАЕТСЯ 11 ТАКИХ ПБУ, КРОМЕ ТОГО ЗА ПОСЛЕДНИЕ ДВА ДЕСЯТИЛЕТИЯ ДЛЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА ПРИВЛЕКАЛИСЬ 14 ЗАРУБЕЖНЫХ ПБУ. СВЕДЕНИЯ О РОССИЙСКИХ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ ПРИВЕДЕНЫ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПУБЛИКАЦИЙ, ИНФОРМАЦИИ ОФИЦИАЛЬНЫХ САЙТОВ И ПРЕСС-РЕЛИЗОВ КОМПАНИЙ-ОПЕРАТОРОВ, А ТАКЖЕ СООБЩЕНИЙ СМИ

THE PAPER PRESENTS AN OVERVIEW OF MOBILE OFFSHORE DRILLING UNIT (MODU) OF RUSSIAN OPERATING COMPANIES THAT ARE USED FOR EXPLORATION AND PRODUCTION DRILLING ON THE RUSSIAN SHELF. AS OF 2023, THERE ARE 11 SUCH MODUS IN RUSSIA, IN ADDITION TO THEM, 14 FOREIGN MODUS HAVE BEEN INVOLVED IN THE DRILLING OPERATIONS ON THE RUSSIAN SHELF OVER THE PAST TWO DECADES. INFORMATION ABOUT RUSSIAN MODUS IS PROVIDED BASED ON THE ANALYSIS OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL PUBLICATIONS, INFORMATION FROM THE OFFICIAL WEBSITES AND PRESS RELEASES OF OPERATING COMPANIES, AS WELL AS MEDIA REPORTS

Ключевые слова: *морское бурение, бурение на шельфе, строительство скважин на шельфе, шельф, плавучая буровая установка, буровая платформа, ПБУ, СПБУ, ППБУ.*

УДК 629.563(2); 629.563(3); 622.24

Шельф России

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года называет освоение углеводородного ресурсного потенциала континентального шельфа арктических морей важнейшим геополитическим и технологическим вызовом для нефтегазового комплекса РФ. Адекватный ответ на него означает обеспечение достаточной добычи углеводородного сырья в стране за временным горизонтом 2035 года [1].

Континентальный шельф России включает в себя нефтегазоносные провинции: Западно-Баренцевскую, Восточно-Баренцевскую, Тимано-Печорскую, Западно-Сибирскую, Хатанго-Вилюйскую, Лаптевскую, Восточно-Арктическую, Новосибирско-Чукотскую, Охотскую, Балтийскую и Прикаспийскую. Первые восемь провинций располагаются в зоне арктического шельфа, являющегося стратегическим регионом с точки зрения ресурсного потенциала и возможностей развития минерально-сырьевой базы [2]. Суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов на шельфе России оцениваются в 100 млрд т.у.т., львиная доля

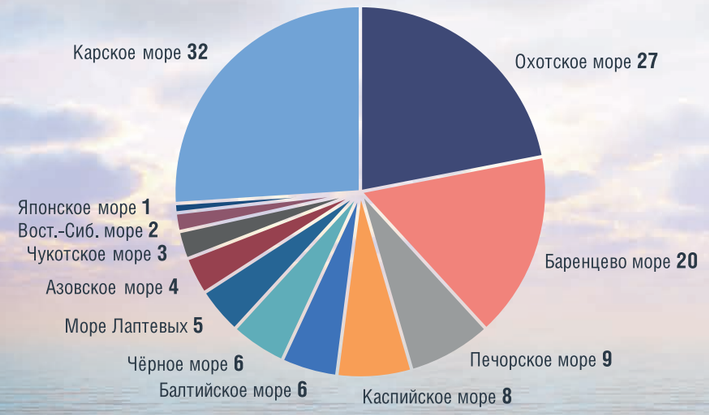
ФАКТЫ

100

млрд т.у.т.

составляют суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов на шельфе России

РИСУНОК 1. Распределение лицензий на недра шельфа РФ по акваториям морей (2023 год) [5]



из которых – 80 % – приурочена к залежам газа [3]. В целом по нефтегазовому комплексу России на шельф приходится около 8 % от всей добычи газа и около 5 % от общего объема добычи нефти. Отметим, что аналогичные показатели в целом по миру составляют 25 % и 34 % для добычи газа и нефти соответственно [3, 4].

Согласно данным государственной федеральной автоматизированной системы лицензирования недропользования ФГБУ «Росгеолфонд», по состоянию на 2023 год выдано и действуют 123 лицензии на разведку, добычу, геологическое изучение и оценку запасов углеводородного сырья на российском шельфе [5].

Географическое распределение указанных лицензий (см. рис. 1) показывает, что 64 % из них выдано на шельф трех морей – Карского, Охотского и Баренцева.

Среди 25 недропользователей российского шельфа 70 % лицензий (с учетом лицензий, выданных как самим материнским компаниям, так и их дочерним обществам) делят между собой три крупнейшие вертикально-интегрированные нефтегазовые компании: ПАО «Роснефть» (33 %), ПАО «Газпром» (30 %) и ПАО «Лукойл» (7 %) [5]. Практически все лицензионные участки арктического шельфа распределены между двумя государственными компаниями ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром», за исключением нескольких лицензий, отошедших ПАО «Новатэк» [5].

Буровые работы на шельфе

Для строительства скважин на шельфе используются различные технические решения, среди которых можно выделить четыре:

- искусственные острова, сооружаемые в незамерзающих морях на глубинах нескольких метров, а в акваториях с тяжелым ледовым режимом – на глубинах 20 метров и более [6, 7];
- морские стационарные платформы (рис. 2) [7], которых в России насчитывается 11 по состоянию на 2023 год (см. табл. 1);
- строительство горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали для разработки прибрежных месторождений с берега (таким образом, например, разрабатывается месторождение Одопту на шельфе острова Сахалин, а также построена поисковая скважина Центрально-Ольгинская-1 на шельфе моря Лаптевых);
- надводные технические средства – плавучие буровые установки (ПБУ).

Эксплуатационное бурение может осуществляться всеми перечисленными выше способами, а поисково-разведочное только последними двумя (см. рисунок 3).

Первые два из перечисленных способов – возведение искусственных островов и стационарных платформ – сопряжены со значительными финансовыми и временными затратами. Третий способ – разработка месторождений с берега горизонтальными скважинами – экономически, безусловно, наиболее привлекательный, но его применение ограничено из-за расположения большинства нефтегазовых залежей на большом удалении от побережья. Строительство скважин при вышеперечисленных трех способах практически не отличается от традиционного бурения на суше. Последний из перечисленных способов – использование ПБУ – стоит особняком ввиду того, что буровые работы производятся с платформ, представляющих собой морские суда.

РИСУНОК 2. Морская стационарная платформа

[www.gazprom.ru/f/posts/77/872260/prirazlomnaya.jpg]

ФАКТЫ

70%

лицензий на разработку шельфа делят три крупнейших ВИНК

Рассмотрим данные технические средства – плавучие буровые установки, которыми управляют российские компании-операторы. В соответствии с ГОСТ Р 55311 – 2012 [8] они подразделяются на:

- *погружные плавучие буровые установки*, имеющие балластные емкости, предназначенные для получения отрицательной плавучести, с целью опирания их корпуса в рабочем положении на грунт морского дна;
- *полупогружные плавучие буровые установки* (ППБУ), имеющие балластные емкости, предназначенные для регулирования уровня погружения их корпуса в рабочем положении и оснащенные системой удержания (якорной или динамического позиционирования) для ограничения горизонтальных смещений в заданных пределах;
- *самоподъемные плавучие буровые установки* (СПБУ), оснащенные подъемными механизмами для установки их корпуса в рабочем положении над поверхностью воды на колоннах, опирающихся на грунт морского дна.

ТАБЛИЦА 1. Морские стационарные платформы РФ (2023 год)

Наименование платформы	Море	Оператор платформы	Месторождение	Глубина моря, м	Год установки
1. Пильтун-Астохская-А	Охотское	Сахалинская энергия (Газпром)	Пильтун-Астохское	30	1999
2. Пильтун-Астохская-Б				32	2008
3. Лунская-А			Лунское	48	2006
4. Орлан		Сахалин-1 (Роснефть)	Чайво	15	2004
5. Беркут			Аркутун-Даги	35	2014
6. МЛСП Приразломная	Печерское	Газпром нефть	Приразломное	20	2013
7. Комплекс МЛСП Д-6	Балтийское	Лукойл Калининград-морнефть	Кравцовское	25–35	2004
8. Комплекс ЛСП	Каспийское	Лукойл Нижневолжск-нефть	им. Корчагина	11–13	2010
9. Комплекс ЛСП-1			имени Филановского	7–10	2016
10. Комплекс ЛСП-2					2017
11. Комплекс ЛСП			им. Грайфера	5–8	2022

Примечания: 1. По ООО «Сахалинская энергия» и ООО «Сахалин-1» в скобках указаны российские акционеры. 2. Ледостойкие стационарные платформы (ЛСП) ПАО «Лукойл» на Балтике и Каспии, включающие добывающие платформы и платформы жилого модуля (а в ряде случаев и технологические платформы), показаны в таблице одной строкой как единый технологический комплекс морских ЛСП.

По состоянию на 2023 год в РФ насчитывается 11 плавучих буровых, включая 2 ППБУ, 8 СПБУ и 1 погружную ПБУ. Данным флотом оперируют АО «Газпром шельфпроект» (3 ПБУ), ООО «Газпром флот» (1 ПБУ), АО «Арктикморнефтегазразведка» (2 ПБУ), ООО «Буровая компания Евразия Шельф» (4 ПБУ) и АО «Роснефтефлот» (1 ПБУ).

РИСУНОК 3. Вид буровых работ на шельфе в зависимости от места нахождения бурового комплекса

АО «Газпром шельфпроект»

Сервисная компания, оказывающая комплекс услуг по реализации морских нефтегазовых проектов, включая поиск, разведку и разработку морских месторождений углеводородов, а также интегрированное управление проектами при строительстве скважин на шельфе. Компания оперирует тремя плавучими буровыми установками: ППБУ «Полярная звезда», ППБУ «Северное сияние» и СПБУ «Арктическая» [9].

ППБУ «Полярная звезда» (рис. 4) и ППБУ «Северное сияние» (рис. 5) являются буровыми платформами шестого поколения, оснащенные современным комплексом бурового и технологического оборудования. Способны проводить разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин глубиной до 7500 метров при глубинах моря от 70 до 500 метров. Каждая ППБУ снабжена якорной системой позиционирования, включающей 8 якорей массой по 15 т и динамической, состоящей из четырех движительно-рулевых комплексов мощностью по 3400 кВт. Конструктивно верхнее строение каждой платформы установлено на 6 стабилизирующих колоннах (по три колонны с каждой стороны), которые внизу сопряжены с двумя понтонами. Кроме того, платформы оснащены специальной центральной колонной, защищающей райзер от ледового воздействия, а также закрытые, винтеризованные буровые вышки. Перечисленные особенности

ФАКТЫ

11

плавучих буровых насчитывается в РФ по состоянию на 2023 год

позволяют работать данным ППБУ в климатических условиях Арктики. Корпуса платформ построены на Выборгском судостроительном заводе, возведение верхнего строения и бурового комплекса выполнено в Южной Корее на судоверфи в городе Пусан. Первоначально «Полярная звезда» и «Северное сияние» предназначались для разработки уникального по запасам Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море, но в связи с переносом сроков освоения месторождения местом работы ППБУ стал шельф острова Сахалин [10].

СПБУ «Арктическая» (рис. 6) предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ на шельфе арктических морей глубиной до 6500 м, при глубине

РИСУНОК 4. ППБУ «Полярная звезда»

[www.gazprom.ru/f/posts/31/218399/9_polyarnaya_zvezda.jpg]

РИСУНОК 5. ППБУ «Северное сияние»

[www.gazprom.ru/f/posts/65/397108/62d92b.jpg]

РИСУНОК 6. СПБУ «Арктическая»

[www.gazprom.com/f/posts/31/451358/gazprom-flot-az.jpg]

РИСУНОК 7. СПБУ «Амазон»

[www.flot.gazprom.ru/fleet/spbu-amazon]

моря от 8 до 100 метров [9]. Работы по созданию СПБУ «Арктическая» были развернуты на двух предприятиях Северодвинска – Центре судоремонта «Звездочка» и ПО «Севмаш», проектировщик – ЦКБ «Коралл» [11]. По сути, это первая буровая установка, полностью созданная силами отечественных судостроителей в современной России [2].

При создании СПБУ «Арктическая» в Центре судоремонта «Звездочка» был реализован ряд принципиально новых технических решений по строительству морских сооружений. Впервые в России разработана технология и выполнен монтаж опорных колонн СПБУ высотой 139 м. Ранее при строительстве аналогичных буровых установок такие работы заказывались за рубежом [12]. 70% оборудования на буровой платформе российского производства [11].

СПБУ «Арктическая» оснащена буровой вышкой на кантилевере (выдвижной консоли) и может бурить до 12 скважин с одной локации. Опорно-подъемное устройство СПБУ «Арктическая» состоит из трех опор ферменной конструкции, каждая из которых оборудована реечно-шестеренчатым механизмом подъема непрерывного действия с электромеханическим приводом [12].

ФАКТЫ

3

плавучими буровыми установками оперирует АО «Газпром шельфпроект»

ООО «Газпром флот»

Дочернее общество ПАО «Газпром», пробурившее свыше 70 скважин и открывшее 9 месторождений на континентальном шельфе [13], в настоящее время владеет СПБУ «Амазон» (рис. 7).

Буровая установка построена в 1982 году в Норвегии, способна работать при глубине воды от 4 до 50 метров и вести бурение скважин глубиной до 3000 метров [14]. Имеет четыре сплошных

РИСУНОК 8. СПБУ «Мурманская»

[www.sputniknews.cn/images/101776/60/1017766060.jpg]

РИСУНОК 9. СПБУ «Невская»

[www.amngr.ru/about]

РИСУНОК 10. СПБУ «Астра»

[www.atomvestnik.ru/wp-content/uploads/2013/10/RIAN_00159726_HR_ru.jpg]

РИСУНОК 11. СПБУ «Нептун»

[www.astrakhanpost.ru/wp-content/uploads/2019/11/PB050100.jpg]

опорных колонны с квадратным в плане сечением, механизмом подъема опор – гидравлический [15].

В начале 2000-х годов на судоверфи Мянтулуото в Финляндии, а затем на Мурманском судоремонтном заводе была проведена винтеризация и подготовка СПБУ «Амазон» к работе в арктических условиях Крайнего Севера [16].

В общей сложности на шельфе Баренцева и Карского морей СПБУ «Амазон» пробурила 22 скважины [4].

АО «Арктикморнефтегазразведка»

Дочерняя структура компании «Зарубежнефть», оказывающая сервисные услуги по бурению на морском шельфе России и зарубежных стран. Компанией открыто 15 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе крупнейшее на российском арктическом шельфе Штокмановское газоконденсатное месторождение. Компания ведет производственную деятельность в Балтийском море по контракту с ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и во Вьетнаме по контракту с совместным предприятием «Вьетсовпетро» [17].

В настоящее время располагает двумя плавучими буровыми СПБУ «Мурманская» и СПБУ «Невская».

СПБУ «Мурманская» (рис. 8) построена Выборгским судостроительным заводом по проекту ЦКБ «Корал». СПБУ позволяет выполнять бурение нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м при глубине моря от 20 до 100 метров. Платформа имеет три опоры ферменного типа длиной 148 м [15]. С 1994 по 2005 годы буровая платформа построила 13 скважин в Баренцевом и Карском морях [4].

СПБУ «Невская» (рис. 9) относительно новая платформа в парке плавучих установок АО «Арктикморнефтегазразведка», приобретена всего несколько лет назад. Способна бурить скважины глубиной до 9144 м при максимальной глубине моря до 120 м [17].

ООО «Буровая компания Евразия Шельф»

Морской буровой подрядчик, специализирующийся на строительстве и капитальном ремонте скважин всех назначений на шельфе Каспийского моря,

ФАКТЫ

Свыше 70

скважин пробурило ООО «Газпром флот» на шельфе

эксплуатирует четыре СПБУ: «Астра», «Сатурн», «Нептун» и «Меркурий». Все буровые платформы оснащены кантилевером (выдвижной консолью), на котором расположен буровой комплекс. За 20 лет деятельности суммарный объем сервисных работ компании, включая бурение и КРС, составил 222 скважины в российском, казахстанском и туркменском секторах Каспийского моря [18].

СПБУ «Астра» (рис. 10) построена в 1983 году на японской верфи «Nippon Kokan Shipbuilding». Позволяет выполнять бурение скважин глубиной до 4570 м при глубине моря от 5 до 45 метров. Платформа имеет три треугольные опоры ферменного типа длиной 67,7 м. В 1998 году СПБУ прошла модернизацию на судостроительном заводе «Красные Баррикады» в городе Астрахань.

СПБУ «Сатурн» построена в 2000 году в Сингапуре на верфи «Keppel-FELS», финальная сборка и монтаж оборудования были произведены в Баку компанией «CSC». СПБУ может работать при глубине моря от 6 до 107 метров при этом максимальная глубина бурения составляет 7925 метров. Платформа имеет три треугольные опоры ферменного типа длиной 151 м, оснащена реечным механизмом подъема.

СПБУ «Нептун» (рис. 11) и СПБУ «Меркурий» самые современные платформы в парке ООО «БКЕ Шельф», построенные соответственно в 2013 и 2014 годах в Объединенных Арабских Эмиратах на верфи

РИСУНОК 12. Погружная ПБУ «Исполин»

[www.fleetphoto.ru/photo/01/91/57/191578.jpg]

«Lamprell Shipyard». Характеристики СПБУ «Нептун» и СПБУ «Меркурий» идентичны: минимальная глубина моря – 6 метров, максимальная – 107 метров, максимальная глубина бурения – 9144 метров. Платформы имеет три прямоугольные опоры решетчатого типа длиной 145 м, оснащены реечным механизмом подъема.

ФАКТЫ

До **9144** м

глубина скважины, которую способны пробурить СПБУ «Невская», СПБУ «Нептун» и СПБУ «Меркурий»

АО «Роснефтефлот»

Дочернее общество ПАО «НК «Роснефть» является владельцем погружной плавучей буровой установки «Исполин», совмещенной с краном-трубоукладчиком. ПБУ построена по схеме катамарана с двумя соединенными друг с другом корпусами (рис. 12).

Назначение судна – разведочное бурение скважин на нефть и газ глубиной до 3000 метров при глубине моря 3,6–4,5 метра в безледовый период.

В рабочем состоянии нижняя часть корпуса судна заполняется водой и погружается на дно, верхняя площадка остается над поверхностью воды.

Плавучий кран «Исполин» был построен в 1986 году в Югославии. В 1989 году судно было передано на астраханский судостроительный завод «Красные баррикады» для его финальной достройки и комплектации. В 2001 году ЦКБ «Коралл» разработало проект модернизации судна под буровую платформу. В течение 2003–2006 годов судно было дооборудовано буровым комплексом для разведочного бурения на мелководном шельфе. Плавкран судна имеет грузоподъемность 1200 тонн, что позволяет ему работать в Каспийском море не только в качестве буровой установки, но и как средство для прокладки трубопроводов по дну моря и монтажа стационарных нефтегазовых платформ на шельфе Каспия [19, 20].

Сводные данные по плавучим буровым установкам, находящимися в собственности российских компаний по состоянию на 2023 год приведены в таблице 2.

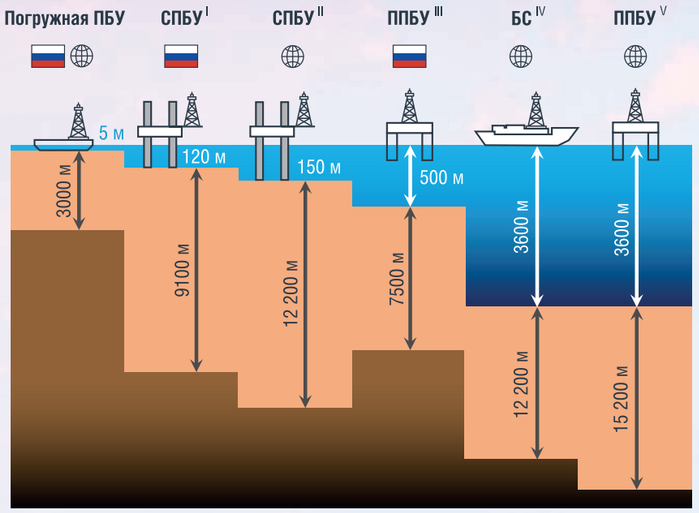
Справочно отметим, что за период с 2006 по 2020 годы для строительства скважин на российском шельфе были привлечены на условиях аренды

ТАБЛИЦА 2. Плавучие буровые установки российских компаний (2023 год)

Тип и наименование ПБУ	Оператор ПБУ	Порт приписки / море	Глубина моря, м	Глубина бурения, м	Год постройки
1. ППБУ «Полярная звезда»	Газпром шельфпроект	Мурманск	70–500	7500	2010
2. ППБУ «Северное сияние»					2011
3. СПБУ «Арктическая»			8–100	6500	2013
4. СПБУ «Амазон»	Газпром флот	Калининград	4–50	3000	1982
5. СПБУ «Мурманская»	Арктикморнефтегазразведка	Мурманск	20–100	6500	1993
6. СПБУ «Невская»			до 120	9144	2000
7. СПБУ «Астра»	Буровая компания Евразия Шельф	Каспий	5–45	4570	1983
8. СПБУ «Сатурн»			6–107	7925	2000
9. СПБУ «Нептун»				9144	2013
10. СПБУ «Меркурий»					2014
11. Погружная ПБУ «Исполин»	Роснефтефлот	Астрахань	4–5	3000	1986

Примечание: информация по СПБУ ГУП «Черноморнефтегаз» не приведена

РИСУНОК 13. Максимальные глубины моря и бурения российских и зарубежных ПБУ (глубины округлены, масштаб не соблюден)



I – российская СПБУ «Невская», II – зарубежные СПБУ проекта MSC CJ 70, III – российские ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», IV – зарубежные БС проекта GUSTO P10000, V – зарубежные ППБУ проекта FRIGSTAD D90

14 зарубежных плавучих буровых (см. табл. 3), которые пробурили 23 скважины [4]. Глубины моря и бурения в таблице 3 содержат информацию по фактически построенным скважинам и не являются максимальными техническими характеристиками ПБУ (в отличие от значений, приведенных в таблице 2).

Обратим внимание, что за рубежом, характеризуя глубину моря, на которой может работать ПБУ, иногда используют термин «глубоководное бурение» (*англ.* deepwater drilling), подразумевающий глубину воды более 1200 м [21]. В России данный термин относится к другому диапазону глубин, а именно к работам при глубине моря свыше 600 м [6]. Кроме того, за рубежом для морского бурения при глубинах воды более 2100 м употребляется специальный термин «сверхглубоководное бурение» (*англ.* ultra-deepwater drilling) [21], отечественного аналога которому не существует. Такое различие в терминологии связано в первую очередь с различием технических характеристик российских и зарубежных ПБУ, что проиллюстрировано на рисунке 13 максимальными глубинами моря и бурения [10, 15, 22].

В настоящем обзоре не рассмотрены буровые суда (БС) по причине их отсутствия в собственности российских операторов. Тем не менее отметим, что, по мнению ФГУП «Крыловский государственный научный центр», БС является одним из самых адаптированных к эксплуатации в ледовых условиях типом ПБУ в силу простоты придания ему ледокольных обводов и наличия достаточно мощной ЭУ, позволяющей передвигаться в относительно толстых льдах. В этой связи БС представляется достаточно хорошим решением для эксплуатации на арктическом шельфе России, особенно с учетом

ФАКТЫ

4 СПБУ

эксплуатирует ООО «Буровая компания Евразия Шельф»

громадного опыта проектирования и строительства ледоколов отечественной судостроительной промышленностью [22].

Заключение

Существующий в настоящее время парк отечественных плавучих буровых установок (таблица 2) с точки зрения технических характеристик позволяет производить разведочное и эксплуатационное бурение на российском шельфе за исключением некоторых районов акватории Черного моря, принимая во внимание, что глубины российских морей на лицензионных участках в большинстве своем находятся в диапазоне от 5 до 100 м, а максимальные, как правило, не превышают 500 м. Вместе с тем, по оценкам экспертов, одной из главных причин невысоких темпов освоения российского шельфа и переноса на более поздние сроки выполнения условий лицензионных соглашений является недостаточное количество ПБУ [23]. Привлечение за последние десятилетия зарубежных плавучих буровых (таблица 3) для геологоразведочных работ на российском шельфе лишний раз подтверждает данный вывод.

В отношении количества необходимых ПБУ следует учитывать еще один фактор, который в долгосрочной перспективе выйдет на первый план. По мере увеличения объемов морского эксплуатационного бурения и роста добывающего фонда скважин обязательно встанет вопрос о проведении капитальных ремонтов существующих скважин (КРС), а это, в свою очередь, потребует увеличения количества ПБУ или специализированных судов для КРС. Данная проблема актуальна для месторождений, оборудованных подводными добычными комплексами, и месторождений с надводным расположением устьев скважин на блок-кондукторах (малых необитаемых платформах без бурового комплекса). Таким образом, увеличение парка ПБУ обусловлено ростом объемов работ на шельфе, при условии реализации целей и задач, предусмотренных такими федеральными документами,

ТАБЛИЦА 3. Зарубежные ПБУ, арендованные в 2006–2020 гг. для буровых работ на шельфе России

Тип и наименование ПБУ	Владелец ПБУ (страна)	Море	Оператор ПБУ на шельфе России	Глубина моря, м	Глубина скв., м	Скважины	Год начала бурения
1. ППБУ «Deepsea Delta»	Norsk Hydro (Норвегия)	Баренцево	Севморнефтегаз	340	2450	Штокмановская-7	2006
2. СПБУ «Energy Exerter»	Northern Offshore (США)	Печерское	Газфлот	42	3532	Долгинская-2	2007
3. ППБУ «Songa Mercur»	Songa Offshore Drilling (Норвегия)	Охотское	Газпром геологоразведка	211	3200	Юж.-Киринское м., скв. 1	2010
4. ППБУ «Doo Sung»	Korea National Oil Corporation (Южная Корея)	Охотское	Камчатнефтегаз	280	н/д	Зап.-Камчатский лицензионный участок, скв. 1	2008
			Газпром геологоразведка	195	2901	Юж.-Киринское м., скв. 2	2011
				174	2956	Юж.-Киринское м., скв. 3	2013
				149	3020	Юж.-Киринское м., скв. 6	2014
				244	3020	Юж.-Киринское м., скв. 7	2015
5. ППБУ «West Alpha»	Seadrill (Великобритания)	Карское	Карморнефтегаз	81	2113	Университетская-1	2014
6. СПБУ «GSP Saturn»	Grup Servicii Petroliere (Румыния)	Печерское	Газпром нефть	55	3500	Северо-Долгинская-3	2014
7. СПБУ «GSP Uranus»	Grup Servicii Petroliere (Румыния)	Азовское	Приазовнефть	н/д	н/д	Геологическая-1	2015
8. ППБУ «Songa Venus»	Songa Offshore Drilling (Норвегия)	Охотское	Газпром геологоразведка	202	3020	Юж.-Киринское м., скв. 8	2015
9. ППБУ «Scarabeo 9»	Saipem (Италия)	Черное	Шатскморнефтегаз	2125	6125	Мария-1	2017
10. ППБУ «Hakuryu 5»	Japan Drilling Company (Япония)	Охотское	Газпромнефть-Сахалин	62	2700	Аяшский лицензионный участок, скв. 1	2017
11. ППБУ «Hai Yang Shi You 982»	China Oilfield Services Limited (Китай)	Охотское	Газпром нефть	н/д	2700	Аяшский лицензионный участок, скв. 2	2018
12. ППБУ «Nanhai VIII»	China Oilfield Services Limited (Китай)	Карское	Газпром недра	160	2700	Ленинградская-3	2017
				68	2410	Русановская-6	2018
				100	2700	Ленинградская-4	2019
				100	2700	Ленинградская-5	2020
13. ППБУ «Nanhai IX»	China Oilfield Services Limited (Китай)	Охотское	Магаданморнефтегаз	135	н/д	Магадан-1	2016
			Лисянскморнефтегаз	135	н/д	Ульбериканская-1	2016
		Карское	Карморнефтегаз	280	1621	Викуловская-1	2020
14. СПБУ «Oriental Discovery»	China State Shipbuilding Corporation (Китай)	Карское	Карморнефтегаз	35	2241	Западно-Рагозинская-1	2020

как Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года [1] и Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года [24].

Увеличивать парк можно либо за счет аренды зарубежных буровых платформ (см. таблицу 3), либо за счет постройки собственных. Учитывая, что Россия обладает компетенциями в области проектирования ПБУ, представляется целесообразным сделать акцент именно на создании собственных плавучих буровых установок и буровых судов. Компетенциями по проектированию таких технических средств в нашей стране обладает ряд специализированных предприятий, ЦКБ и НИИ, среди которых следует упомянуть ЦКБ «Коралл», входящее в состав АО «ОСК», по проектам которого построено 13 СПБУ и 8 ППБУ [25] и ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (на экспериментальной базе которого проходили модельные испытания ходовых и ледовых качеств прототипа голландской арктической ПБУ «JBF Arctic» [10]). Более того, локализация на территории России производства технических средств для морского бурения и технологий работы на шельфе органично вписывается в концепции упомянутых выше государственных программных документов федерального уровня [1, 24].

Для работы в Восточной Арктике – на лицензионных участках ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» в Хатанго-Вилюйской, Лаптевской, Восточно-Арктической, Новосибирско-Чукотской нефтегазовых провинциях – в условиях недостаточно развитой береговой инфраструктуры поддержи бурения и морских операций целесообразно пополнение парка российских ПБУ техническими средствами для круглогодичного строительства скважин на шельфе без ухода с точки бурения. Принимая во внимание то, что опыт создания таких ПБУ в мире весьма ограничен, данная задача является серьезным научно-техническим вызовом и требует существенных усилий как на стадии опытно-конструкторских работ, так и на стадии сооружения данных технических средств. ●

ФАКТЫ

1200

ТОНН

грузоподъемность плавкрана «Исполин»

Литература

1. *Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р.*
2. *Российская газовая энциклопедия: в 3-х т. – Т. 1: Газовая промышленность: история и современность / под ред. О.Е. Аксютина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – 356 с., 306: илл., портр., цв. илл., карты, табл. – ISBN 978-5-89754-101-0.*
3. *Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика. Экология и экономика. – № 1. – 2011. С. 26 – 37. URL: http://arctica-ac.ru/docs/journals/1/fundamentalnye-aspekty-osvoeniya-neftegazovyh-resursov-arkticheskogo-shelfa-ross.pdf.*
4. *Китайский вектор в геолого-разведочном бурении на арктическом шельфе России / И.О. Сочнева, О.Я. Сочнев // Науч.-тех. журн. Neftegaz.RU. – 2021. – № 2. – С. 52–63. – ISSN 2410-3837.*
5. *Федеральная государственная автоматизированная система лицензирования недропользования. URL: https: // rfgf.ru / info-resursy / fgis-asln.*
6. *Российская газовая энциклопедия: в 3-х т. – Т. 2: Теория и практика развития минерально-сырьевой базы углеводородов (суша и шельф) / под ред. О.Е. Аксютина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – 356 с., 205: илл., цв. илл., карты, табл. – ISBN 978-5-89754-103-4.*
7. *Морские нефтегазодобывающие платформы: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2016. – 352 с., ил. – ISBN 978-5-903002-68-9.*
8. *ГОСТ Р 55311 – 2012 «Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения»: утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.11.2012 № 1579-ст // Изд.: Стандартинформ, М. – 2018.*
9. *Официальный сайт АО «Газпром шельфпроект». URL: www.gazprom-shelfproject.ru / services-drilling-contractor.*
10. *Полупогружные плавучие буровые установки: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2014. – 212 с., ил. – ISBN 978-5-903002-53-5.*
11. *СПБУ «Арктическая». URL: www.neftegaz.ru / tech-library / suda-neftegazovye-i-morskoe-oborudovanie-dlya-bureniya / 142229-spbu-arkticheskaya.*
12. *«Звездочка» завершила строительство СПБУ «Арктическая». – Пресс-релиз от 10.11.2011. URL: www.korabel.ru / news / comments / zvezdochka_zavershila_stroitelstvo_spbu_arkticheskaya.html.*
13. *Итоги бурового сезона 2019. – Корпоративное издание ООО «Газпром флот» газета «Мой газфлот» №11, 2019. – Декабрь.*
14. *Росатомфлот провел буксировку СПБУ Амазон из Карского моря. URL: www.neftegaz.ru / news / transport-and-storage / 622329-rosatomflot-provel-buksirovku-spbu-amazon-iz-karskogo-morya.*
15. *Самоподъемные плавучие буровые установки: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2013. – 208 с., ил. – ISBN 978-5-903002-41-2.*
16. *19 звездочек «Амазона». URL: www.nord-news.ru / topic / ?mtopicid=331.*
17. *Официальный сайт АО «Артикморнефтегазразведка». URL: www.amngr.ru.*
18. *Официальный сайт ООО «Буровая компания Евразия Шельф». URL: http: // www.bkeshelf.ru / content / about_rus.*
19. *Тендеры НК «Роснефть». URL: tender.rosneft.ru / ncassets / list / 1.html.*
20. *Погружная плавучая буровая установка «Исполин». URL: www.fleetphoto.ru / vessel / 28048.*
21. *What is Deepwater and Ultra Deepwater Drilling. URL: http: // www.enhanced-drilling.com / deepwater-and-ultradeepwater-drilling.*
22. *Буровые суда: история, современность, перспективы. Аналитический обзор. – СПб: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2015. – 87 с., ил. – ISBN 978-5-903002-55-9.*
23. *К Арктике не готовы / И. Герасимова // Науч.-тех. журн. Neftegaz.RU. – 2019. – № 11. – С. 12–16. – ISSN 2410-3837.*
24. *Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 22 декабря 2018 г. № 2914-р.*
25. *Технологическое обеспечение работ на арктическом шельфе: опыт ЦКБ «Коралл» в создании различных типов технических средств и перспективы их применения / В.Ф. Ленский, А.Г. Махмутов, М.В. Ковалев, И.Л. Благовидова // Науч.-тех. журн. Neftegaz.RU. – 2022. – № 11. – С. 14–23. – ISSN 2410-3837.*

KEYWORDS: *offshore drilling, offshore well works, offshore drilling rig, drilling platform, offshore, mobile offshore drilling unit, MODU, MODU self-elevating, MODU semi-submersible.*

ЭФФЕКТИВНАЯ ДОБЫЧА НАЧИНАЕТСЯ С ПРАВИЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ

УДК 622.245

БОЛЕЕ ПОЛОВИНЫ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ СЕГОДНЯ В РОССИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАСПОЛОЖЕНЫ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ СО СЛАБО РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ И ТРАНСПОРТНЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ. ОТКЛОНЕНИЕ ОТ ГРАФИКА РАБОТ ДАЖЕ НА НЕСКОЛЬКО ДНЕЙ СУЩЕСТВЕННО УВЕЛИЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТА. ПОЭТОМУ КРАЙНЕ ВАЖНО, ЧТОБЫ НЕОБХОДИМОЕ НА КАЖДОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ЭТАПЕ ОБОРУДОВАНИЕ БЫЛО ДОСТАВЛЕНО И УСТАНОВЛЕНО В ЗАЯВЛЕНЫЙ СРОК, А В ЕГО РАБОТЕ НЕ БЫЛО ДАЖЕ МИНИМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ. О РЕШЕНИЯХ, ПРЕДЛАГАЕМЫХ РОССИЙСКИМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАССКАЗЫВАЕТ ДИРЕКТОР ПО ПРОДАЖАМ И МАРКЕТИНГУ ГК «ТАТПРОМ-ХОЛДИНГ» ЛЫСЕНКО ПАВЕЛ МИХАЙЛОВИЧ

MORE THAN HALF OF THE PRODUCING FIELDS IN RUSSIA TODAY ARE LOCATED IN HARD-TO-REACH AREAS WITH POORLY DEVELOPED INFRASTRUCTURE AND TRANSPORT COMMUNICATIONS. DEVIATION FROM THE WORK SCHEDULE, EVEN FOR A FEW DAYS, SIGNIFICANTLY INCREASES THE COST OF THE PROJECT. THEREFORE, IT IS EXTREMELY IMPORTANT THAT THE EQUIPMENT REQUIRED AT EACH PRODUCTION STAGE BE DELIVERED AND ACTIVATED ON TIME, AND THERE SHOULD NOT BE EVEN MINIMAL DOWNTIME IN ITS OPERATION. PAVEL MIKHAILOVICH LYSENKO, SALES AND MARKETING DIRECTOR OF TATPROM-HOLDING GROUP OF COMPANIES, TALKS ABOUT THE SOLUTIONS OFFERED BY RUSSIAN MANUFACTURERS OF DOWNHOLE EQUIPMENT

Ключевые слова: *заканчивание скважин, внутрискважинное оборудование, инжиниринг, нефтесервис, импортозамещение.*

Лысенко Павел Михайлович

директор по продажам и маркетингу ГК «ТатПром-Холдинг»

– Павел Михайлович, как давно продукция ГК «ТатПром-Холдинг» существует на рынке и какие компании входят сегодня в группу?

– Идея создания предприятия по выпуску нефтепромыслового оборудования родилась более 20 лет назад, Компания начала свою деятельность с производства комплектующих к погружным насосам. Продукция нашла активный отклик у потребителей, это дало возможность не только развивать существующие мощности, но и расширять продуктовую линейку. В 2010 г. был открыт завод по производству скважинных фильтров, который стал родоначальником всего бизнеса по заканчиванию скважин.

Сегодня в группу компаний входят два завода: ООО «ТатПром-Холдинг» и Набережночелнинский трубный завод – ООО «НЧТЗ». Первый, как и прежде, занимается производством скважинных фильтров, а второй – мехобработкой и производством оборудования для нижнего заканчивания скважин.

На данный момент в России заканчивание скважин это в большинстве случаев не просто поставка оборудования, а сервисная услуга, именно поэтому в группу компаний «ТатПром-Холдинг» входят сервисные предприятия: ООО СК «ТатПром-Холдинг» и ООО «СК «Протек», которые занимаются оказанием полного

комплекса сервисных слуг от подбора оборудования до его спуска в скважину.

В отдельное направление выделен сервис по цементированию скважин, им занимается ООО «ЗНО». В составе компании имеется современная лаборатория по цементированию, отвечающая международным стандартам. Также в рамках группы компаний работает конструкторское бюро, лаборатория по разработке эластомеров, научно-технический и инженерный центр с возможностью проведения различных типов испытаний скважинного оборудования, в том числе по методике V0.

Основные объекты располагаются на территории «Камского индустриального парка «Мастер»» в городе Набережные Челны. Суммарная площадь производств порядка 50 тыс. м^2. Кроме того, предприятие располагает закрытыми складами материалов и готовой продукции (площадью 3 тыс. м^2) и открытыми площадками хранения площадью 7 тыс. м^2.

– Чье оборудование вы применяете на своих заводах?

– Оборудование насчитывает десятки единиц, мы используем лучшее оборудование согласно мировым стандартам, поэтому на наших заводах установлены станки европейских, корейских и китайских производителей, есть, конечно, и российское оборудование.

– Есть ли с ним проблемы?

– Любое оборудование ломается, его надо своевременно обслуживать, для него надо проводить регламентные работы, писать программное обеспечение – это отдельный род деятельности, требующий приложения специальных компетенций и наличия в штате людей, обладающих этими компетенциями. Профессионалы всегда товар штучный, сейчас их не хватает. Проблемы на производстве всегда есть, но мы оперативно перестраиваемся и работаем с учетом сложившейся ситуации.

– Предприятие работает на рынке уже почти 20 лет, была ли за это время проведена модернизация производственных мощностей и планируется ли обновлять производство в ближайшем будущем?

– Наша программа по перевооружению предполагает

постоянное обновление и расширение производства. В этом году мы построили испытательный стенд для тестирования оборудования по классу валидации V0, это самый большой в России стенд с длиной рабочей зоны 12,5 м. Это значительные, но необходимые инвестиции, позволяющие нам развиваться и идти вперед, предлагая заказчикам оборудование более высокого качества, в том числе для газовых скважин. Обновление происходит постоянно, нельзя развивать производство не обновляя его, иначе ты станешь неконкурентоспособным.

– В производстве новых продуктов завод сотрудничает с научно-исследовательскими институтами или с этими задачами справляются специалисты инжинирингового центра компании, о котором Вы упомянули?

– Проектированием оборудования занимаются специалисты собственного инжинирингового центра компании, расположенного в г. Набережные Челны. Центр не только оснащен необходимым оборудованием, которое позволяет инженерам проводить все необходимые испытания на соответствующих стендах, но и располагает производственными мощностями для изготовления опытных образцов оборудования. Таким образом, не приходится отвлекать основное производство, и без того загруженное более чем на год вперед.

Инжиниринговый центр располагает необходимым комплексом оборудования для испытания всей линейки оборудования нижнего заканчивания скважин. Вот перечень основных стендов, представленных в нашем центре:

- стенд для испытаний пакерного оборудования в соответствии с ГОСТ ИСО 14310-2014 и INTI.M.100.4-2021 по классу валидации V0 (V0-Н),
- комплекс испытательный нефтяного оборудования (КИНО),
- стенд испытания подвески хвостовика (СПХ),
- стенд растяжения и сжатия (СРС),
- стенд для испытаний набухающих пакеров (СИНП),
- оборудование для испытаний фильтров скважинных,
- стенд испытания поплавкового оборудования,
- стенд для испытаний устройств контроля притока,
- СИЦ – стенд испытания пружинных центраторов.

Часть стендов была разработана и спроектирована нашими специалистами самостоятельно, в производстве других нам помогали подрядчики. Кроме того, происходит достаточно тесное взаимодействие с проектными институтами наших основных заказчиков, что помогает использовать накопленный ими опыт работ и производить оборудование под конкретные скважинные условия.

– Над каким новым продуктом сегодня работают ваши инженеры и проектировщики?

– На самом деле проектов достаточно много, могу назвать основные проекты коммерческие продукты, которые появятся на рынке в течение года:

- подвески хвостовика с возможностью вращения с классом валидации V0;

- металокордовые пакера;
- МСГРП с активацией портов растворимыми ключ – пробками;
- центраторы специальных дизайнов.

– Где это оборудование найдет непосредственное применение?

– Основная часть этого оборудования будет применяться на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири, в основном это ХМАО и ЯНАО, что касается заказчиков, то это, прежде всего, проекты компаний Роснефть, Газпром, Газпромнефть и НОВАТЕК.

– С какими еще предприятиями вы работаете?

– На самом деле мы сотрудничаем практически со всеми нефтегазовыми компаниями России и некоторыми компаниями ближнего зарубежья. Отдельно хотелось бы отметить широкое сотрудничество с компаниями Роснефть, Татнефть и Сургутнефтегаз.

– На каких крупных проектах применяется оборудование «ТатПром-Холдинга»?

– Нефтесервисный рынок и, в частности, рынок заканчивания скважин стремительно локализуется, идет активное импортозамещение, проектов у нас сегодня много, могу назвать проекты, которыми мы гордимся.

Проекты с ООО «РН-Юганскнефтегаз» в ХМАО, это наш крупнейший заказчик, в Нефтеюганске у нас есть обособленное подразделение и самая большая база.

ООО «РН-Ванкор» является для нашим ключевым заказчиком, мы работаем на месторождениях Ванкорского кластера в Красноярском крае.

Работа с ООО «СКН» потребовала от нас в кратчайшие сроки разработать специальный дизайн оборудования вместо зарубежного планируемого изначально к поставке, и мы справились с этой задачей в очень сжатые сроки.

Ну и, конечно, сотрудничество с нашей родной компанией «Татнефть».

– Вот так запросто можно заменить?

– Стандартный набор оборудования заканчивания нефтяных скважин для Западной и Восточной Сибири уже сегодня обеспечивается силами российских сервисных компаний и причем достаточно успешно. Несколько иначе обстоят дела с оборудованием для газовых скважин, тут рынок достаточно ограничен и представлен только несколькими российскими компаниями, которые можно пересчитать по пальцам одной руки. Для разработки оборудования заканчивания газовых скважин также необходим стенд для его испытания, сегодня такой стенд у нас есть, как я уже ранее говорил.

Отдельно хотелось бы отметить офшорные проекты о. Сахалин, там есть как нефтяные, так и газовые месторождения, которые отличает высокая сложность, здесь пока российского оборудования почти нет, хотя мы в свое время совместно с зарубежным партнером производили скважинные фильтры для компании «Эксонефтегаз Лимитед», но все же для основной части оборудования заканчивания скважин российских аналогов нет и в ближайшее время может не появиться, так как скважин на проектах немного, а инвестиции в разработку требуются значительные, тут бы очень помогла поддержка государства.

Также на Сахалине для строительства скважин используются роторно-управляемые системы зарубежных производителей, к сожалению, полноценной российской замены на данный момент нет, а разработка таких систем связана с фундаментальными исследованиями, требующими колоссальных инвестиций, здесь тоже очень бы помогло государственное участие.

Хочу отметить, что в мировой практике даже такие компании, как Schlumberger, Baker Hughes и Weatherford, зачастую разрабатывают ту или иную технологию под конкретного заказчика с его финансовой поддержкой, так и российские нефтегазовые компании, а особенно государственные, могли бы поддержать отечественных сервисников.

– Но все же новые продукты начинают появляться…

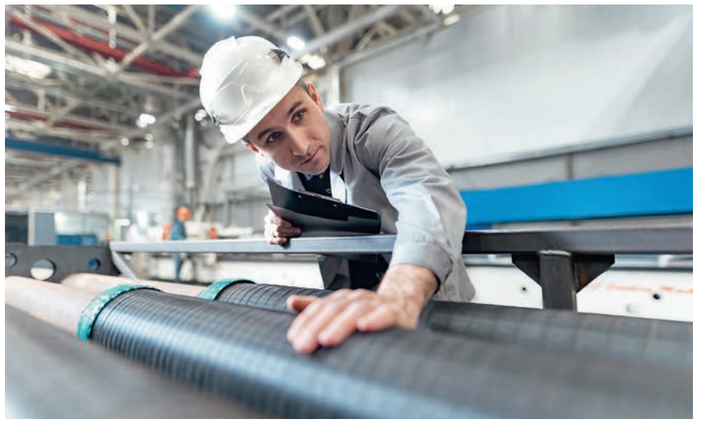
– В рамках своей деятельности мы пытаемся заполнить пустующие ниши по оборудованию и материалам. У «ТатПром-Холдинга» есть собственные разработки в области полимеров и резин, в том числе набухающие смеси для пакеров. Мы имеем собственную лабораторию по разработке резиновых смесей и являемся одной из немногих компаний в России, располагающих такими компетенциями и производством. Сегодня знания и опыт по резиновым смесям в России сильно ограничены, а компании, которые производят смеси, предпочитают продавать готовую продукцию, именно поэтому для своих нужд мы используем специальные резиновые смеси собственного производства.

Еще одной разработкой, выполненной в кратчайшие сроки, стал скважинный вертлюг, позволяющий вращать колонну при спуске оборудования в скважину. Проект был выполнен для одного из операторов в ЯНАО, оборудование мы разработали после того, как один из наших партнеров отказался поставлять нам зарубежное оборудование.

Совместно с нашим заказчиком в Красноярском крае мы производим скважинные фильтры с регуляторами притока, причем дизайн этих фильтров разрабатывался под конкретные скважинные условия и в последующем адаптировался для максимизации добычи, на этом же проекте применяем скважинные маркеры, позволяющие оценить в процентном соотношении состав добываемого флюида из разобщенных интервалов, далее при необходимости можно закрывать необходимый интервал специально разработанным инструментом.

– Какова ситуация с сырьевым обеспечением предприятий, есть ли проблемы с материалами?

– Да, проблемы с материалами есть. Сырьем для нашего оборудования в большинстве случаев является трубная заготовка, мы используем материалы российского производства, которые практически всегда можно купить. Но здесь есть две проблемы: первая – увеличение сроков поставки из-за возросшей на металлургов нагрузки, вторая – специальные стали, по ним отсутствует трубная заготовка российского производства. Мы на своей практике столкнулись с проблемой своевременной поставки специальных сталей для одного из наших проектов, сейчас покупаем такие материалы в Китае.



У некоторых потребителей существуют предубеждения касательно качества китайской продукции, но мы их не разделяем. Могу сказать, что за последние 10 лет качество китайского оборудования и материалов здорово шагнуло вперед, поэтому мы сегодня достаточно широко сотрудничаем с китайскими компаниями.

– Современные предприятия немыслимы без высоких технологий, какие цифровые решения внедряются на производствах ГК «ТатПром-Холдинг»?

– Компания осуществляет постоянный процесс цифровизации операционной и коммерческой деятельности, мы опираемся на самые современные IT-решения, при этом все программное обеспечение, которое мы используем, – это продукт российского производства. Примером является внедрение флагманских конфигураций 1С: ERP и 1С: Комплексная автоматизация. Эти российские решения стали ядром учета и прогнозирования на новом этапе развития компании. Цифровой менеджмент по всей группе компаний строится на корпоративном портале от российских разработчиков – Bitrix 24. Производство также использует российские решения – производственное обеспечение «Спрут» и систему проектирования «Компас» от компании Аскон.

– С уменьшением на российском рынке иностранного присутствия российские компании получили преимущество в виде снижения конкуренции, появились ли в связи с этим новые заказы?

– Да появились, заводы группы загружены заказами на полтора года вперед, что касается конкуренции, то она не только не снизилась, а, наоборот, возросла, мы сегодня конкурируем не с международными компаниями, а с российскими, и эта конкуренция иногда очень жесткая.

– Приходится ли конкурировать с азиатскими производителями? Почему заказчик выбирает вашу компанию?

– Действительно, азиатские компании, в основном из Китая, активно выходят на наш рынок, но мы хорошо держим удар по нескольким причинам.

Во-первых, мы очень оперативно реагируем на изменение рыночной ситуации.

Во-вторых, не все наши конкуренты могут предложить такую широкую номенклатуру оборудования собственного производства, хотя не скрою, что иногда мы тоже используем на своих проектах оборудование сторонних производителей.

В-третьих, у нас самый современный и технологичный завод по производству скважинных фильтров в России. Мы располагаем производством полного цикла от профилирования поволоки до сварки фильтров с прямой намоткой с последующим контролем размера щели лазером. Завод располагает собственной лабораторией металлов и сварки, где осуществляется необходимый контроль материалов и готовой продукции на всех этапах производства. Наша компания сертифицировала производство по API Q1 подписала соглашение о сотрудничестве с компанией Baker Hughes, в рамках этого соглашения мы производили оборудование для различных проектов, в том числе для компании «Эксонефтегаз Лимитед». Сегодня у нас есть возможность оснастить производимые нами скважинные фильтры любым типом регуляторов притока, обходными клапанами, сдвижными муфтами и иным дополнительным оборудованием собственного производства. Весь наш бизнес по заканчиванию скважин вырос из производства скважинных фильтров, мы знаем о фильтрах все, потому с уверенностью могу сказать, что таких производственных возможностей в России больше нет.

Четвертое – это собственное производство резиновых смесей и набухающих пакеров. Как я уже говорил, в составе компании лаборатория по разработке резиновых смесей, также есть возможность проведения любых испытаний в условиях, приближенных к скважинным, все это дает нам значительное преимущество по данному виду продукции на рынке.

Пятое – «ТатПром-Холдинг» один из крупнейших производителей пружинных центраторов, это позволяет нам снижать себестоимость по своим проектам по цементированию и заканчиванию скважин и быть более конкурентными.

В нашей линейке есть стандартное оборудование, есть оборудование которые мы производим эксклюзивно под конкретных заказчиков, есть оборудование, результатами применения которого мы гордимся. Мы стараемся все делать оперативно, проекты, требующие на реализацию год–полтора, мы делаем за полгода.

– Каковы стратегические задачи развития предприятия на ближайшую перспективу?

– В планах компании выход на офшорные проекты, включая Сахалин и Каспий, рынки стран бывшего СССР и Ближнего Востока. Мы планируем вывести на рынок продуктовую линейку оборудования для заканчивания газовых скважин, а также рассматриваем другие сегменты нефтесервисного рынка. ●

Keywords: *well completion, downhole equipment, engineering, oilfield services, import substitution.*

ПРОМЫШЛЕННО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

Здесь создается энергия!

Промышленно-энергетический Форум TNF –
ведущее мероприятие нефтегазовой отрасли

18-21 сентября, 2023
Тюмень, Технопарк

ПРАВИТЕЛЬСТВО
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Правительство
Тюменской области

Реклама, 0+

oilgasforum.ru

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг

УДК 622.276.054

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ «ТМС-HIGHTECH» И «ТМС-SRLINE», ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И РЕМОНТА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И НАСОСНЫХ ШТАНГ СООТВЕТСТВЕННО. ОНИ УКОМПЛЕКТОВАНЫ СОВРЕМЕННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ, ОТЛИЧАЮТСЯ ВЫСОКОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ И «РАЗУМНЫМ» УРОВНЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ ОБЯЗАТЕЛЬНО – СООТВЕТСТВИЕМ ТРЕБОВАНИЯМ ГОСТ И ПРИНЦИПАМ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА. ПРЕДЛАГАЕМЫЕ «ТМС ГРУПП» РЕШЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И СЕРВИСНОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ ЭТИХ ЛИНИЙ ПОЗВОЛЯЮТ ЗАКАЗЧИКАМ ЭКОНОМИТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ СРЕДСТВА В РАМКАХ ПРОГРАММ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ. ВЫСОКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ БЫЛА ДОКАЗАНА В ХОДЕ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА СОБСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЯХ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ И В ВЕДУЩИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЯХ РОССИИ И СТРАН БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ

TECHNOLOGICAL LINES OF THE NEW GENERATION "TMS-HIGHTECH" AND "TMS-SRLINE", DESIGNED FOR DIAGNOSTICS AND REPAIR OF OIL-WELL TUBING AND SUCKER RODS, RESPECTIVELY. THEY ARE COMPLETED WITH ADVANCED EQUIPMENT, HAVE HIGH PRODUCTIVITY AND A "REASONABLE" LEVEL OF AUTOMATION, AS WELL AS, ESSENTIAL COMPLIANCE WITH GOST REQUIREMENTS AND THE PRINCIPLES OF LEAN PRODUCTION. THE SOLUTIONS OFFERED BY TMS GROUP FOR THE CONSTRUCTION AND SERVICE SUPPORT OF THESE LINES ALLOW CUSTOMERS TO SAVE SIGNIFICANT FUNDS AS PART OF RESOURCE SAVING AND IMPORT SUBSTITUTION PROGRAMS. THE HIGH EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGIES HAS BEEN PROVEN IN THE COURSE OF THEIR APPLICATION AT THE MANUFACTURER'S OWN PRODUCTION FACILITIES AND IN LEADING OIL COMPANIES IN RUSSIA AND NEIGHBORING COUNTRIES

Ключевые слова: *насосно-компрессорные трубы, насосные штанги, диагностика и ремонт оборудования, автоматизация, бережливое производство.*

Кашапов Ильшат Халимович

начальник отдела коммерции и продаж УК ООО «ТМС групп»

Сервисное обслуживание и ремонт глубинно-насосного оборудования (ГНО): насосно-компрессорных труб (НКТ), скважинных штанговых насосов (СШН) и насосных штанг (ШН) относятся к числу задач, стоящих перед любой нефтегазодобывающей компанией. Наряду со строительством объектов на новых месторождениях нефти и газа, добывающие компании сегодня много внимания уделяют сервисному блоку и используемым в нем технологиям и оборудованию.

Доказано, что входной инспекционный контроль нового ГНО в сочетании с повторным вовлечением и спуском в скважину отремонтированного оборудования позволяет предприятиям экономить значительные денежные средства, затрачиваемые на приобретение и ввод в эксплуатацию ГНО. Инспекционный контроль исключает риск спуска некачественного оборудования, что, в свою очередь, дает возможность отказаться от проведения повторных работ; при спуске же качественно отремонтированного б/у ГНО скважины оснащаются оборудованием, которое по качеству и срокам эксплуатации практически не уступает новому.

Безусловно, для достижения таких результатов диагностика и ремонт ГНО в обязательном порядке должны производиться на специализированных линиях, укомплектованных современным оборудованием с необходимой производительностью и уровнем автоматизации, соответствующих требованиям ГОСТ и бережливого производства по количественному и качественному составу операций. Необходимым условием получения высоких показателей выступает и низкая себестоимость диагностики и ремонта одной единицы НКТ или насосной штанги, которая достигается благодаря достаточной производительности линии, грамотному планировочному решению по расстановке оборудования и организации рабочих мест, а также минимизации непроизводительных потерь.

Всем перечисленным условиям удовлетворяют технологические линии нового поколения по диагностике и ремонту НКТ «TMC-Hightech» и насосных штанг «TMC-SRLine» производства «ТМС групп» (рис. 1, 2).

Опыт разработки и эксплуатации технологических линий

За 18 лет деятельности компания «ТМС групп» прошла путь от молодого развивающегося предприятия до опытного игрока нефтесервисного рынка, предоставляющего заказчикам полный комплекс услуг и широкий перечень оборудования. Компания осуществляет свою деятельность не только на территории России, а также за ее пределами. Изучая опыт отечественных и зарубежных компаний, применяя собственные уникальные методики и знания, «ТМС групп» сегодня создает новую технику и технологии, которые позволяют нефтедобывающим компаниям экономить деньги, в том числе в рамках ресурсосбережения и импортозамещения.

Будучи одним из основных поставщиков услуг в сфере сервиса НКТ и насосных штанг в России, компания накопила серьезный опыт эксплуатации технологических линий, что дает возможность предложить заказчикам готовые решения по их строительству и дальнейшему сервисному сопровождению. Так, силами компании разработаны, построены и модернизированы более 20 линий по диагностике и ремонту НКТ и насосных штанг. С применением линий «ТМС групп» успешно ремонтируется оборудование в ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», подразделениях ПАО «НК «Роснефть», в нефтяных компаниях Республик Узбекистан, Туркменистан, в других крупных добывающих компаниях, включая лидеров отрасли, а также работают собственные базы, оказывающие услуги по сервису ГНО для большинства нефтяных компаний России. Технические специалисты и конструкторы «ТМС групп» разрабатывают уникальные технологические процессы с учетом современных тенденций и инструментов бережливого производства, позволяющие в буквальном смысле «дать новую жизнь» ремонтируемому оборудованию. В состав работ по созданию линий, исходя из существующих или планируемых производственных площадей и требований заказчика, входят индивидуальное проектирование, изготовление и монтаж металлоконструкций транспортной системы, технологического оборудования, систем автоматизации и электрификации, модернизация существующих технологий.

В составе линий применяется только современное высокотехнологичное оборудование, механизмы и комплектующие отечественного и зарубежного производства. «ТМС групп» активно внедряет и использует в своей работе инструменты бережливого производства: 5С, ТРМ, TWI и т.д. Благодаря этому каждое планировочное решение ремонтных линий разрабатывается с максимальным сокращением пути движения оборудования от места загрузки до склада готовой продукции. Это исключает встречные потоки, заторы на участках и упорядочивает движение глубинно-насосного оборудования. Система управления транспортной линией позволяет организовать поточное производство и исключить влияние «человеческого фактора», направляя ремонтируемое оборудование строго по назначению, от процесса к процессу. Системы контроля и учета позволяют в режиме онлайн получать отчет о состоянии ГНО, находящегося на линии.

Линия НКТ TMC-Hightech

Сегодня нефтяные и сервисные компании-владельцы цехов по диагностике и ремонту НКТ сталкиваются с несколькими проблемами. Во-первых, это низкое качество отремонтированных труб и, как следствие, гарантийные случаи повторных работ на скважинах. Во-вторых, высокий процент отбраковки НКТ в процессе ремонта – до 70%, а в каких-то районах и больше, от общего количества поступающих в цех труб. В-третьих, невозможность проведения ремонта НКТ из-за трудноудаляемых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), солеотложений, отложений гипса, которые возникают из-за отсутствия у компаний высокоэффективных установок мойки и очистки. Все это не позволяет вовлечь в повторную эксплуатацию визуально годную НКТ.

Такие трубы складируются «до лучших времен», занимая складские и прицеховые территории. Кроме того, частые поломки оборудования приводят к простоям линии, снижению производительности и сокращению перечня выполняемых операций, приводящему в итоге к несоответствующему требованиям заказчиков ремонту. В результате компании снижают качество предоставляемого сервиса, теряют значительную часть своего и, главное, дохода заказчиков. Перечисленные проблемы возникают из-за морального и физического износа и неполной комплектности линий, несовершенства технологического процесса, низкой квалификации операторов, отсутствия «работающих» стандартов. Отчасти это связано с тем, что основной период строительства линий пришелся на 2000-е годы, и на сегодня средний срок их службы составляет более 10 лет. В те времена строительством линий занималось несколько проектных компаний, у которых не было собственного опыта диагностики и ремонта НКТ, а главное – опыта эксплуатации линий. Технологические линии отличались высокой металлоемкостью, комплектовались большим количеством оборудования, в том числе дублирующего,

для повышения производительности и сложными запутанными схемами перемещения НКТ при ремонте. Также практиковалось использование дополнительных, но не приносящих ценности процессов, например, ультразвуковой обработки ниппелей НКТ и муфт. Из-за этого, транспортную систему и оборудование линии часто приходилось размещать на двух и даже трех цеховых площадках площадью 2500 м², что существенно ограничивало нефтяные и нефтесервисные компании в части полезного использования производственных и складских помещений.

Для того чтобы исключить указанные выше проблемы, специалисты «ТМС групп» реализовали ряд проектов по техническому перевооружению своих линий по сервису НКТ. В результате были разработаны и построены шесть новых линий по диагностике и ремонту НКТ «TMC-Hightech». Сегодня линии успешно функционируют, предоставляя услуги по сервису НКТ. На площади 2592 м² вместо одной линии было построено две новых, каждая из которых занимает площадь не более 540 м², остальная часть цеха отдана под склад запасных частей и комплектующих и используется для изготовления прочей продукции. Путь движения НКТ при ремонте был сокращен с 376 до 84 м (в 4,5 раза), количество незавершенной продукции между сменами уменьшено с 219 до 40 труб (в 5,5 раз), производительность увеличена от 380 до 850 НКТ/сут (в 2,2 раза), количество операторов в смену уменьшено с 8 до 5 человек. Подобный опыт позволил «ТМС групп» выйти на рынок поставки линий.

Технологическая линия «TMC-Hightech» предназначена для ревизии и ремонта бывших в эксплуатации НКТ с целью определения степени их пригодности для дальнейшей работы в скважине и инспектирования новых поступающих труб. На линии производится необходимый и достаточный комплекс операций для эффективной диагностики и ремонта труб с учетом актуальных требований стандартов. Участок позволяет производить сервис НКТ всех типоразмеров, в том числе технологических труб с износостойкими замками

и внутренним полимерным антикоррозионным покрытием. Линия «TMC-Hightech» обладает необходимым набором контрольно-диагностического оборудования и установками механической обработки и комплектации для изготовления новых НКТ. Линия «TMC-Hightech» рекомендована для применения в нефтяных и сервисных компаниях, располагающих парком собственных НКТ или планирующих деятельность в сфере сервиса труб.

Линия ШН TMC-SRLine

Технологическая линия «TMC-SRLine» прошла тот же путь развития, что и линия «TMC-Hightech». Она решает схожие проблемы и предназначена для комплексной диагностики и ремонта бывших в эксплуатации насосных штанг, а также инспектирования новых штанг в соответствии с ГОСТ 31825-2012 по современным технологиям на высокопроизводительном оборудовании.

Специалисты компании «ТМС групп» и заказчиков, которые уже используют линию на своих производствах, отметили высокую производительность «TMC-SRLine» – до 850 ШН/сут, рациональную схему расположения технологического оборудования, а также ее компактность – 16×32 м (512 м²).

Высокое качество диагностики резьбовых частей ШН достигается благодаря механизации процесса зачистки и инструментального контроля, предусмотрена возможность проведения дефектоскопии штанг со скребками-центраторами, а производственная эффективность линии повышена за счет организации потока единичных изделий. Положительные отзывы заказчиков и опыт эксплуатации линии «TMC-SRLine» показывают, что внедренные разработки и усовершенствования технологии диагностики и ремонта предоставляют компаниям качественный сервис насосных штанг и позволяют добиваться высоких показателей.

Выводы

Сегодня для успешного ведения бизнеса в условиях жесткой конкуренции необходимо проводить работы по сокращению издержек за счет устранения производственных потерь. Эффективность можно повышать как путем внедрения новых дорогостоящих технологий, вкладывая значительные инвестиции в обновление основных фондов, так и улучшая производственные потоки за счет сокращения потерь с использованием инструментов бережливого производства, снижения себестоимости продукции и внедрения нового оборудования. «ТМС групп» наработан большой опыт применения второго пути для повышения эффективности работ, и наша компания и готова поделиться им с партнерами. ●

Keywords: *pumping and compressor pipes, pumping rods, equipment diagnostics and repair, automation, lean manufacturing.*

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

РЕКЛАМА

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов при одновременной работе 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18×30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут вашими.
- Индивидуальный проект под ваши площади.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

как инструмент определения источника обводнения добывающих скважин с ГРП

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ПРИ СОПРОВОЖДЕНИИ РАБОТ ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА. ЗАТРАГИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА В ЦЕЛЕВЫЕ И НЕЦЕЛЕВЫЕ ПЛАСТЫ, ПОИСКА ИСТОЧНИКА ОБВЕДЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГРП, ОЦЕНКИ ПРИТОКА ФЛЮИДА НА МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТАХ С БЛИЗКО ЗАЛЕГАЮЩИМИ ПЛАСТАМИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПОДХОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ЯВЛЯЮТСЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫМИ И СЛУЖАТ ОПЕРАТИВНЫМ МЕТОДОМ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ, СДЕЛАННОЙ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА ГЕОХИМИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

THEORETICAL APPROACH AND PRACTICAL APPLICATION OF GEOCHEMICAL STUDIES OF WELL PRODUCTION IN SUPPORT OF HYDRAULIC FRACTURING PROCESS ARE CONSIDERED. THERE ARE SEVERAL ISSUES: PROPAGATION OF HYDRAULIC FRACTURES INTO TARGET AND NON-TARGET RESERVOIRS, WATER CAUSES AFTER HYDRAULIC FRACTUR-ING, AND ASSESSMENT OF FLUID INFLOW AT MULTI-LAYER OBJECTS (FRACTURE HEIGHT). IT IS SHOWN THAT THE APPROACHES USED IN THE STUDY OF WELL PRODUCTION ARE AN EXCELLENT OILFIELD SERVICE AND QUICK METHOD FOR OBTAINING INFORMATION, THEY ARE IN CHARGE OF THE GEOCHEMICAL PROCESS OF PRODUCTION OF LIQUID HYDROCARBONS AND ITS MONITORING

Ключевые слова: *ГРП, геохимический мониторинг скважин, геохимия нефти, гидрогеология нефтяных месторождений, нефтесервис.*

УДК 550.4; 622

Шипаева Мария Сергеевна
технический директор

Шакиров Артур Альбертович
генеральный директор

Валиуллин Ильсур Вазихович
менеджер

ООО «Геоиндикатор»

Судаков Владислав Анатольевич
заместитель директора по инновациям, ФГАОУ ВО К(П)ФУ

Целью работы является установление источника обводнения скважин с гидроразрывом пласта на основе исследований устьевых проб продукции без проведения промысловых геофизических исследований и остановки скважины. Оценивается степень развития вновь созданных трещин гидроразрыва пласта и их влияние как на показатели обводненности скважин, так и на выработку запасов нефти с близко залегающих (соседних) горизонтов с применением разработанных алгоритмов обработки данных.

Результатом является качественная оценка и количественное распределение добычи воды и нефти по горизонтам и определение источника притока флюида (нефти и воды) скважин с ГРП.

ГРП представляет собой эффективный метод интенсификации добычи. При грамотном подходе этот метод дает положительные результаты. Среди отечественных нефтяных компаний в применении ГРП как важного элемента разработки нефтяных месторождений наиболее продвинулось ОАО «Сургутнефтегаз». Эффективность ГРП может быть невысокой, что связано с геологическими условиями, истощенностью месторождений, а также неудовлетворительным подбором скважин и геологическим

контролем за выполнением работ [4]. Однако за 2014–2016 гг. в рамках проведения программы ОПР успешность проведения ГРП на доманиковых отложениях – основных нетрадиционных источниках УВ в РТ – составила 71,4 % [2].

В целом на месторождениях РФ зачастую не выполняется тщательное планирование процесса ГРП (которое требует максимального количества промысловых данных и предварительного проведения ряда исследований). Порой это приводит к нежелательным и даже негативным последствиям, поэтому операция ГРП обязательно должна сопровождаться мониторингом [1].

Основные факторы, приводящие к снижению эффективности ГРП:

- снижение пластовой энергии при несоответствии добывных возможностей скважин с ГРП фильтрационным характеристикам пластов и систем ППД;
- резкое снижение фазовых проницаемостей по нефти в недонасыщенных и переходных зонах пласта при увеличении скорости фильтрации пластового флюида в притрещинной зоне; низкая начальная проводимость трещины из-за ошибок в проектировании технологических операций;
- вынос проппанта из трещины пластовым флюидом в процессе разработки; кольматация трещины неразложившимся гелем;
- резкий рост обводненности вследствие перетока из газо-, водоносного или высокопромытого пропластка по созданной трещине либо прорыва фронта нагнетания по созданной трещине [3].

Одной из острых проблем процесса гидроразрыва является прогноз развития трещины ГРП, в частности вертикальных трещин, имеющих значительную высоту и несоизмеримо меньшую ширину [7], ведь даже при современном уровне развития технологий существует определенная степень неоднозначности и риска. Существуют методы наземного и подземного мониторинга трещин ГРП [5, 6] (рис. 1).

Современное состояние этих методов говорит о наибольшей эффективности применения при минимальных затратах именно подземного способа, в то время как опыт применения наземного картирования на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» компаниями ОАО «Удмуртгеофизика», ПАО «Пермнефтегеофизика», Центром механики и геодинамики недр [6], на месторождениях Западной Сибири компаниями ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» показывает реальный факт развития в заданном направлении лишь части трещин, выделенных при поверхностном мониторинге; ввиду наличия сильных поверхностных помех выявлены могут быть только сигналы относительно сильных источников, т.к. у поверхностного мониторинга, несмотря на меньшую стоимость, высокую мобильность и быстрое время развертывания системы по сравнению со скважинным мониторингом, имеется существенные недостатки: чувствительность к погодно-сезонным и природно-ландшафтным условиям, подверженность влиянию мощных источников техногенных помех (ЛЭП, дороги, трубопроводы), большой объем данных (на 1–2 порядка больший по сравнению со скважинным мониторингом) и, как следствие, невозможность обработки в режиме реального времени [1].

Что касается скважинного мониторинга, то его главное преимущество – меньшие помехи и высокая точность получаемых результатов в связи с размещением в малошумных условиях (скважина). Недостатки: дороговизна; требование наличия рядом скважин-кандидатов для наблюдения, которые на время мониторинга приостанавливают свою работу [5].

Существуют технологические факторы и риски скважинного мониторинга, которые необходимо оценивать: дистанции между зонами ГРП и интервалом регистрации в наблюдательных скважинах (должны быть порядка первых сотен метров); нежелательное использование в качестве наблюдательных скважин старого фонда (обычно в них неблагоприятные условия); необходимость изолирования, при наличии, рабочих интервалов в наблюдательной скважине установкой отсекающего пакера; высокий уровень вибрации обсадной колонны – неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмо-приемниках зонда, что порой вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной; необходимость приостановки бурения на соседних

РИСУНОК 1. Общие схемы наземного (слева) и подземного микросейсмического мониторинга

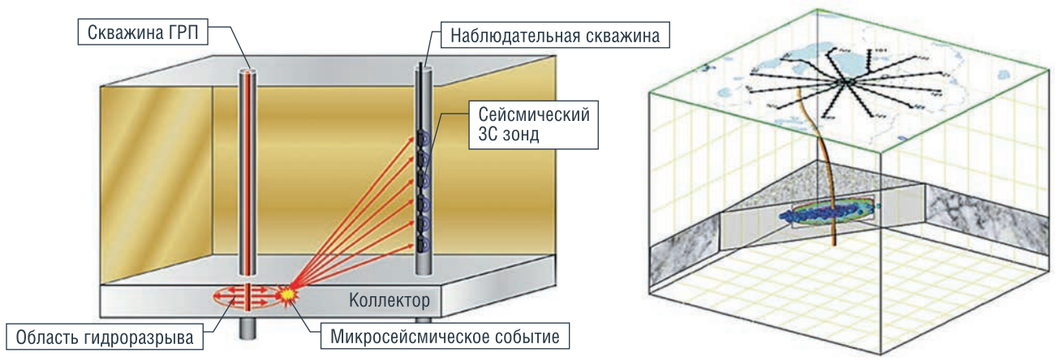


РИСУНОК 2. Возможные ситуации в скважинах с ГРП

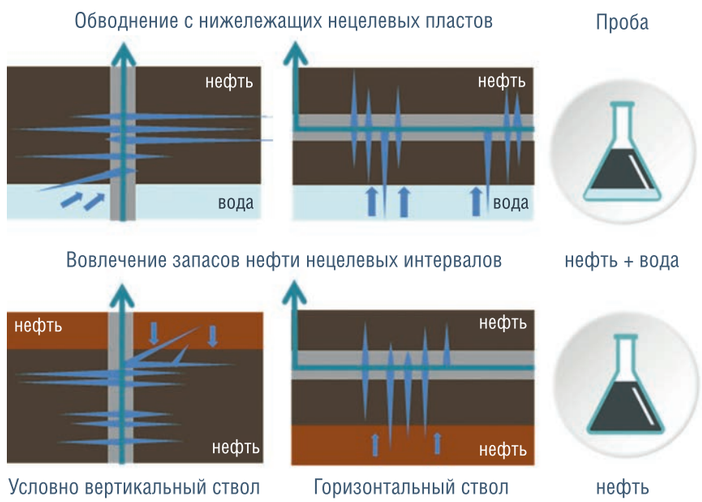
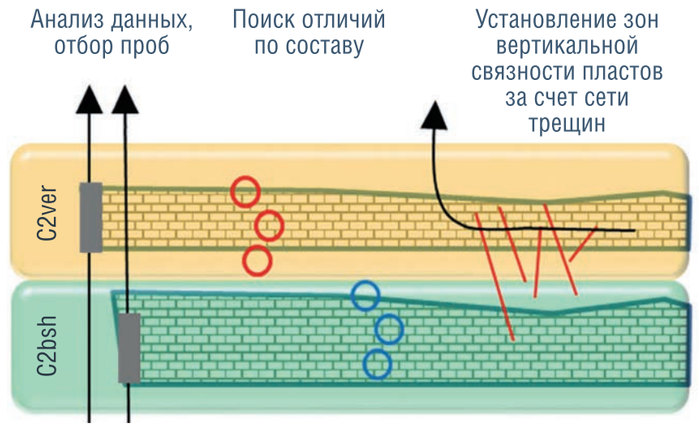


РИСУНОК 3. Предлагаемый подход



скважинах – несоблюдение этого приводит к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ; влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП – для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (при кустовом бурении). Таким образом, должный учет условий и рисков и применение методов мониторинга развития трещин ГРП для контроля качества выполнения операции гидроразрыва позволит повысить эффективность разработки месторождения [8].

Решение

Таким образом, планирование распространения трещины ГРП осложнено наличием большого количества неопределенностей, вследствие этого фактические параметры трещины могут расходиться с дизайном. В таких случаях зачастую повышается обводненность скважины. Определение источника воды с использованием ПГИ может быть затруднительно и требует остановки скважины, а в случае с ГРП в горизонтальных стволах установить источник притока флюида геофизическими методами, а именно выявить развитие трещины в нецелевые пласты, не представляется возможным (рис. 2). Однако определение фактического распространения трещины и источника обводнения по вертикали возможно

РИСУНОК 4. Геохимическая характеристика разреза по нефти и высота заложения трещины ГРП в модели

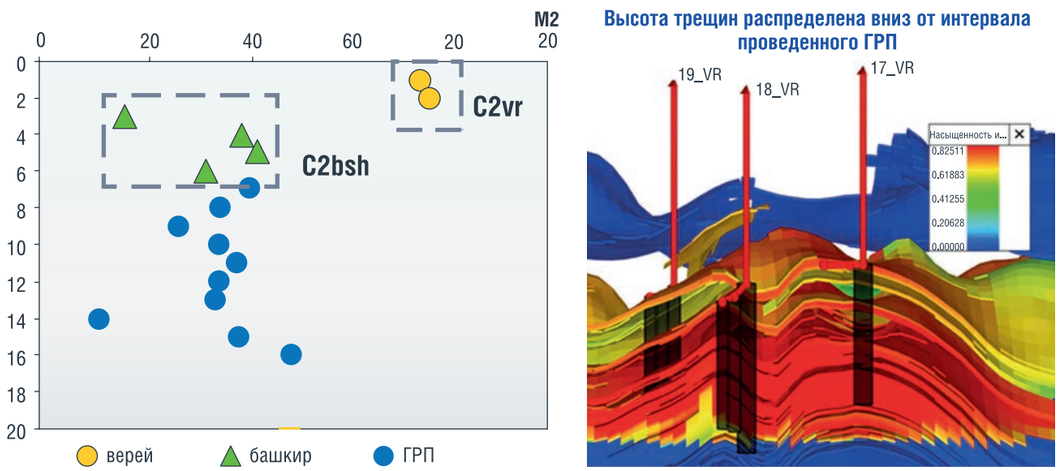


ТАБЛИЦА 1. Доли вовлечения в выработку целевого и нецелевого пласта в скважинах с ГРП по нефти

Скв.	Обв-ть, %	Мероприятие	Горизонт	Распределение добычи нефти, %	
				C2vr	C2b
78	15	ГРП верея	C2vr	20,6	79,4
19	18	ГРП верея	C2vr	23,7	76,3
83	28	ГРП верея	C2vr	15,9	84,1
81	20	ГРП верея	C2vr	25,9	74,1
71	20	ГРП верея	C2vr	17,3	82,7
17	16	ГРП верея	C2vr	24,9	75,1
86	17	ГРП верея	C2vr	29,3	70,7
91	35	ГРП верея	C2vr	0	100
72	15	ГРП верея	C2vr	29,2	70,8
85	20	ГРП башкира	C2b	35,2	64,8

на основе анализа продукции скважины после проведения ГРП.

Новизной рассматриваемого подхода является использование прецизионных геохимических исследований, позволяющих находить отличия в составе близко залегающих горизонтов. Далее на основе исследований добываемого флюида скважин с ГРП производится определение развития трещины в целевой и/или соседний горизонт. Исследование проводится на основе доступного и широко используемого отбора устьевых проб продукции скважин, метод анализа является оперативным и позволяет охватить большой фонд скважин в короткие сроки (рис. 3).

Примеры применения

В Республике Татарстан наиболее часто работы по гидроразрыву пласта ведутся в карбонатных отложениях верейского горизонта и башкирского яруса. Посредством отбора проб нефти с каждого из пластов устанавливаются их отличия по содержанию геомаркеров, а дальше, отбирая продукцию по скважинам с ГРП, устанавливается их состав и наносится на данные шаблоны или палетки по характеристике пластов. Качественно становится возможным оценить вовлечение по нефти по каждому горизонту, а разработанные алгоритмы обработки таких данных позволяют оценить вовлечение пластов количественно и увидеть развитие трещин ГРП в выше или нижележащие пласты.

На одном из месторождений установлены отличия нефти верейских и башкирских отложений по маркеру М2 (рис. 4). На скважинах с ГРП на верейский горизонт видно, что все они относятся к башкирскому ярусу, а значит происходит преимущественное развитие трещины ГРП вниз – в кровельную часть башкирского яруса.

На основе алгоритмов матстатистики рассчитана доля вовлечения в работу обоих пластов в скважинах ГРП (таблица 1).

Продукция скважин с проведенными работами по ГРП верейского горизонта по геоиндикаторам (используется группа маркеров) соответствует также и нефти башкирского яруса, что необходимо закладывать в существующую гидродинамическую модель по месторождению и учитывать в выработку добычи по нефти с соседнего яруса – башкирского. Так как обводненность продукции скважин с ГРП относительно низкая, то расчет доли воды не производился, в том числе по причине отсутствия воды в верейских опорных скважинах, так как горизонт является безводным на данном участке.

РИСУНОК 5. Геохимическая характеристика разреза по воде

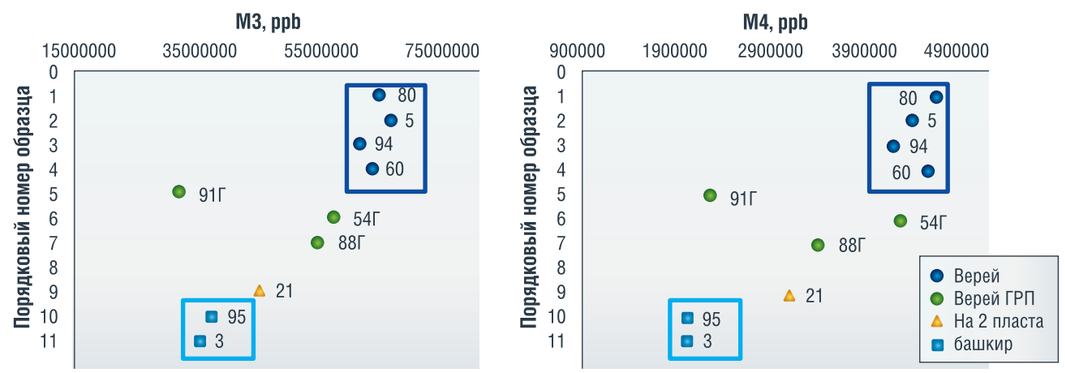
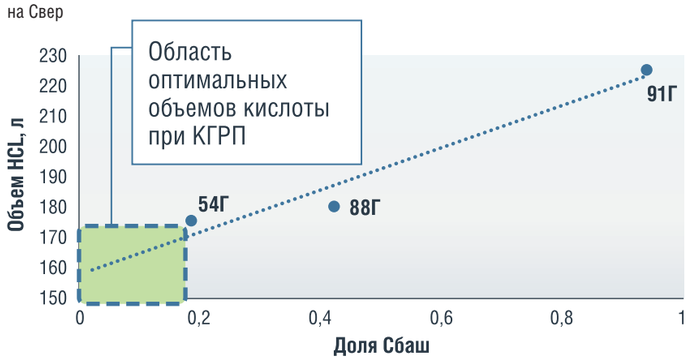


ТАБЛИЦА 2. Доли вовлечения в выработку целевого и нецелевого пласта в скважинах с ГРП по нефти

Скважина	Перфорация	Обв., %	Примечание	Распределение добычи воды, %		Кислота, л
				Верей	Башкир	
91Г	Верей	79	КГРП верей	5,8	94,2	225
54Г	Верей	15	КГРП верей	81,5	18,5	175
88Г	Верей	54	КГРП верей	57,8	42,2	180

РИСУНОК 6. Зависимость объема соляной кислоты от доли Сбаш в скважинах с ГРП на Свер



Поиск источника обводнения

Иногда скважины с ГРП на верейские пласты вводятся в работу с высокой обводненностью. Так, на другом участке изучен состав воды по обоим пластам – башкирскому и верейскому (рис. 5). Найдены отличительные маркеры. На рисунок нанесены точки по составу воды трех скважин с ГРП на верейский горизонт. Качественно можно оценить, что скважина № 91Г получает воду с башкирского яруса, а скважина № 54Г находится в пределах значений по составу воды по своему пласту – верейскому. Количественный расчет приведен в таблице 2.

В таблице 2 видно, что обводненность скважин отличается: скважины, трещины которых попали в башкирские отложения, обладают наибольшей обводненностью (скв. № 91Г, 88Г). Нами был учтен и такой параметр, как объем кислоты при КГРП: построен график зависимости объема кислоты и рассчитанной доли вовлечения башкирского яруса на основе отбора пробы воды на геохимию (рис. 6). Исходя из чего можно сделать вывод о рекомендуемом объеме кислоты при проведении работ по КГРП на том же объекте и снижении обводненности вновь вводимых скважин после КГРП.

Выводы

В рамках работы выполнен геохимический анализ проб пластового флюида добывающих опорных скважин с целью характеристики разреза – выявление уникальных особенностей состава как нефти, так и воды по пластам, в том числе близкозалегающим. Дальше рассматриваются скважины с ГРП – при сопоставлении составов продукции с использованием автоматизированного алгоритма расчета определяется источник обводнения скважин. Рассчитываются доли притока пластового флюида по каждому объекту разработки, в том числе по приобщенным нецелевым пластам.

Применение рассматриваемого подхода предоставляет ценную информацию о распространении трещин для конкретных промысловых объектов, которая может быть использована при планировании дальнейших ГРП. Также на основе получаемых результатов геохимических исследований возможно уточнение адаптации гидродинамических моделей месторождений с учетом притока пластового флюида из нецелевых интервалов ГРП, что позволит корректно учитывать извлекаемые запасы углеводородов и повышать качество ретроспективного анализа разработки нефтесервиса. ●

Литература

1. *Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 6 (45). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-skvazhinnogo-i-nazemnogo-mikroseysmicheskogo-monitoringa-gidrorazryva-plasta (дата обращения: 07.08.2023).*
2. *Анализ результатов опытно-промышленных работ в скважинах на доманиковые отложения на месторождениях Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ТатНИПИнефть. Том Выпуск 85. – Набережные Челны: ЭкспозицияНефтьГаз, 2017. – С. 78–85. – EDN URQNNA*
3. *Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации. 2017. № 7 [Электронный ресурс]. URL: https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111 (дата обращения: 12.07.2023).*
4. *Муслимов Ренат Халиуллович Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли России – основа масштабного перехода к инновационному развитию // Георесурсы. 2017. № 3. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/reshenie-fundamentalnyh-problem-neftyanoy-otrasli-rossii-osnova-masshtabnogo-perehoda-k-innovatsionnomu-razvitiyu (дата обращения: 07.08.2023).*
5. *Отарбаев А.А. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта / А.А. Отарбаев, Л.Н. Иконникова // Арктические исследования: от экстенсивного освоения к комплексному развитию: Материалы II международной научно-практической конференции, Архангельск, 11–14 ноября 2020 года. – Архангельск: Издательский центр А3+, 2020. – С. 562–565. – EDN BAXXXI.*
6. *Цветков Г.А., Рябоконь Е.П. Совершенствование технологии мониторинга развития трещины гидроразрыва пласта // Каротажник. – 2016. – № 10. – С. 98–105.*
7. *Эльмурзиев Д.А. Анализ проблем вертикального распространения трещин ГРП и поиск подходов к их решению / Д.А. Эльмурзиев, Д.Д. Водорезов // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 16–20 мая 2016 года. Том I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 71–73. – EDN VYCFDT.*
8. *Shipaeva M., Nurgaliev D., Sudakov V., Usmanov S., Safina R., Salimova R. Geochemical approach for identification of hydraulic fracture vertical distribution in reservoir simulation model basing on microcomponent study of oil produced. European Association of Geoscien-tists & Engineers, Horizontal Wells 2021, May 2021, Volume 2021, p. 1–5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202154024.*

KEYWORDS: *hydraulic fracturing, geochemical monitoring, organic geochemistry, hydro geochemistry, oil-field services.*

СПЕЦИАЛИСТЫ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ

установили очередной рекорд

УДК 622

ВПЕРВЫЕ В ИСТОРИИ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ БУРОВИКИ ЯМАЛЬСКОГО ФИЛИАЛА ПОСТРОИЛИ РЕКОРДНУЮ ПО ПРОТЯЖЕННОСТИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННУЮ СКВАЖИНУ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ – 6038 МЕТРОВ. РАБОТЫ ВЫПОЛНЕНЫ С ОПЕРЕЖЕНИЕМ ГРАФИКА НА СКВАЖИНЕ № 1401 ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЗЧИКА «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» В ПЕРИОД С 12 АПРЕЛЯ ПО 23 ИЮНЯ 2023 ГОДА

FOR THE FIRST TIME IN THE HISTORY OF THE SIBERIAN SERVICE COMPANY, THE DRILLERS OF THE YAMAL BRANCH BUILT A RECORD LONG DIRECTIONAL WELL WITH A HORIZONTAL COMPLETION – 6038 METERS. THE WORK WAS COMPLETED AHEAD OF SCHEDULE AT WELL NO. 1401 OF THE EAST-TARKOSALINSKOYE FIELD FOR THE CUSTOMER NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ FROM APRIL 12 TO JUNE 23, 2023

Ключевые слова: *бурение, наклонно-направленная скважина, Сибирская Сервисная Компания, Восточно-Таркосалинское месторождение, НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз.*

Людмила Фризицкая
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

При бурении скважины № 1401 Восточно-Таркосалинского месторождения использованы современные технологии и высокотехнологичное оборудование.

С целью эффективной разработки продуктивной залежи в скважине установлено оборудование заканчивания для проведения 20 стадий гидроразрыва пласта. «Для нас эта скважина интересна тем, что горизонтальный ствол пробурен на равновесии, тем самым мы обеспечили сохранение свойств коллектора продуктивного пласта. Скважина была построена с существенной экономией времени, без осложнений», – прокомментировал руководитель проекта Ямальского филиала АО «ССК» Александр Пась.

Рекордный результат достигнут благодаря слаженной профессиональной работе специалистов «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз», «НОВАТЭК НТЦ», Ямальского филиала АО «ССК», сервисных подрядчиков: по ННБ и буровым растворам – «БурСервис», по цементированию – «ИГС-Технология». «Для нас каждая скважина – уникальна. Технологический отдел совместно со службой супервайзинга, используя опыт работы на Восточно-Таркосалинском месторождении, внесли свой вклад в исполнение технологических задач заказчика», – поделился начальник службы супервайзинга Ямальского филиала АО «ССК» Мираддин Рагимов.

Буровая бригада, работавшая на скважине, проявила себя как команда профессионалов, оперативно выполняющая поставленные задачи заказчика с соблюдением всех требований промышленной и экологической безопасности. «Отдельной

благодарности заслуживает служба по персоналу, которая в период дефицита кадров оперативно сформировала профессиональный коллектив!» – рассказал буровой мастер Алексей Сергеевич.

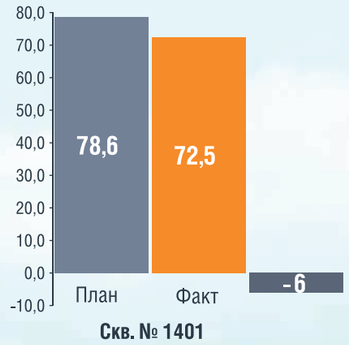
««НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» и «Сибирская Сервисная Компания» успешно реализуют совместные проекты с 2011 года. Ямальский филиал АО «ССК» зарекомендовал себя как надежный партнер для решения сложных высокотехнологических задач. На всех этапах производства инженерный состав и буровая бригада демонстрируют грамотный подход к организации технологического процесса, обеспечивают своевременное исполнение работ по проекту и достижение рекордных показателей», – отметил начальник управления бурения «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» Денис Долматов.

Впереди новые планы. Специалистам Ямальского филиала АО «ССК» в партнерстве с «БурСервис» предстоит построить скважину № 1402 с двумя горизонтальными хвостовиками с уровнем заканчивания TAML-3 для открытого ствола. На Восточно-Таркосалинском месторождении скважина с таким типом заканчивания будет построена впервые.

«У Компании есть опыт строительства многозабойных скважин. Сейчас Ямальский филиал реализует проект на Уренгойском месторождении (скважина № 10 020). На данный момент идет бурение 4-го горизонтального ствола, работы осуществляются совместно с сервисом по ННБ «ННГФ» (Шлюмберже), растворным сервисом «АКРОС». Также у нас имеется опыт по строительству скважины с тремя горизонтальными стволами на месторождении Песцовое КП 1Г, сервис по ННБ – «Везерфорд», растворный сервис – «ПетроИнжиниринг». ССК каждый рекорд превращает в норму и выполняет сложные задачи день за днем по всем своим объектам», – рассказал директор Ямальского филиала АО «ССК» Рамиль Бурганов.

Скважина № 1401

Плановый срок строительства	78,6 суток
Фактический срок	72,46 суток
Ускорение	6,14 суток
Горизонтальный ствол	2000 м
Финальный забой скважины	6038 м
Проходка с учетом пилотного ствола	7171 м



Скв. № 1401

Keywords: *drilling, directional well, Siberian Service Company, Vostochno-Tarkosalinskoye field, NOVATEK-Tarkosalenefiegaz.*

Neftegaz.RU
номер 8/2023 г.

УДК 655.7.038

ВЛИЯНИЕ ПОЛИМЕРНОЙ ПРИСАДКИ

на асфальтосмолопарафиновые отложения высокопарафинистой нефти

Прозорова Ирина Витальевна
старший научный сотрудник Лаборатории реологии нефти, ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, к.х.н.

Корнеев Дмитрий Сергеевич
доцент Высшей нефтяной школы, ФГБОУ ВО Югорский государственный университет, к.х.н.

Осницкий Евгений Михайлович
старший преподаватель Высшей нефтяной школы, ФГБОУ ВО Югорский государственный университет, к.б.н.

АВТОРЫ СТАТЬИ ОПИСЫВАЮТ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРОВ АМФИФИЛЬНОГО ПОЛИМЕРА (СОПОЛИМЕР АЛКИЛАКРИЛАТА С АКРИЛАТОМ ДОДЕЦИЛАММИНА) НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВО АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО) ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПОЛИМЕР БЫЛ РАСТВОРЕН В ТОЛУОЛЕ. ИССЛЕДОВАЛИСЬ ДВА РАСТВОРА С МАССОВЫМИ ДОЛЯМИ ПОЛИМЕРА 1 И 10 МАС. %. ПРИСАДКА С МАССОВОЙ ДОЛЕЙ ПОЛИМЕРА 10 МАС. % НЕ РАБОТАЕТ, КАК ИНГИБИТОР АСПО. ПРИСАДКА С МАССОВОЙ ДОЛЕЙ ПОЛИМЕРА 1 МАС. % БЫЛА ИССЛЕДОВАНА В ДОЗИРОВКАХ 10,0; 20,0; 80,0; 150,0; 200,0 МЛ/Л. В СВЯЗИ СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ТОЛУОЛА БЫЛ ПРОВЕДЕН ХОЛОСТОЙ ОПЫТ С ЧИСТЫМ ТОЛУОЛОМ В ТЕХ ЖЕ ДОЗИРОВКАХ. ХОЛОСТОЙ ОПЫТ ПОКАЗАЛ, ЧТО ТОЛУОЛ НАЧИНАЕТ СНИЖАТЬ ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ В ДОЗИРОВКЕ ОТ 80 МЛ/Л. МАКСИМАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ НА 3 ГРАДУСА ЦЕЛЬСИЯ В ДОЗИРОВКАХ 150 И 200 МЛ/Л. ДОБАВЛЕНИЕ ПРИСАДКИ НАЧИНАЕТ СНИЖАТЬ ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ ПРИ ДОЗИРОВКЕ 10 МЛ/Л. ДЛЯ ДОЗИРОВКИ 200 МЛ/Л ПОЛУЧЕНО СНИЖЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ С 21 ДО 13 °С И СТЕПЕНЬ ИНГИБИРОВАНИЯ АСПО 58 %

THE PURPOSE OF THIS WORK IS TO STUDY THE EFFECT OF AMPHIPHILIC POLYMER SOLUTIONS (COPOLYMER OF ALKYLACRYLATE WITH DODECYLAMINE ACRYLATE) ON THE POUR POINT AND THE AMOUNT OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS (ARPD) OF HIGH-PARAFFIN OIL OF KHARYAGA FIELD. THE POLYMER WAS DISSOLVED IN TOLUENE. TWO SOLUTIONS WITH MASS FRACTIONS OF THE POLYMER OF 1 AND 10 WT.% WERE STUDIED. THE ADDITIVE WITH THE MASS FRACTION OF THE POLYMER 10 WT.% DOES NOT WORK AS AN ARPD INHIBITOR. THE ADDITIVE WITH MASS FRACTION OF POLYMER 1 WT.% WAS INVESTIGATED IN DOSAGES 10.0, 20.0, 80.0, 150.0, 200.0 ML/L. DUE TO THE SIGNIFICANT AMOUNT OF TOLUENE, A BLANK EXPERIMENT WITH PURE TOLUENE IN THE SAME DOSAGES WAS PERFORMED. THE COLD TEST SHOWED THAT TOLUENE BEGINS TO REDUCE THE TEMPERATURE OF SOLIDIFICATION OF OIL IN THE DOSAGE OF 80 ML/L. THE MAXIMUM REDUCTION OF 3 DEGREES CELSIUS AT DOSAGES OF 150 AND 200 ML/L. ADDING AN ADDITIVE BEGINS TO REDUCE THE POUR POINT OF OIL AT A DOSAGE OF 10 ML/LITER. FOR THE DOSAGE OF 200 ML/L OBTAINED REDUCTION OF THE POUR POINT OF OIL FROM 21 TO 13°C AND THE DEGREE OF INHIBITION OF ARPD 58%

Ключевые слова: *асфальтосмолопарафиновые отложения, нефть, асфальтены, ингибирующая способность, полимерная присадка.*

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – это тяжелые составляющие нефти, представляющие очень вязкую массу темно-коричневого цвета, содержащую в себе масла, парафины, асфальтены, смолы, серу, а также некоторые минеральные компоненты [10]. АСПО оседают на внутренних стенках нефтяного и нефтепромыслового оборудования и значительно затрудняют добычу, хранение и транспортировку нефти [6]. В сравнении АСПО с нефтями отложения имеют высокую плотность, которая в обезвоженных образцах может достигать единицы, а также значительно более высокое содержание твердых парафиновых углеводородов и асфальто-смолистых веществ [7].

Чтобы подобрать наиболее оптимальный метод борьбы и устранения с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, следует иметь понимание о составе и свойствах АСПО. Данные отложения представляют собой смесь твердых углеводородов с густой текстурой мази очень темного или черного цвета, состоящие в основном из парафинов и асфальтосмолистых веществ. Доля парафинов в АСПО составляет от 20 до 70 %, а доля асфальто-смолистых компонентов – около 20–40 % [6, 7].

Среди известных способов решения проблемы формирования АСПО, таких как использование растворителей, термическая обработка нефтей, разбавление нефтей, механическая очистка, одним из наиболее эффективных и экономически выгодных является введение в нефть специфических добавок, ингибиторов АСПО [11].

При борьбе с АСПО на поверхности нефтяного оборудования играют важную роль поверхностные явления. Для того чтобы снизить вязкость, уменьшить коррозию в трубопроводах, в нефтяной промышленности применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ). ПАВ – это химические соединения, снижающие поверхностное натяжение на поверхности раздела фаз. Обычно ПАВ представляют собой органические соединения, имеющие амфифильное строение, т.е., обладающие как гидрофильными, так и гидрофобными свойствами Смолы, асфальтены, различные кислоты и их соли, содержащиеся в нефтях, являются природными поверхностно-активными веществами [5].

ФАКТЫ

20–70 %

составляет доля парафинов в АСПО, доля асфальто-смолистых компонентов – около 20–40 %

Полимерные присадки проявляют свойства ПАВ [8].

Амфифильные полимеры образуют с молекулами парафинов прочные ассоциаты, за счет чего существенно влияют на температуру начала кристаллизации парафинов, сдвигая ее в область более низких температур [5].

Цель работы – изучение влияния растворов амфифильного полимера (сополимер алкилакрилата с акрилатом додециламмина) на температуру застывания и количество асфальтосмолопарафиновых отложений высокопарафинистой нефти Харьягинского месторождения.

Экспериментальная часть

В качестве объекта исследования использовали высокопарафинистую нефть Харьягинского месторождения. Содержание асфальтенов составило 0,48 мас.%, содержание масел составило 95,09 мас.%, содержание смол составило 4,43 мас.%. Содержание парафиновых углеводородов в исходной нефти составило 14,40 мас.%. Содержание смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) 4,91 мас.%.

В качестве присадки был выбран амфифильный сополимер алкилакрилата с акрилатом додециламмина (рис. 1) [3].

Для определения количества нефтяного осадка использовали установку, основанную на методе «холодного стержня» [4]. Количество образовавшегося осадка определяется гравиметрически. Конечным результатом является среднее арифметическое двух параллельных измерений, пересчитанное на 100 г образца. Погрешность определения составляет ±0,1 г. Степень ингибирования присадки была рассчитана по формуле:

$$I = \frac{m_{исх} - m_{п}}{m_{исх}} \times 100\%,$$

где I – степень ингибирования, %; $m_{исх}$ – масса осадков исходного образца (г); $m_{п}$ – масса осадков образцов с полимерными присадками.

Определение температуры застывания нефти проводили по ГОСТ 20287-91 (метод Б) [2].

Массовую долю асфальтенов, содержащихся в нефти и нефтяном осадке, определяли при помощи «холодного» способа Гольде, масел и смолистых компонентов – с помощью колоночно-адсорбционного (хроматографического) метода [9].

Определение парафинов в образцах нефти проводилось по ГОСТ 11851-85 (метод А) [1].

Результаты и их обсуждение

В качестве присадки, ингибирующей образование АСПО, был выбран амфифильный полимер, растворенный в толуоле.

Массовая доля полимера в присадке 1 равна 10 мас.%, толуола 90 мас.%.

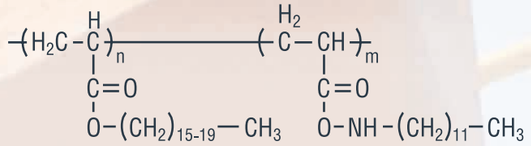
Присадку использовали в дозировках 0,5; 1,0; 2,0; 5,0 и 10,0 мл/л. Результаты измерения температуры застывания нефти с присадкой 1 представлены на рисунке 2.

Для исходной нефти температура застывания была равна 21 °С. Добавление присадки 1 в дозировках 0,5; 1 и 2 мл/л не изменяет температуру застывания нефти при добавлении присадки 1 в дозировке 5 мл/л наблюдается рост температуры застывания до 22 °С, а в дозировке 10 мл/л – до 23 °С.

При низких дозировках присадки 1 она не оказывает никакого влияния на температуру застывания, а при высоких концентрациях начинает лишь усугублять кристаллизацию парафинов.

Определение количества АСПО проводилось методом холодного стержня, градиент температур 10 °С. Температура подогревающей бани составила 30 °С, а охлаждающего контура – 20 °С. Результаты представлены в таблице 1.

РИСУНОК 1. Строение сополимера алкилакрилата с акрилатом додециламмина



ФАКТЫ

10 мас.%

составляет массовая доля полимера в присадке 1, толуола – 90 мас.%

До 22 °С

поднимается температура застывания при добавлении присадки 1 в дозировке 5 мл/л

Таким образом, при добавлении присадки 1 в дозировках 0,5 мл/л и 1 мл/л количество АСПО остается практически неизменным, однако при увеличении дозировки присадки до 5 мл/л и 10 мл/л количество АСПО возрастает. Присадка 1 не работает как ингибитор АСПО.

Исследованная нефть содержит менее 5% САК, за счет чего, предположительно, и отсутствует эффект присадки в данной концентрации, так как САК, за счет содержания в своем составе полярных компонентов, проявляют свойства ПАВ, следовательно, могут оказывать влияние на действие ингибирующих присадок.

Массовая доля полимера в присадке 2 равна 1 мас.%, толуола 99 мас.%. Присадка 2 была использована в дозировках 10,0; 20,0; 80,0; 150,0; 200,0 мл/л. В связи со значительным количеством толуола был проведен холостой опыт с чистым толуолом в тех же дозировках.

Результаты измерения температуры застывания нефти с присадкой 2 и чистым толуолом представлены в таблице 2.

РИСУНОК 2. Зависимость температуры застывания нефти от дозировки присадки 1

ТАБЛИЦА 1. Определение количества асфальтосмолопарафиновых отложений при добавлении присадки 1

Дозировка присадки 1	Количество АСПО, %		
	Время выдерживания 5 мин	Время выдерживания 15 мин	Время выдерживания 30 мин
Исходная нефть	3,32	4,40	3,63
АСПО 0,5 мл/л	3,33	4,38	3,60
АСПО 1 мл/л	3,35	4,41	3,62
АСПО 5 мл/л	4,02	5,08	4,73
АСПО 10 мл/л	4,74	5,86	5,33

ТАБЛИЦА 2. Влияние присадки 2 и чистого толуола на температуру застывания нефти

Дозировка присадки, мл/л	Температура застывания нефти, °С	
	Присадка	Толуол
10	20	21
20	20	21
80	18	19
150	15	18
200	13	18

Холостой опыт показал, что толуол начинает снижать температуру застывания нефти в дозировке от 80 мл/л. Максимальное снижение на 3 градуса в дозировках 150 и 200 мл/л.

Добавление присадки 2 начинает снижать температуру застывания нефти при дозировке 10 мл/л. Максимальное снижение на 8 градусов в дозировке 200 мл/л.

Определение степени ингибирования АСПО велось для дозировки присадки 200 мл/л. Результат представлен на рисунке 3.

Степень ингибирования АСПО для дозировки 200 мл/л в холостом опыте составила 18%, а для присадки 2 – 58%.

РИСУНОК 3. Степень ингибирования АСПО для дозировки 200 мл/л

Заключение

Изучен вещественный состав нефти Харьягинского месторождения. Содержание парафиновых углеводородов в исходной нефти составило 14,40 мас.%. САК 4,91 мас.%. Низкое содержание САК негативно влияет на эффективность полимерной присадки с массовой долей полимера 10%. Ингибирующие АСПО свойства наблюдаются только у присадки с массовой долей полимера 1%, при значительном разбавлении нефти толуолом. При дозировке присадки 200 мл/л эффективность ингибирования составляет 58%. ●

ФАКТЫ

САК

за счет содержания в своем составе полярных компонентов проявляют свойства ПАВ, следовательно, могут оказывать влияние на действие ингибирующих присадок

Присадка 2

снижает температуру застывания нефти при дозировке 10 мл/л

Литература

1. *ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 21.05.85 № 1427: дата введения 1986-01-01 / разработан и внесен Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 14 с.*
2. *ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания (метод Б): издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 13.05.91 № 671: дата введения 01.01.1992 / разработан и внесен Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 9 с.*
3. *Пат. РФ № RU 2671198 (опубл. 2018) Ингибитор асфальтосмолопарафиновых отложений для парафинистых и высокопарафинистых смолистых нефтей.*

Монографии

4. *Гуров Ю.П. Моделирование процессов кристаллизации и структурообразования в системах твердых углеводородов нефти в присутствии депрессорных присадок и полиолефинов: дис. канд. техн. наук: 05.17.07. Тюмень, 2003. 146 с. EDN: NMHECV.*
5. *Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: специальность 02.00.13 – «Нефтехимия»: диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / И.В. Литвинец. – Томск, 2015. – 181 с.*
6. *Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.*
7. *Глуз К.О. Изучение химического состава асфальтосмолопарафиновых отложений и низкотемпературных свойств (АСПО) в Сузунской нефти / К.О. Глуз, С.Н. Салтыкова, Р.Н. Галиахметов // В сборнике: ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ: ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ. сборник материалов III Всероссийской конференции. – 2016. – С. 90.*
8. *Агаев С.Г., Землянский Е.О., Гребнев А.Н., Гультяев С.В., Яковлев Н.С. Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и депрессорные присадки для их ингибирования // Журнал прикладной химии. 2006. Т. 79 № 8. С. 1373–1378. EDN: HVKERP [Agaev S.G., Zemlyanskii E.O., Grebnev A.N., Gul'tyaev S.V., Yakovlev N.S. Paraffin deposition in crude oil production and depressor additives for paraffin inhibition // Russian journal of applied chemistry. 2006. V. 79. P. 1360–1364 https://doi.org/10.1134/S1070427206080295].*
9. *Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Стоколос О.А. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 2. С. 250–256. EDN: OPBTHX.*
10. *Хасанов И.И. Влияние состава асфальтосмолопарафиновых отложений на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов / И.И. Хасанов, Д.А. Каширина // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – 2022. – № 3–4. – С. 26–31.*
11. *Santos Silva, H. Role of the porphyrins and demulsifiers in the aggregation process of asphaltenes at water/oil interfaces under desalting conditions: a molecular dynamics study / H. Santos Silva, A. Alfarra, G. Vallverdu [et al] // Fuel. – 2020. – № 17. – P. 797.*

KEYWORDS: *asphaltene-resin-paraffin deposits, oil, asphaltenes, inhibiting ability, polymeric additive.*

РАСШИРЯЯ СЕРВИСНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ

Евгений Гаас
генеральный директор ТМК НГС

УДК 622.276.05

В МАЕ 2023 ГОДА ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС (ТМК НГС), ВХОДЯЩЕЙ В ТМК, ИСПОЛНИЛОСЬ 15 ЛЕТ. ВСЕ ЭТИ ГОДЫ ТМК НГС РАЗВИВАЕТ СЕРВИСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ, ЯВЛЯЯСЬ АКТИВНЫМ УЧАСТНИКОМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. О ТЕНДЕНЦИЯХ РЫНКА И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТАХ РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ТМК НГС ЕВГЕНИЙ ГААС

TMK OIL FIELD SERVICES, PART OF THE TMK, TURNED 15 IN MAY 2023. ALL THESE YEARS, TMK OIL FIELD SERVICES HAS BEEN DEVELOPING SERVICE SUPPORT FOR TUBULAR PRODUCTS, BEING AN ACTIVE PARTICIPANT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. EVGENY GAAS, GENERAL DIRECTOR OF TMK OIL FIELD SERVICES, TALKS ABOUT MARKET TRENDS AND PROMISING PROJECTS

Ключевые слова: *нефтегазовый сервис, трубы, обсадные муфты, оборудование для добычи углеводородов, инженерное сопровождение проекта.*

– Предпосылкой к созданию сервисного дивизиона ТМК 15 лет назад был запуск комплексных продаж трубной продукции с сервисным сопровождением. Евгений Анатольевич, какой путь прошла компания с момента основания по сегодняшний день?

– С момента образования в 2008 году ТМК НГС является необходимым связующим звеном между поставками и эксплуатацией продукции ТМК. Все 15 лет компания выполняет важнейшую задачу – сервисное обслуживание трубной продукции как завершающий этап цикла производства.

За этот период ТМК НГС вырос из направления по сопровождению и обеспечению комплексных поставок ТМК до полноценного сервисного дивизиона с широким спектром продукции и услуг как для собственных подразделений, так и отечественного рынка нефти и газа. Отправной точкой стало удовлетворение потребностей клиентов ТМК в сервисе и ремонте. Сегодня по объемам бизнеса ТМК Нефтегазсервис уже сопоставим с крупным предприятием ТМК. Компания объединяет 13 производственных площадок на территории Уральско-Сибирского макрорегиона. ТМК НГС имеет существенный опыт сотрудничества с лидерами нефтяной отрасли. Выполняемые услуги и продукция соответствуют всем стандартам и аттестациям, а наши сотрудники – опытные профессионалы.

Подчеркну, что с момента основания команда ТМК НГС участвовала в реализации знаковых проектов на территориях нефтегазодобычи. В результате такого плотного многолетнего сотрудничества в ТМК НГС были сформированы уникальные решения по эксплуатации нефтесервисного оборудования. Кроме того, оперативная обратная связь от клиентов и тщательное изучение рынка добычи энергоресурсов позволяют предлагать эффективные решения по сервисному сопровождению, а также вести разработку новых продуктов и услуг с учетом индивидуальных потребностей заказчиков.

– Что представляет собой НГС с технологической точки зрения?

– Сегодня в контур ТМК НГС входят производственные цеха, объекты и участки, которые находятся непосредственно на месторождениях. Есть такие автономные удаленные локации, куда наши сотрудники добираются вертолетами или водным транспортом. Такой подход позволяет учитывать все требования наших клиентов, снижать логистические затраты и оперативно предоставлять партнерам качественные нефтесервисные услуги.

За последние несколько лет компания практически в два раза увеличила объемы производства. Таких результатов удалось достичь благодаря систематической работе по модернизации оборудования и наращиванию компетенций коллектива.

Например, в 2022 году мы приобрели современную установку с числовым программным управлением для производства проволочных скважинных фильтров с прямой намоткой. В ее состав входит узел оптического контроля, что обеспечивает максимальную точность и качество готового изделия.

Также в прошлом году мы запустили цех по изготовлению обсадных муфт в Бузулуке, а в первом полугодии 2023 года стартовало производство муфт в Ноябрьске.

Кроме того, компания уделяет много внимания развитию культуры производства, реализует программы по повышению операционной эффективности. Совершенствованию производственного процесса также способствует проект «Биржа идей», в рамках которого в 2022 году было подано 664 предложения от сотрудников. Более 530 были реализованы на практике.

– Широкая география не мешает придерживаться единой бизнес-модели?

– Если коротко, наша сила – в единстве. Несмотря на географическую отдаленность, нам удалось объединить все бизнес-процессы компании и стать одним работающим механизмом. Этому способствовало внедрение единых производственных и корпоративных стандартов, совместная программа внедрения лучших практик и проект по единому позиционированию ТМК НГС для клиентов.

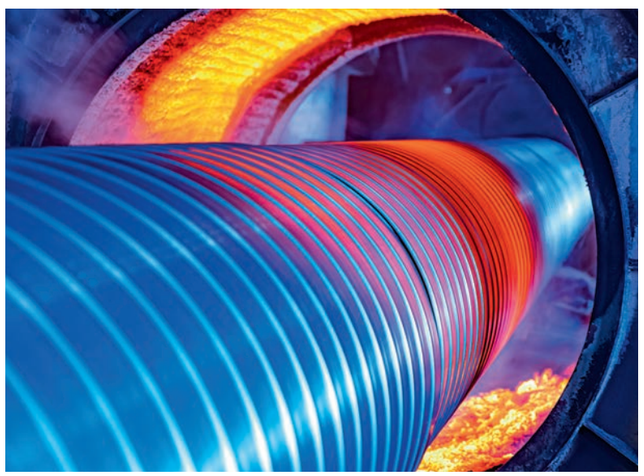
– В каком направлении вы развиваетесь сейчас? Какие новые услуги ТМК НГС готов предложить своим клиентам?

– На протяжении 15 лет компания предлагает заказчикам широкий ассортимент оборудования для

13
городов присутствия

2,5
тыс. человек
численность сотрудников ТМК НГС

1,5
млн шт./год
объемы ремонта насосно-компрессорных труб (НКТ)



250
тыс. тонн труб в год
– нанесение антикоррозионного покрытия

24
тыс. шт./год
– производство скважинных фильтров

нефтегазодобычи: элементы трубных колонн, в том числе скважинные фильтры, патрубки и переводники. Вся продукция может быть произведена с резьбой класса «премиум». Также клиентам доступна свайная продукция с нанесением антикоррозионного покрытия.

Мы стремимся к предоставлению полного спектра сервисных услуг: помимо ремонта, это услуги по завозу-вывозу, хранению, инспекции трубной продукции. Оказание такого комплексного сервиса позволяет партнерам исключить непрофильную для них деятельность и затраты ресурсов на обслуживание трубы, расширение штата и повышение квалификации сотрудников склада и закупок.

Сегодня компания наряду с готовой продукцией предоставляет услуги по инженерному сопровождению спуска оборудования в скважину. Для этого в ТМК НГС есть специальная вездеходная техника и уникальные специалисты, которые работают на кустовых площадках в круглосуточном режиме, ведь процесс добычи нефти и газа происходит непрерывно. У компании есть успешный опыт предоставления услуг в комплексе с инженерным сопровождением проектов в условиях Крайнего Севера.

Кроме того, ТМК НГС предоставляет партнерам услугу по аренде насосно-компрессорных труб и труб, используемых для гидравлического разрыва пласта (ГРП-труб). У компании уже есть долгосрочные контракты с ключевыми партнерами, которые предусматривают сопровождение службы сервисного обслуживания предприятия на всех этапах эксплуатации оборудования. Такой подход позволяет нам участвовать в самых сложных и знаковых проектах отечественного нефтегазового рынка. Сегодня аренда труб для гидроразрыва пласта осуществляется в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

В 2022 году ТМК НГС освоил новое перспективное направление – выпуск перфорированных скважинных фильтров. Оборудование изготавливается из трубной продукции производства заводов ТМК и обладает высокой прочностью. Сегодня мы масштабируем это направление, а также планируем расширить собственную продуктовую линейку скважинных фильтров.

Кроме того, команда развивает производство термокейсов – уникального для нашей страны оборудования, которое сочетает в себе тепло- и термоизоляционные свойства. Запуск нового участка на предприятии «Уралчермет» способствовал увеличению производственных мощностей в два раза и перевыполнению плана на 150%. Наряду с поставками комплектов термоизолированных обсадных колонн мы планируем предоставлять услугу по их установке.

Помимо этого, ТМК НГС осваивает новое перспективное производство – изготовление муфт с премиальным резьбовым соединением ТМК UP Simplex.

– Как сейчас выстраиваются отношения с клиентами?

– В результате реорганизации коммерческой службы изменился принцип взаимодействия с клиентами, который исключил региональную составляющую. Раньше сотрудники на местах были ограничены географическим присутствием и специализацией своей производственной площадки. Сейчас они объединили компетенции и могут представлять продуктовый ассортимент всего нефтесервисного дивизиона ТМК.

Наши партнерские отношения нацелены на многолетнее сотрудничество и выполнение взятых на себя обязательств в четко установленные сроки. Это важнейший принцип нашей работы. ●

Keywords: *oil and gas service, pipes, casing couplings, equipment for hydrocarbon production, engineering support of the project.*

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Аккредитация на торговых площадках

Подбор тендеров по заданным параметрам

Юридический анализ тендерной документации

Подготовка **тендерной заявки**

Услуги **специализированной организации**

Оформление **банковских гарантий**

Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта

Оспаривание решений ФАС о внесении в **«черный список поставщиков»**

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)

ПОЛНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ СОКРАЩЕНИИ ЗАТРАТ:

AR/VR-технологии в нефтяной отрасли России

УДК 004

С КАЖДЫМ ГОДОМ СПРОС НА ТЕХНОЛОГИИ ДОПОЛНЕННОЙ И ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ (AR/VR) УВЕЛИЧИВАЕТСЯ, А АУДИТОРИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ СТАНОВИТСЯ ВСЕ ШИРЕ. НАИБОЛЬШИЕ ИНВЕСТИЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРИВЛЕКАЮТ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ. В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ИНТЕГРАЦИЯ AR/VR-РЕШЕНИЙ ПОЗВОЛЯЕТ ДОСТИЧЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ОПТИМИЗИРОВАТЬ ЭТАПЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СНИЗИТЬ РИСКИ И ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОШИБОК В СЛОЖНЫХ ЗАДАЧАХ. ИМЕННО ПОЭТОМУ AR/VR-РАЗРАБОТКИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТРЕБУЮТ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ И ЯВЛЯЮТСЯ ВАЖНЫМ ЭТАПОМ В РАЗВИТИИ СОВРЕМЕННОЙ КОМПАНИИ

EVERY YEAR, THE DEMAND FOR AUGMENTED AND VIRTUAL REALITY (AR / VR) TECHNOLOGIES IS INCREASING, AND THE AUDIENCE OF USERS IS BECOMING WIDER. THE LARGEST TECHNOLOGY INVESTMENTS ARE ATTRACTED IN THE INDUSTRY. IN THE OIL INDUSTRY, THE INTEGRATION OF AR / VR SOLUTIONS MAKES IT POSSIBLE TO ACHIEVE AN INCREASE IN THE EFFICIENCY OF PRODUCTION PROCESSES, OPTIMIZE THE STAGES OF RESEARCH AND DESIGN, REDUCE RISKS AND THE LIKELIHOOD OF ERRORS IN COMPLEX TASKS. THAT IS WHY AR/VR DEVELOPMENTS IN THE INDUSTRY REQUIRE SPECIAL ATTENTION AND ARE AN IMPORTANT STAGE IN THE DEVELOPMENT OF A MODERN COMPANY

Ключевые слова: *технологии дополненной реальности, виртуальная реальность, цифровые решения в нефтегазовой промышленности, оптимизация производственного процесса, цифровая трансформация.*

Гуреев Сергей Николаевич
начальник департамента капитального строительства «Газпром нефть»

Корольков Михаил Дмитриевич
руководитель центра цифровых технологий «Газпром нефть»

AR/VR в нефтегазовой отрасли

Основными направлениями применения технологий в нефтегазовой отрасли являются обучение персонала, проектирование объектов капитального строительства, оптимизация этапов исследования и планирования, удаленное управление, проведение технического обслуживания и ремонта, внутренние и внешние аудиты.

Применение технологий позволяет существенно снизить затраты и повысить эффективность на различных стадиях производства. В развитии нефтегазового сектора AR/VR является важным этапом, поскольку эффекты от инноваций позволяют повысить конкурентоспособность не только отдельных компаний, но и отрасли в целом. Более того, технологии вносят значимый вклад в концепцию Индустрии 4.0.

Использование технологий, в случае их внедрения в постоянную практику, может требовать значительных вложений и последующих затрат на обслуживание соответствующего

оборудования и программного обеспечения, что характерно для любого проекта в сфере ИТ. Тем не менее экономические эффекты в долгосрочной перспективе позволят не только окупить эти затраты, но и принести положительный экономический эффект.

AR/VR в компании «Газпром нефть»

«Газпром нефть» активно использует AR/VR в различных направлениях деятельности. Удобство предоставления информации, которое обеспечивают технологии, значительно сокращает время на проверку данных, а также позволяет коммуницировать с операторами на объектах в режиме реального времени с использованием интерактивных инструментов дополненной реальности.

Высокотехнологичное производственное оборудование, с которым взаимодействуют сотрудники, требует соответствующей подготовки. Для повышения квалификации и обучения персонала различным навыкам используются виртуальные тренировочные симуляторы. К примеру, тренажеры, разработанные в «Газпром нефти», позволяют развивать навыки работы с оборудованием нефтебаз и месторождений. С помощью VR-технологий также моделируются сложные и нестандартные ситуации, с которыми специалист может столкнуться на реальных промышленных объектах: возгорание, утечка нефти и нефтепродуктов, загазованность среды. Благодаря такому подходу сотрудник может безопасно получить практический опыт перед выходом на производственную площадку. Помимо всего прочего, обучающие VR-курсы имеют встроенную экзаменационную систему, которая позволяет оценить, насколько хорошо был усвоен материал.

AR-технологии применяются в рамках проведения строительного контроля. Для реализации этого сценария не обойтись без кросс-функционального взаимодействия: проектная BIM-модель оптимизируется и загружается в AR-гарнитуру, далее посредством наведения на объект контроля, модель накладывается на физический объект, и в реальном времени становится возможным нахождение коллизий.

VR-технологии также нашли применение в части организации виртуальных экскурсий на месторождения. Это позволяет демонстрировать инвесторам и потенциальным клиентам проекты, не покидая офис. Виртуальные экскурсии также могут использоваться для обучения персонала и повышения его квалификации.

Платформа AR-сервисов, разработанная в «Газпром нефти»

Одним из условий функционирования промышленных предприятий является своевременное обслуживание оборудования. Решение «Удаленный помощник», которое используется в постоянной практике предприятий «Газпром нефти», позволяет проводить мероприятия по обслуживанию оборудования, шефмонтажные и пусконаладочные работы в дистанционном формате.

Платформа AR-решений объединяет сервисы, разработанные для повышения эффективности различных производственных работ и оптимизации бизнес-процессов. Решения соответствуют всем стандартам безопасности и являются полностью импортонезависимыми.

Упомянутый сервис «Удаленный помощник» позволяет в режиме реального времени соединить оператора на объекте и удаленного эксперта, даже если расстояние между ними составляет тысячи километров. Интерактивные инструменты дополненной реальности создают эффект реального присутствия эксперта на месте проведения работ.

Помимо сценариев, которые носят в практике компаний постоянный характер, таких как шефмонтаж, пусконаладочные работы, техническое обслуживание, линейные обходы, решение используется для проведения ремонтных работ. Особенно актуально применение сервиса в ситуациях, когда приезд специалиста представляется невозможным или влечет за собой значительные финансовые и временные затраты.

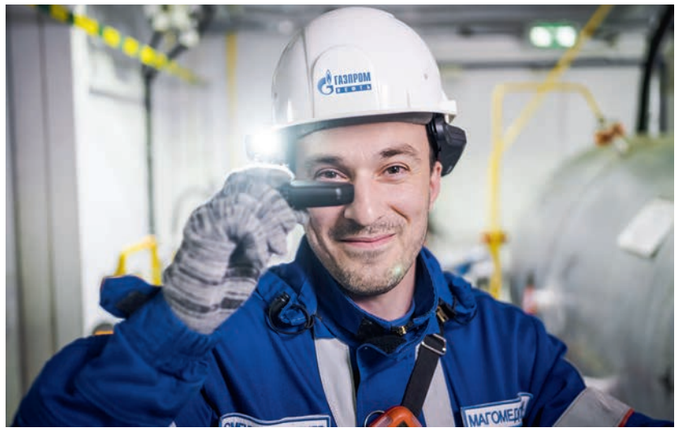
Соединение оператора и эксперта происходит по защищенному каналу связи. Звонок фиксируется на видео, что позволяет проверить корректность, оценить качество и сформировать базу знаний по различным видам работ. Основные эффекты от использования сервиса – сокращение или исключение затрат на командировки специалистов, снижение времени простоя оборудования, поскольку сервисы обеспечивают возможность подключения удаленного специалиста на объект и начала проведения работ в считанные минуты.

Следующее решение – «Цифровые инструкции» – позволяет автоматизировать

процесс проведения работ с помощью чек-листов, которые настраиваются под процессы компании. Один из основных сценариев применения – входной контроль. Специалист может проводить приемку по встроенному чек-листу с параллельной фото- и видеофиксацией. Переход на следующий шаг возможен после успешного прохождения предыдущего. Благодаря связке «компьютер – человек» происходит взаимная проверка качества проведенных работ. Эффекты применения сервиса в процессе входного контроля – сокращение временных и трудовых затрат, а также снижение вероятности ошибки. Помимо этого, решение позволяет сформировать единую информационную базу, что впоследствии упрощает процесс устранения замечаний с поставщиками при наличии несоответствий.

Цифровые инструкции также активно применяются для автоматизации постоянных процессов и оптимизации управления. Для старта выполнения работ сотруднику достаточно загрузить чек-лист с процессом, разделенным на этапы, на гарнитуру. По результатам работ автоматически формируется протокол.

Тиражирование готовых инновационных решений «Газпром нефтью» позволяет компаниям нефтегазового сектора без существенных затрат на разработку внедрить технологии, оптимизировать деятельность и приблизиться к цифровой трансформации.



AR/VR: взаимодействие государственных органов и бизнеса

Стоит отметить, что государственные структуры также сделали уверенные шаги в сторону оптимизации взаимодействия с бизнесом. Например, В 2022 году Росприроднадзор совместно с компанией «Газпром нефть» запустил проект по проведению инспекций промышленных объектов с помощью платформы дополненной реальности. Платформа позволяет инспекторам Службы в дистанционном формате взаимодействовать со специалистами, находящимися на промышленных объектах. Особенно актуально использование технологии для проведения проверок на предприятиях, расположенных в труднодоступных регионах.

Для организации инспекции необходимо подключиться к сервису дополненной реальности. Передача данных происходит в онлайн-режиме, соответственно, нет необходимости в присутствии инспектора на объекте, что значительно снижает денежные и временные затраты, упрощает процесс согласования проверок для бизнеса и формирует прозрачность процесса для всех заинтересованных сторон. При этом инструменты AR-технологии позволяют процессу проверки соответствовать государственным стандартам.

Будущее AR/VR-технологий

В настоящее время возросла роль отечественных промышленных разработок, активно развивается импортозамещение технологий и их доработки под существующие потребности промышленности и бизнеса.

Если ранее основное внимание уделялось пониманию возможностей технологий, сейчас промышленность находится на этапе активного внедрения решений. Уже сейчас сервисы и решения на базе AR/VR-технологий разрабатываются с условием легкой интеграции в системы компании. Можно предположить, что следующим этапом будет систематизация и развитие единого цифрового пространства для хранения и синхронизации всех возможных сервисов. ●

Keywords: *augmented reality technologies, virtual reality, digital solutions in the oil and gas industry, optimization of the production process, digital transformation.*

ВСЕРОССИЙСКАЯ НЕДЕЛЯ ОХРАНЫ ТРУДА | RUSSIAN LABOUR SAFETY WEEK
Минтруд России
РОСКОНГРЕСС Пространство доверия

ВСЕРОССИЙСКАЯ НЕДЕЛЯ ОХРАНЫ ТРУДА

26-29 СЕНТЯБРЯ 2023

ФТ СИРИУС

РЕКЛАМА

+7 (495) 640 7827
PARTNER@RUSAFETYWEEK.COM

«ЗЕЛЕНОЙ» КОМПАНИИ – «зеленые» поставщики

УДК 004

В «ТАТНЕФТИ» ВНЕДРЯЕТСЯ НОВАЯ ПРОЦЕДУРА ЭСКО/ESG-СЕРТИФИКАЦИИ КОМПАНИЙ-ПАРТНЕРОВ. РЕАЛИЗУЯ ESG-ПОВЕСТКУ И ИНТЕГРИРУЯ В СВОЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЦИПЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ, КОМПАНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЕТ АНАЛОГИЧНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И К СВОИМ ПАРТНЕРАМ. ОЦЕНКА ПОСТАВЩИКОВ ПО КРИТЕРИЯМ УСТОЙЧИВОСТИ ПОЗВОЛИТ «ТАТНЕФТИ» ОБЕСПЕЧИТЬ «ЗЕЛЕНУЮ» ЦЕПОЧКУ ПОСТАВОК

TATNEFT IS IMPLEMENTING A NEW PROCEDURE FOR ESCO/ESG CERTIFICATION OF PARTNER COMPANIES. BY IMPLEMENTING THE ESG AGENDA AND INTEGRATING THE PRINCIPLES OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT INTO ITS ACTIVITIES, THE COMPANY IMPOSES SIMILAR REQUIREMENTS ON ITS PARTNERS. SUPPLIER EVALUATION ACCORDING TO SUSTAINABILITY CRITERIA WILL ALLOW TATNEFT TO PROVIDE A "GREEN" SUPPLY CHAIN

Ключевые слова: *электронная торгово-закупочная площадка, ESG-сертификация, экологические нормы, социальная политика, корпоративная ответственность.*

Лейсан Хабибуллина
начальник отдела обеспечения электронной торгово-закупочной деятельности ПАО «Татнефть»

Оцениваются последние три года

ЭСКО/ESG-сертификация – это оценка, вынесенная по итогам сбора и анализа данных о компании. Методология присвоения и актуализации ЭСКО-сертификатов представляет собой систематизированный подход к оценке компании с использованием ряда показателей, выделенных по трем ключевым аспектам: Э – экология (окружающая среда); С – социальная политика; КО – корпоративная ответственность.

В процедуре сертификации применяется модель с балльной системой из трех перечисленных выше блоков. Оценка поставщика в рамках каждого блока осуществляется по определенному набору критериев, по каждому из которых компании присваиваются баллы: 0, 0,5 или 1. Данные для оценок берутся за последние полные три года.

ЭСКО/ESG (экологическая, социальная, корпоративная ответственность / Environmental, Social, Governance) – совокупность ключевых характеристик управления компанией, при которой достигается вовлечение данной компании в решение экологических, социальных и управленческих проблем

«Устойчивость» компании определяется уровнем итоговой оценки: если диапазон рейтингового числа равен или больше 0,75, то это соответствует высшему уровню рейтинга (ЭСКО-1), от 0,25 до 0,75 – средний уровень (ЭСКО-2), равен или ниже 0,25 – низкий (ЭСКО-3).

Результаты оценки отражаются в ЭСКО/ESG-сертификате, который присваивается компании-партнеру.

Каков алгоритм?

В рамках проекта по внедрению сервиса сертификации в системе электронной торгово-закупочной площадки ПАО «Татнефть» (ТЗП ТАТНЕФТЬ) реализован модуль, автоматизирующий процедуру ЭСКО/ESG-сертификации.

Алгоритм прохождения сертификации следующий: в модуле системы ТЗП ТАТНЕФТЬ компании-партнеры направляют заявку, предоставляют пакет документов и данные о себе (проходят анкетирование на условиях самодекларации), таким образом компания выражает свое полное согласие на условия и правила прохождения сертификации. Если предоставлен полный пакет документов и данных достаточно для сертификации, поставщики проходят оценку и получают сертификат.

В случае если предоставлен неполный пакет документов и данных недостаточно для оценки, эксперт ТЗП ТАТНЕФТЬ в течение трех рабочих дней уведомляет компанию о том, что заявка на сертификацию не может быть принята к дальнейшему рассмотрению и отправляет ее на корректировку с указанием причины.

ФАКТЫ

3 блока входят в анализ для определения уровня рейтинга, которому соответствует компания

0, 0,5 или 1 баллы, которые может получить компания-поставщик, согласно анализу предоставленных данных

На добровольной основе

Сервис по ЭСКО/ESG-сертификации является абсолютно бесплатным и производится на добровольной основе по инициативе компании, готовой на предоставление необходимых для проведения проверки сведений и документов. Но возможное введение углеродного налога автоматически поднимет финансовую нагрузку у несертифицированных производителей, соответственно, «зеленые» производители получат ценовые преимущества. Тогда сертификацию можно будет сделать обязательной.

Услугу по сервису ЭСКО/ESG-сертификации оказывают специалисты Отдела обеспечения электронной торгово-закупочной деятельности ЦОБ (ТЗП ТАТНЕФТЬ). Они проанализировали мировые практики, законодательную базу по направлению деятельности, определили параметры оценки, разработали методологию (совместно с Ассоциацией Электронных Торговых Площадок РФ), техническое задание, реализовали и протестировали обновления.

Вектор развития процедуры ЭСКО/ESG-сертификации направлен на масштабирование процесса на уровень Республики Татарстан, а также организацию совместной деятельности среди крупных предприятий, входящих в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний РФ.

Keywords: *electronic trading and purchasing platform, ESG certification, environmental standards, social policy, corporate responsibility.*

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТА ОТ ОПЕРАЦИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

на примере газонефтяного месторождения

УДК 004; 622

ВСЕ ТЕХНОЛОГИИ, ОСНОВАННЫЕ НА ИЗМЕНЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ, РАБОТАЮТ НА БАЗОВЫХ ЗАКОНАХ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ И РЕАЛИЗУЮТСЯ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ УСЛОВИЙ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ПОДВИЖНОСТИ ВОДЫ В ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ПРОПЛАСТКАХ. ИЗОЛИРУЯ ЭТИ СЛОИ, МОЖНО ВЫРОВНЯТЬ ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ У НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПРОФИЛЬ ПРИТОКА У ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. ЭТИ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕНЫ НА УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТЫХ ПЛАСТОВ, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗНО НА МНОГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НАШЕГО ГОСУДАРСТВА

ALL TECHNOLOGIES BASED ON CHANGING FILTRATION FLOWS OPERATE ON THE BASIC LAWS OF UNDERGROUND HYDRODYNAMICS AND ARE IMPLEMENTED BY CREATING CONDITIONS FOR REDUCING WATER MOBILITY IN HIGHLY PERMEABLE INTERLAYERS. BY ISOLATING THESE LAYERS, IT IS POSSIBLE TO EQUALIZE THE INJECTIVITY PROFILE OF INJECTION WELLS AND THE FLOW PROFILE OF PRODUCING ONES. THESE TECHNOLOGIES ARE AIMED AT INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF STRATIFIED BEDS, WHICH CAN BE USEFUL IN MANY FIELDS OF OUR COUNTRY

Ключевые слова: *разработка месторождений, выравнивание профиля приемистости, математическое моделирование, борьба с обводнением, отклонение потока.*

Дурягин Виктор Николаевич
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

Нгуен Ван Тханг
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

Лиманов Максим Николаевич
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, аспирант

Онегов Никита Андреевич
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, студент

Фитерман Софья Игоревна
кафедра газохимии и моделирования химико-технологических процессов, Уфимский государственный нефтяной технический университет, студент

Анализ существующих композиций, применяемых при выравнивании профиля приемистости

Существуют различные методы и химические реагенты для борьбы с обводнением скважин, которые могут быть классифицированы как неселективные или селективные в зависимости от механизма изоляции и используемых материалов.

При неселективной изоляции при помощи химических реагентов практически повсеместно благодаря своей низкой цене применяются цементные растворы [1, 2]. Среди ключевых минусов стоит отменить малую зону охвата, а также невозможность изолировать поры, трещины и каналы малого диаметра [3, 4]. Также немаловажным является и качество самого цемента, так, например, факторы ошибки при перевозке, хранении и подготовке могут существенно ухудшить изоляционные качества цементов. Например, раствор с большой усадкой после затвердевания может не перекрыть целевой интервал либо треснуть, тем самым аннулировав весь эффект или приведя к полной потери добычи из скважины [5].

Также существует технология закачки мелкодисперсного цемента: жидкость на углеводородной основе используется в качестве носителя цемента и поверхностно-активного вещества, что позволяет несколько улучшить данный способ. Поверхностно-активное вещество делает систему стабильной в течение определенного времени

в углеводородной среде. Таким образом, состав не схватывается при контакте с нефтяными зонами, сводя к минимуму риск неправильного размещения цемента [6, 7].

Селективные методы изоляции используют такие материалы, которые значительно увеличивают сопротивление в промытой, водонасыщенной зоне пласта. Они направлены на точечную или выборочную изоляцию интервалов продуктивного горизонта, сохраняя при этом проницаемость для нефтяной фазы практически на первоначальном уровне. Селективное воздействие химическими реагентами основано на различиях в свойствах горной породы и физико-химических свойствах пластовых жидкостей. Существуют различные группы селективных методов:

- Отверждающиеся реагенты – образующие после попадания в целевой интервал нерастворимую как в воде, так и в нефти массу;
- Гелеобразующие реагенты – химические реагенты, которые приводят к образованию пространственных гелеобразных систем с неорганической или органической твердой фазой высокой степени дисперсности;
- Осадкообразующие реагенты – химические реагенты, в пластовых условиях способные вызвать выпадение нерастворимых осадков в зонах, насыщенных водой, при этом существует несколько механизмов осадкообразования;
- Гидрофобизирующие реагенты – основаны на изменении смачиваемости породы и повышении фильтрационных сопротивлении для водной фазы;
- Пенные системы – образующие в результате взаимодействия реагентов в пластовых условиях и блокирующие пути проникновения воды в пласт за счет прилипания пузырьков газа к поверхностям водонасыщенных каналов и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений.

Изоляция притока воды достигается за счет следующих механизмов [8]:

- Охлаждение прискважинной зоны пласта.
- Осаждение перенасыщенных растворов твердых углеводородов.
- Гидрофобизация породы и образование эмульсий в ней.
- Взаимодействие химических соединений с пластовой водой.
- Физико-химическое превращение смеси соединений с пластовой водой (снижение растворимости, коагуляция и т.д.).

Для успешного проведения ремонтных работ, направленных на контроль фильтрационных потоков, важно точно определить оптимальное количество потокоотклоняющего состава, которое должно быть закачано в пласт. Недостаточное количество состава может снизить эффективность обработки. Оптимальный объем закачки водоизоляционного состава должен учитывать требуемую прочность экрана и время гелеобразования. Это позволит достичь желаемых результатов и обеспечить эффективную водоизоляцию.

Хотя существует множество селективных методов для ограничения водопритока, многие из них не пользуются популярностью. Например, метод закачки перенасыщенных растворов твердых углеводородов не получил широкого распространения из-за нехватки исходных реагентов на рынке.

Эффективность использования гипана (полиакрилонитрила) зависит от минерализации пластовых и закачиваемых вод. Эмульсии обратной фазы, применяемые для гидрофобизации интервала не способны формировать прочные водоизоляционные экраны и, соответственно, выдерживать высокие перепады давления.

При отключении обводненных интервалов пласта наиболее широко используются гелеобразующие композиции на основе полиакриламида с различными сшивателями. Однако в процессе прокачки через насосные агрегаты и трубы молекулярная цепочка этих композиций может подвергаться механической деструкции, что негативно сказывается на их прочности.

Применение составов на основе жидкого стекла (Na_2SiO_3) является очень технологичной и эффективной технологией [8–10]. Данные композиции демонстрируют высокую стойкость в большом диапазоне температур и давлений, кроме того, являются нетоксичными, что существенно упрощает работу с ними. В качестве катализатора образования трехмерной структуры (атомной цепи) используется неорганическая соль хрома (III), совокупность данных реагентов позволяет получать прочные гели во всем объеме состава.

Выравнивание профиля приемистости, как операция по изоляции интервала проводимого пласта, должна производиться после его выработки, чтобы избежать формирования зоны повышенной остаточной нефтенасыщенности [11].

На сегодняшний день разработано великое множество технологий ограничения водопротока в добывающие скважины и выравнивания профилей приемистости у нагнетательных, каждый способ имеет как свои плюсы, так и минусы, однако наиболее широким спектром действия обладают именно гелеобразующие компоненты (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Палетка применимости ПОТ [12]

	Механические		Химические				
	Пакеры	Перекрыватели	Цементы	Геле-образующие	Осадко-образующие	Гидрофоби-заторы	Смолы
Селективность							
Технологичность							
Высокая проникающая способность							
Прочность изоляционного экрана							
Регулируемость сроков гелеобразования							
Образование однородной изолирующей массы							

Обозначения:

Удовлетворяет критерию	Ограниченно удовлетворяет критерию	Не удовлетворяет критерию	Критерий неприменим для данной технологии

Достоинства гелеобразующих составов:

- Высокая фильтрующая способность.
- Эффективно снижает проницаемость обводненных пропластков.
- Термостабильность до 150 °С.
- Прочность.
- Технологичность.

Недостатки:

- Чувствительность к химическому составу воды.
- Постепенная деградация.

При использовании потокоотклоняющих композиций особое внимание требуется уделить объему закачки реагентов и дизайну ремонта в целом [12, 13]. Также следует отметить, что соленость пластовой воды, ее pH (показатель кислотности), равно как и pH приготавливаемой композиции, оказывают существенное влияние на прочность и долговечность геля [14]. В присутствии солей модуль упругости уменьшается, что интенсифицирует нежелательный процесс вымывания геля и уменьшает эффект во времени.

Некоторые особо прочные структуры способны поддерживать свой эффект более трех лет [15], кроме этого, данная обработка дешевле, чем закачка цементов, и является обратимой. Так, после неудачно подобранного состава либо человеческой ошибки в процессе отключения того или иного пропластка состав удаляется из пласта путем закачки специального деструктора, после чего операцию можно проводить снова.

Интересной технологией также выступает обработка сверхгидрофильными составами с высокой адгезией, которые адсорбируются на поверхности породы, создавая существенные фильтрационные сопротивления для водной фазы, вплоть до полного отключения канала. Однако следует точно контролировать интервал обработки с целью недопущения снижения приемистости нецелевых интервалов.

В условиях повышенных температур в продуктивных пластах уже при закачке наблюдается явление частичного сшивания и структурирования порций применяемых составов, что влечет за собой необходимость повышения давления закачки в связи с частичной изоляцией интервалов, также повышаются и фильтрационные сопротивления в целевом участке, что усложняет последующее проникновение реагента в пласт. Поэтому использование качественных замедлителей реакции или составов с точным временем гелеобразования также является очень важной составляющей.

Прокачка щелочи перед целевым реагентом также может положительно сказаться на длительности эффекта. Выступая в роли жертвенного реагента и адсорбируясь на породе, она позволяет обеспечить лучшие условия для сшивания полимеров в пласте, кроме того, дополнительно снижается поверхностное натяжение, что позволит закупорить каналы более качественно; в свою очередь, добавка глицина в состав позволит уменьшить работу адгезии и дополнительно увеличить эффективность раствора [8].

Существенное влияние на изменение приемистости скважины особенно в хорошо заглинизированных и малопроницаемых коллекторах может оказать и предшествующая операция глушения, важно использовать жидкости глушения скважин, оказывающие минимальное влияние на призабойную зону [16,17].

Выбор композиции и скважины кандидата

Рассмотрим следующий элемент пятиточечной системы, расположенный на целевом объекте (рисунок 1). Так как скважина XXX8 (далее просто 8) имеет наибольшую гидродинамическую связь, дальнейший расчет будет производиться для нее, расчеты для остальных скважин будут аналогичными.

Данный блок является перспективным для проведения ВПП в связи с тем, что по результатам трассерных

исследований и анализа проб было установлено, что вода в добывающих скважинах участка является именно закачиваемой водой, кроме того, скорость роста обводненности добывающих скважин составляет 3–5% в месяц. Следует отметить, что рассматриваемый участок обладает повышенными нефтенасыщенными толщинами относительно пласта в целом.

Основные параметры, используемые для расчета представлены в таблице 2.

РИСУНОК 1. Блок разработки, совмещенный с картой эффективных нефтенасыщенных толщин

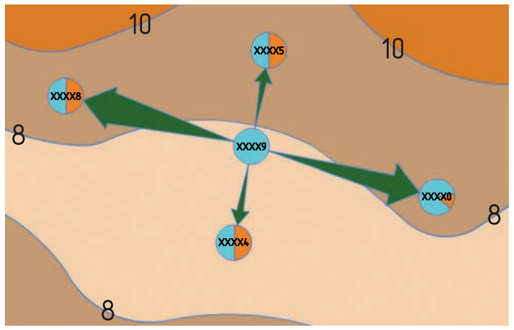


ТАБЛИЦА 2. Необходимые для моделирования параметры

Параметр	Значение
Производительность нагнетательной скважины $q_з$, м³/сут	110
Репрессия на нефтяной пласт ΔP, атм	60
Средняя начальная нефтенасыщенная толщина по участку h, м	8
Площадь нефтеносной части участка S, м²·10⁴	25
Пористость m, доли ед.	0,16
Начальная нефтенасыщенность $S_н$, доли ед.	0,79
Остаточная нефтенасыщенность $S_{но}$, доли ед.	0,211
Коэффициент вытеснения нефти водой $K_в$, доли ед.	0,734
Динамический коэффициент вязкости пластовой нефти $\mu_н$, мПа·с	3,23
Динамический коэффициент вязкости вытесняющего агента в пластовых условиях $\mu_а$, мПа·с	2
Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_н$, кг/м³	809
Средняя текущая весовая обводненность жидкости по добывающим скважинам участка A_2, доли ед.	0,556
Обьемная доля обводненных слоев Y, доли ед.	0,556
Радиус нагнетательной скважины $r_с$, м	0,178
Максимально возможная проницаемость коллектора в разрезе нагнетательной скважины k_{max}, мкм²	0,604
Суммарная производительность добывающих скважин участка $q_д$, т/сут	100
Объемный коэффициент нефти b, м³/м³	1,152

Следует отметить, что рассматриваемый объект характеризуется расчлененностью и изменчивостью песчанистости, кроме того, средняя проницаемость участка составляет порядка $7{,}7 \cdot 10^{-3}$ мкм², а высокопроницаемый пропласток на участке обладает проницаемостью 0,604 мкм².

По данным исследований [18], создаваемый водоизолирующий экран считается устойчивым во времени тогда и только тогда, когда справедливо следующее условие

$$\frac{\Delta P}{R_э - r_c} \le G_{кр},$$

ΔP – репрессия на нефтяной пласт, Па; r_c – радиус нагнетательной скважины, м; $R_э$ – радиус проникновения состава, м:

$$R_э = \sqrt{\frac{V + \pi \cdot r_c^2 \cdot h_э}{\pi \cdot m \cdot h_э}},$$

V – объем закачиваемого состава, м³; $h_э$ – эффективная толщина пласта, м; m – пористость, д. ед; $G_{кр}$ – критическое значение градиента давления для потокоотклоняющего состава:

$$G_{кр} = \frac{\alpha \cdot \tau}{\sqrt{k_{max}}},$$

где α – эмпирический коэффициент пропорциональности, индивидуальный для каждого материала (в среднем $\alpha = 10^{-2}$); k_{max} – максимально возможная проницаемость коллектора в разрезе нагнетательной скважины, м²; τ – предельное статическое напряжение сдвига полимерно-гелевой системы, Па:

$$\tau = \eta \cdot \gamma,$$

где η – динамическая вязкость исследуемого раствора, Па·с; γ – градиент скорости сдвига, 1/с.

Равносильно устойчивость экрана можно описать уравнением:

$$R_э^{MIN} \ge \frac{\Delta P}{gradP_{сдвига}} + r_c,$$

где $R_э$ – радиус создаваемого экрана, м; $gradP_{сдвига}$ – градиент давления геля сдвига, Па/м; ΔP – максимальное ожидаемое значение депрессии, Па.

Проведенный анализ наиболее популярных технологий показал следующее (таблица 3).

Кроме того, многие другие современные технологии были исключены по тем или иным причинам:

- Состав Темпоскрин также не удовлетворяет условию соответствия минимальной пористости и давления закачки.
- Состав ПГС Ритин также не удовлетворяет условию расчлененности разреза и минимальной песчанистости.
- ВДПС/ВДС/ГОС-1 – для повышенной эффективности обработки необходима значительная приемистость скважины, которая в рассматриваемых условиях недостижима без авто-ГРП.
- ВУПАС – не удовлетворяет условию средней расчлененности разреза.
- ВУС-2, ГОС-1, SPA-well, СПС – неэффективны при рассматриваемых проницаемостях.

ТАБЛИЦА 3. Палетка применимости составов на рассматриваемом объекте [19]

ГФУ применения	Полимерные составы							Параметры рассматриваемой залежи
	ВУС	ПГС на основе ПАА	ПГС «РИТИН»	ПГС «Темпоскрин»	ГИПАН	На основе ПВС	«Silicate»	
Границы проницаемости блокируемого участка, мкм²	0,03–0,50		0,005–2	0,1–5	>0,075		>0,056	Проницаемость рассматриваемого высокопроницаемого пропласта: 0,604
Средняя обводненность доб. продукции, %	60–90	50–90	5–98	40–99	40–90	50–90	20–98	По объекту в целом: 65,4; по объекту: 55,6
Пластовая температура, °С	40–75		до 100	до 80	до 70	20–120	20–100	83
Минерализация пластовой воды, г/л	<25		<230	<1	>25	>50	<20	0,02
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·С	не реглам.		>10	не реглам.				3,23

Параметр рассматриваемой залежи соответствует ГФУ применения технологии

Параметр рассматриваемой залежи не соответствует ГФУ применения технологии

Выбранный состав, помимо полного удовлетворения геолого-физическим условиям применения обладает следующими преимуществами [8]:

- Регулируемая кинетика гелеобразования (1…1200 мин).
- Высокая прочность, за счет добавления глицерина (1000…14000 Па).
- Низкая вязкость (1…15 мПа·с).
- Не подвержен механической деструкции при закачке.
- Высокий коэффициент селективности ≈ 150.
- Высокий фактор остаточного сопротивления ≈ 180.

С учетом формирования устойчивого водоизолирующего состава расчетный объем композиции составил 100 м³.

ТАБЛИЦА 4. Существующие методики для расчета кривых вытеснения

Модель расчета	Формула
Модель Пасевича	$\left(\frac{Q_{ж}}{Q_{н}}\right)^{2} = A + B \cdot Q_{ж}^{2}$
Модель Праведникова	$Q_{н} = A + \frac{B}{\sqrt[3]{Q_{ж}}}$
Модель Захарова	$\left(\frac{Q_{ж}}{Q_{н}}\right)^{\frac{1}{2}} = A + B \cdot \sqrt{Q_{ж}}$
Модель Максимова	$\ln\left(Q_{в}\right) = A + B \cdot \ln\left(Q_{н}\right)$
Модель Сазонова	$Q_{н} = A + B \cdot \ln\left(Q_{ж}\right)$
Модель Пирвердяна	$Q_{н} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}$
Модель Камбарова	$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}}$
Модель Камбарова-2	$Q_{н} \cdot Q_{ж} = A + B \cdot Q_{ж}$
Модель Назарова	$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = A + B \cdot Q_{в}$
Модель Абызаева	$\ln\left(Q_{ж}\right) = a + b \cdot \ln\left(Q_{н}\right)$

Оценка эффекта от проведенного мероприятия

Согласно РД 39-0148311-206-85 и М-01.05.04.04.01-04, дополнительную добычу от рассматриваемо ГТМ необходимо рассчитывать при помощи характеристик вытеснения и статистических данных. На сегодняшний день наибольшую применимость нашли следующие методы (таблица 4).

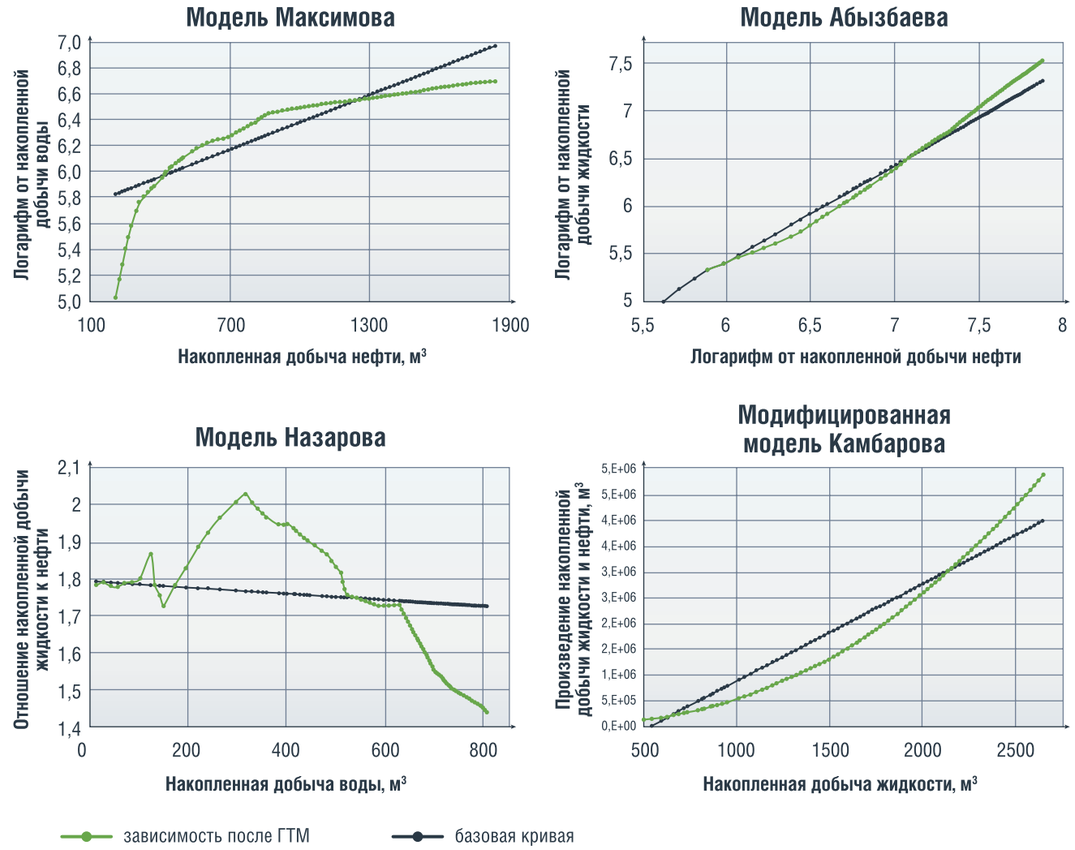
В результате расчетов были отобраны оптимальные зависимости, описывающие разработку объекта с наибольшей достоверностью (рисунок 2).

Результаты математического моделирования представлены в сводной таблице 5.

ТАБЛИЦА 5. Сводная таблица результатов математического моделирования

Модель	Дополнительная добыча за 90 дней, м³
Абызбаева	349,11
Камбарова (М)	335,88
Максимова	252,36
Назарова	306,26
В среднем по кривым вытеснения	310,9
Методика КогалымНИПИ	338,31

РИСУНОК 2. Результаты моделирования ГТМ на объекте



Математическое моделирование потокоотклоняющей технологии в ПО tNavigator

Выравнивание профиля приемистости, как и любой другой гидродинамический процесс, подвергается математическому описанию. Так как те или иные ГТМ в нефтегазовой отрасли могут оказывать существенное влияние на процесс нефтедобычи, а также зачастую «отмена» неудачного инженерного решения капиталозатратна или невозможна, необходимо быть максимально уверенным в эффективности планируемых мероприятий.

Идеально для данных целей подходит математическая модель разрабатываемого объекта, которая имеет высокую степень достоверности, так как на модели можно провести множество различных апробаций технологий и примерно оценить их влияние [20].

Для описания модели с полимерной обработкой используется расчет по методике BrightWater, которая базируется на следующих математических зависимостях:

$$k = k_{mult}\left(C_{pol}, t_{pol}\right) \cdot k_{0},$$

где k – абсолютная проницаемость в модели с обработкой, м²;

k_0 – исходная абсолютная проницаемость, которая была в модели до операции, м²;

k_{mult} – вычисляется из зависимости:

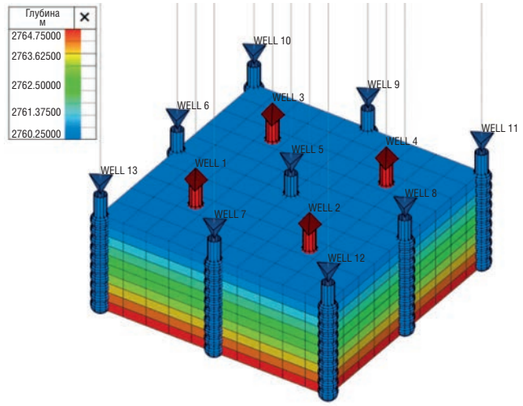
$$k_{mult}\left(C_{pol}, t_{pol}\right) = 1 - \left(1 - k_{conc}\left(C_{pol}\right)\right)\left(1 - k_{time}\left(t_{pol}\right)\right),$$

где k_{conc} и k_{time} – множители изменения проницаемости в зависимости от концентрации и длительности нахождения полимера в пласте.

Зависимость k_{conc} и k_{time} зачастую указывается в неявном, табличном виде. Для моделирования системы были подобраны следующие параметры – период полураспада (деградации) полимера – 121 день, зависимость проницаемости от концентрации задается неявно в виде таблицы, по результатам фильтрационных экспериментов.

Для оценки технологии моделируется блок пятиточечной системы (рисунок 3), в котором «краевые скважины» имеют пропорциональный дебит и выполняют только лишь роль системы ППД, так как строится лишь обособленная модель рассматриваемого участка.

РИСУНОК 3. Модель участка месторождения



Проницаемость по оси аппликат в два раза меньше, чем по оси абсцисс, кроме того, проницаемость по оси абсцисс равна соответствующей величине по оси ординат. Куб проницаемости по оси X представлен ниже (рисунок 4).

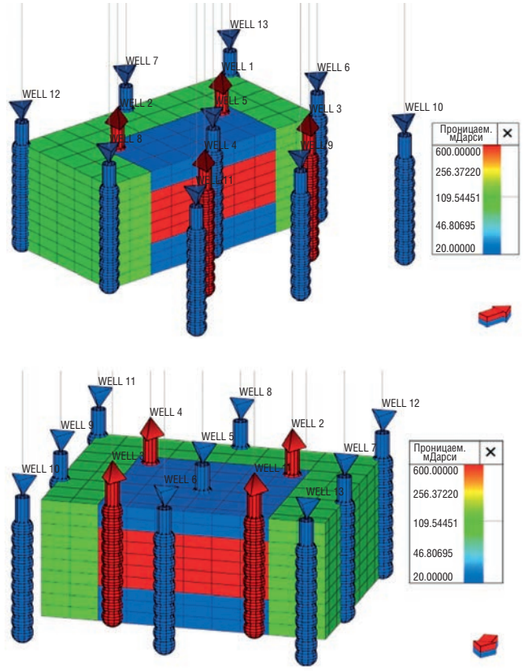
Случай работы скважины по дебиту жидкости

Закачка водоизоляционного состава моделируется в скважину номер 5 при помощи ГНКТ – избирательно в высокопроницаемую зону, с целью минимизации снижения фильтрационных характеристик малопроницаемых зон. Результаты моделирования представлены ниже (рисунки 5, 6).

Случай работы скважины по постоянному забойному давлению

В случае работы скважины по постоянному забойному давлению зависимости приобретают более выраженный вид (рисунки 7, 8). Таким образом, преждевременный прорыв воды получается отложить практически на полгода, что, в свою очередь, позволяет эффективнее использовать ресурсы скважин и установок по подготовке и переработке нефти.

РИСУНОК 4. Фрагменты проницаемости модели по оси X



Таким образом, даже на примитивной кубической модели проявляется высокий эффект выравнивания профиля приемистости в неоднородных пластах рассматриваемого месторождения.

Прорыв воды удалось отложить на полгода, а накопленная добыча воды уменьшилась на 27,7%, что дополнительно повышает общую эффективность промысла и рентабельность технологии за счет повышения КПД работы добывающих скважин, установок предварительного сброса воды и т.д.

Заключение

- Проведенный литературно-патентный анализ, а также статистические данные показывают, что технология выравнивания профиля приемистости,

РИСУНОК 5. Разрез по профилю скважин 3-5-2, профиль водонасыщенности через два года после начала обработки, закачка полимера производилась три раза

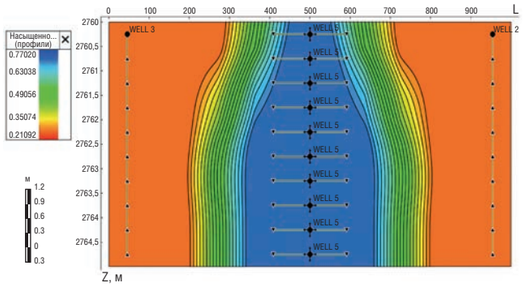


РИСУНОК 6. Разрез по профилю скважин 3-5-2, профиль водонасыщенности через два года после начала обработки, закачка полимера не производилась

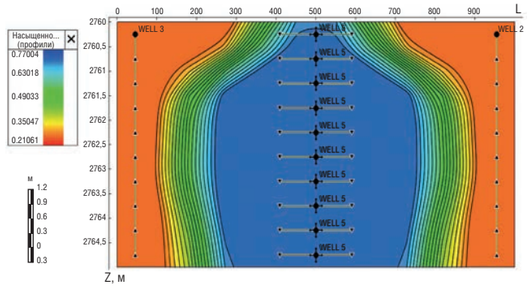
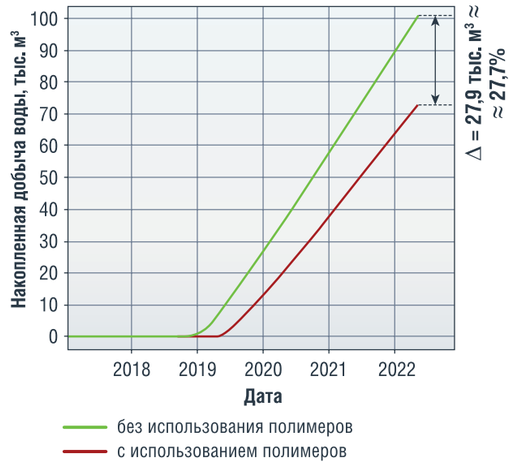


РИСУНОК 7. Обводненность модели

РИСУНОК 8. Накопленная добыча воды



основанная на применении гелеобразующих реагентов, является оптимальной в условиях существенной неоднородности по проницаемости в пласте.

- Приведен алгоритм расчета дополнительной добычи по характеристическим кривым вытеснения. В результате проведенного расчета дополнительная добыча на участке составила порядка 310 м³, что соответствует реальным данным и указывает на правильность выбора методики.

- Результаты математического моделирования в ПО tNavigator соответствуют реальным данным, что указывает на возможность применения метода BrightWater для моделирования данного ГТМ. Результат математического моделирования показал, что при применении технологии выравнивания профиля приемистости прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины был отложен во времени практически на полгода, а накопленная добыча воды снизилась на 27,7%, что дополнительно указывает на рентабельность технологии. ●

Литература

1. *Рябоконь С.А. Ограничение водопритоков в скважины с использованием состава АКОР МГ / С.А. Рябоконь, Л.А. Скородиевская // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – С. 120–124.*
2. *Уметбаев В.Г. Анализ эффективности технологий отключения верхних пластов Арланского месторождения / В.Г. Уметбаев, И.Г. Плотников, Р.М. Камалетдинова // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 76–79.*
3. *Свиридов В.С. Применение водоизолирующих материалов на промыслах Краснодарского края / В.С. Свиридов, Л.А. Скородиевская, С.А. Рябоконь // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 2. – С. 62–64.*
4. *Кадыров Р.Р. Применение синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ / Р.Р. Кадыров, А.Х. Сахапова, В.П. Архиреев, О.Н. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 70–72.*
5. *Курочкин Б.М. Технология проведения изоляционных работ с использованием водонабухающего полимера / Б.М. Курочкин, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2003. № 1. – С. 48–53.*
6. *Lightford S. et al. Solving excessive water production in a long horizontal open hole // JPT, Journal of Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers, 2009. Vol. 61, № 6. P. 63–65.*
7. *Wills A. et al. First rigless water shutoff and reservoir cross-flow leak mitigation performed in the United Arab Emirates on a horizontal extended reach well, enabling improved reservoir management // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2019. Vol. 2019-March.*
8. *Duryagin V. et al. Investigation of the Selectivity of the Water Shutoff Technology // Energies 2023, Vol. 16, Page 366. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2022. Vol. 16, № 1. P. 366.*
9. *Никитин М.Н. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах / М.Н. Никитин, А.В. Петухов // «Нефтегазовое дело», 2011. – № 5. – С. 143–154.*
10. *Старковский А.В. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Старковский, Т.С. Рогова // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 42–44.*
11. *Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.*
12. *Дурягин, Виктор Николаевич. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: автореферат дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Дурягин Виктор Николаевич [Место защиты: Нац. минерально-сырьевой ун-т «Горный»]. – Санкт-Петербург, 2015. – 20 с.*
13. *Deng B., Liu W. Water control of horizontal wells using foam-gel: Lessons learnt in a heavy oil reservoir with strong waterdrive // Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017. Society of Petroleum Engineers, 2017. Vol. 2017-January.*
14. *El-Karsani K.S.M. et al. Gelation of a water-shutoff gel at high pressure and high temperature: Rheological investigation // SPE Journal. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2015. Vol. 20, № 5. P. 1103–1112.*
15. *Wiggett A.J. Water – Chemical Treatment and Management // Society of Petroleum Engineers – SPE Oilfield Water Management Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2014.*
16. *Технологические жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высокими пластовыми давлениями / Д.В. Мардашов, В.Н. Дурягин, М.Н. Лиманов, Н.А. Онегов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 7 (127). С. 42–48.*
17. *Глушение морских скважин / В.Н. Дурягин, М.Н. Лиманов, Н.А. Онегов, П.Т. Шамсутдинова // Бурение и нефть. – 2023. – № S1. – С. 44–47.*
18. *Лысенко, Владимир Дмитриевич. Разработка нефтяных месторождений проектирование и анализ / В.Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2003 (ППП Тип. Наука Академиздатцентр РАН). – 638 с.*
19. *Земцов, Ю.В., Мазаев, В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи литературно-патентный обзор. ООО «Издательские решения», 2021. л. – Сокр.: 237–238; Шагиахметов А.М., Осадчий Д.Е., Ющенко С.С. Применение технологии внутрипластовой водоизоляции в карбонатных коллекторах нефтяного месторождения. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2022; 7(1): 89-98.*
20. *Богачев, К.Ю. Численное моделирование технологии BrightWater / К.Ю. Богачев, С.В. Милютин, В.И. Дзюба // Нефтянов хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 72–75.*

KEYWORDS: *development of deposits, alignment of the pickup profile, mathematical modeling, control of flooding, flow deviation.*

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ

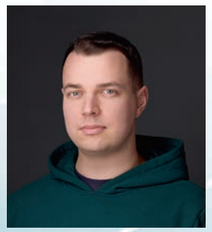
предприятий нефтегазовой отрасли

УДК 004

ОДНА ИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В РАЗНООБРАЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В ХОДЕ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ИЗ-ЗА АДАПТАЦИЙ, РЕМОНТОВ, МОДЕРНИЗАЦИЙ ПРЕВРАЩАЮТСЯ В СОВЕРШЕННО УНИКАЛЬНЫЕ. ЭТА УНИКАЛЬНОСТЬ ВЛИЯЕТ НА ПОДДЕРЖИВАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ПО, ПРОЦЕССЫ ИТ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ. РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ И КОНКУРЕНТНОЕ ДАВЛЕНИЕ ТРЕБУЮТ ПОСТОЯННОГО ОБНОВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОБЪЕКТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ В ОБЛАСТИ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ. ОДНАКО МОДЕРНИЗАЦИЯ НЕ ДОЛЖНА БЫТЬ СВЕРХСЛОЖНОЙ И ДОРОГОЙ, ОНА ДОЛЖНА ПРОХОДИТЬ ПО МАКСИМАЛЬНО УНИФИЦИРОВАННЫМ, ТИПОВЫМ ПРОЕКТАМ, ГДЕ ЭТО ВОЗМОЖНО

ONE OF THE FEATURES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IS THE VARIETY OF TECHNOLOGICAL PROCESSES AND EQUIPMENT. INDUSTRIAL FACILITIES DURING THE LIFE CYCLE DUE TO ADAPTATIONS, REPAIRS, UPGRADES TURN INTO UNIQUE ONES. THIS UNIQUENESS AFFECTS THE SUPPORTING HARDWARE, SOFTWARE USED, IT PROCESSES, AND CYBERSECURITY. THE DEVELOPMENT OF THE ECONOMIC SITUATION AND COMPETITIVE PRESSURE REQUIRE CONSTANT RENEWAL OF ENTERPRISES AND FACILITIES, INCLUDING IN THE FIELD OF CYBERSECURITY. HOWEVER, MODERNIZATION SHOULD NOT BE OVERLY COMPLEX AND EXPENSIVE, IT SHOULD BE CARRIED OUT ACCORDING TO THE MOST UNIFIED, STANDARD PROJECTS, WHERE POSSIBLE

Ключевые слова: *программное обеспечение, информационные технологии, кибербезопасность, модернизация, цифровые двойники.*



Александр Николаев
старший исследователь безопасности, Kaspersky ICS CERT

Необходимость модернизации

Очевидно, что при проведении модернизации требуются новые технологии. При этом российский рынок сильно зависит от импорта во многих областях.

Геополитические факторы способствуют существенному удорожанию эксплуатации существующих систем и развития новых.

В итоге новые технологии внедряются, но в незначительном объеме. Однако сложность и невозможность изменения технологического процесса и замены основного полевого оборудования на более современное в ряде случаев можно компенсировать, модернизировав процессы управления и внедрив для этого новые информационные технологии.

Угрозы, связанные с цифровизацией предприятий

Новые технологии всегда тянут за собой новые уязвимости, угрозы и риски, которые необходимо купировать «на горячую».

Наши исследования ландшафта угроз систем АСУ показывают, что внедрение новых типов систем увеличивает поверхность атаки. Особенно это актуально для систем, требующих одновременно связи с интернетом и доступа к АСУ.

Рассмотрим статистику по компьютеризированным системам управления техническим обслуживанием (CMMS). Согласно нашему исследованию, в первом полугодии 2022 года 38,2 % таких систем были атакованы как минимум один раз.

Статистика по источникам представлена на рисунке 1.

Основная часть атак связана с доступом к интернет-ресурсам, далее – атаки посредством электронной почты (фишинг), на третьем месте – использование съемных носителей (usb-flash, внешние жесткие диски и т.п.).

В рейтинге заблокированных угроз на первых местах – шпионское ПО и фишинг. Далее следуют банкеры, вымогатели и самораспространяющееся вредоносное ПО (черви и вирусы).

Как и для других типов IT- и OT-систем, большинство заблокированных угроз имеют случайный характер. Их успех объясняется в основном низкой осведомленностью сотрудников и подрядчиков в вопросах кибербезопасности. Второй важный фактор – ошибки и недоработки

РИСУНОК 1. Данные Kaspersky ICS CERT за второе полугодие 2022 и первое полугодие 2023

IT-, OT- и ИБ-специалистов, в чьи обязанности входит обеспечение безопасности систем предприятия.

Таким образом, мы видим, что использование новых «продвинутых» технологий, типа CMMS, на промышленных предприятиях может заметно увеличивать поверхность атаки и соответствующие киберриски.

Внедрение ИТ и цифровизация

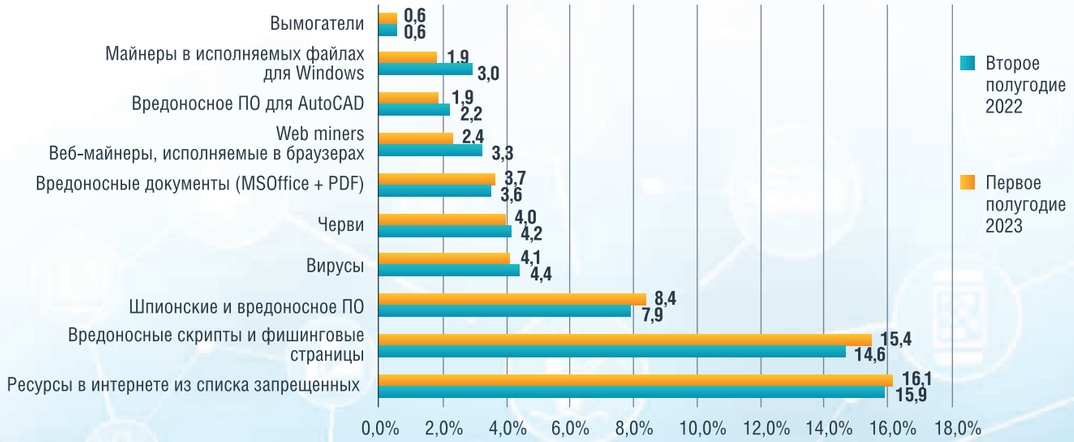
Тем не менее про необходимость активного внедрения ИТ для модернизации предприятий и объектов говорят нефтяные компании и Минэнерго России.

Многие прогрессивные компании, такие как СИБУР, Газпром нефть, Роснефть и прочие внедряют различные цифровые системы моделирования технологических процессов. Такие системы хороши, но статичны.

Эти технологии дают возможность различных моделирований и расчетов, экономии ресурсов, однако для современного производства этого не всегда может быть достаточно.

Для оперативной и более качественной работы нужна «живая» и динамическая модель. Данные вопросы помогают решать технологии цифровых двойников (ЦД).

РИСУНОК 2. Даные Kaspersky ICS CERT за второе полугодие 2022 и первое полугодие 2023



Цифровые двойники

ЦД это виртуальная копия какого-либо объекта, которая достоверно воспроизводит все происходящие на оригинальном объекте процессы в режиме реального времени, так что в каждый момент времени параметры состояния ЦД соответствуют параметрам состояния физического объекта.

ЦД могут быть очень разными в зависимости от целей, которые компания хочет достичь. Уровень сложности ЦД в каждом случае определяется индивидуально и зависит от уровня детализации, типа визуализации, выполняемого функционала и глубины аналитики.

Внедрение ЦД дает дополнительные возможности оптимизации процессов управления производственными активами предприятия и процессов обеспечения его кибербезопасности.

Основной упор в обеспечении кибербезопасности предприятий нефтегазовой промышленности делается на операционные задачи – управление уязвимостями, мониторинг и обнаружение атак, реагирование на инциденты, восстановление нормальной работы систем после вызванных инцидентами сбоев и т.д.
Все эти процессы могут быть оптимизированы с применением возможностей ЦД.

Обеспечение безопасности ЦД

Приоритетной задачей является обеспечение безопасной работы не столько самого ЦД, сколько непосредственно объекта, который этот двойник моделирует. Здесь важен комплексный подход: использование принципов эшелонированной защиты, а также внедрение кибериммунных решений. Речь о конструктивно безопасных (secure-by-design) системах, в которых меры безопасности интегрированы в архитектуру и программный код и являются его частью.

Благодаря особенностям архитектуры, подавляющее большинство атак на кибериммунную систему будут неэффективны: они не смогут повлиять на выполнение ею критических функций, заложенных на этапе проектирования. «Лаборатория Касперского» сформировала кибериммунный подход к построению secure-by-design решений, а также технологическую платформу – операционную систему KasperskyOS, предоставляющую интерфейсы, механизмы и инструменты для их разработки.

Помимо использования кибериммунных решений, не стоит забывать про комплексную защиту промышленной инфраструктуры. Этот подход реализован в экосистеме Kaspersky OT CyberSecurity.

Ее основной элемент – современная Extended detection and response (расширенное обнаружение и реагирование) XDR-платформа Kaspersky Industrial CyberSecurity (KICS), спроектированная изначально для промышленности. Она способна централизованно в рамках всей промышленной сети обнаруживать сложные атаки и реагировать на них. Единая концепция промышленной кибербезопасности объединяет три основных элемента непрерывности производственных и бизнес-процессов: технологии, экспертизу и знания.

Промышленный XDR в основе экосистемы стал возможен благодаря объединению усиленного базового решения для защиты конечных узлов KICS for Nodes с технологией EDR, добавлением средства обнаружения атак на уровне сети, а также обогащению инструментами для реагирования на атаки и их расследования. Такой подход также позволяет обогащать данные об инвентаризации сети и событиях информационной безопасности KICS for Networks телеметрией с конечных узлов.

Для заказчиков с широким кругом потребностей в экосистему Kaspersky OT CyberSecurity включили решение для обнаружения аномалий в работе технологического оборудования Kaspersky MLAD; систему защиты воздушного пространства от беспилотных летательных аппаратов Kaspersky Antidrone; платформу для построения защищенных промышленных сетей Kaspersky SD-WAN, SIEM-система Kaspersky Unified Monitoring and Analysis Platform. Также в экосистему входят кибериммунные решения на базе KasperskyOS:

- тонкие клиенты для безопасного подключения к удаленным рабочим столам (Kaspersky Thin Client);
- шлюзы для построения надежных и функциональных систем интернета вещей (Kaspersky IoT Secure Gateway);
- контроллеры для IoT, позволяющие устранить киберриски, связанные с атаками на системы диспетчеризации и автоматизации в инфраструктуре умного города и в промышленности.

Kaspersky OT CyberSecurity обеспечивает соответствие регуляторным требованиям, помогая предприятиям закрыть более 80 % требований по безопасности за счет комплексного предложения от одного вендора.

Заключение

В современном производстве для обеспечения конкурентоспособности и снижения затрат не обойтись без внедрения новых технологий. Примером являются цифровые двойники, позволяющие значительно снижать риски для производства и повышать его эффективность. Однако они нуждаются в современной киберзащите.

Комплексный подход к кибербезопасности позволит защитить не только конкретные технологии, но и всю инфраструктуру предприятия от самых сложных киберугроз. Такими технологиями могут выступать экосистемы, такие как Kaspersky OT CyberSecurity, которые надежно защищают как IT, так и OT-сегмент.

В свою очередь, внедрение безопасных ЦД может открывать в дальнейшем дополнительные возможности не только для решения задач оптимизации управления производственными активами предприятия, но и для решения задач информационной безопасности. ●

Keywords: *software, information technology, cybersecurity, modernization, digital twins.*

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2023

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ

ПАРТНЕРЫ
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК БАНК ГПБ (АО)
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
БАНК РОССИЯ АО «АБ «РОССИЯ»
Концерн ВКО Алмаз – Антей

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Ростелеком Бизнес

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТМК ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ГМС ГРУППА
ОМК
Салаватский Катализаторный Завод
ГАЗПРОМ ТЕХНОЛОГИИ ХОЛДИНГ
ОДК
РУМО

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

18+
@GASFORUMSPB
ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

ПОЛНЫЙ «РЕВЕРС» ВПЕРЕД

УДК 004

КОГДА РЕЧЬ ЗАХОДИТ ОБ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИИ, ВСЕ ЧАЩЕ МОЖНО УСЛЫШАТЬ ПОНЯТИЕ «РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ». РУНЕТ ОПРЕДЕЛЯЕТ ЕГО КАК ОБРАТНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ В ДИАПАЗОНЕ ОТ КОПИРОВАНИЯ ПРОСТЫХ БЫТОВЫХ ДЕТАЛЕЙ ДО ДЕТАЛЕЙ ОБОРОННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. В ОСНОВНОМ К НЕМУ ПРИБЕГАЮТ, КОГДА РЕЧЬ ИДЕТ О ПРОИЗВОДСТВЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕТАЛЕЙ И ЗАПЧАСТЕЙ. БЛАГОДАРЯ РИ КОЛЛЕГИ ИЗ КИТАЯ УЖЕ ДОСТИГЛИ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО РОСТА. МОЖНО СКАЗАТЬ, РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ СОЗДАЛ РЫНОК РЕПЛИК. УЖЕ ДАВНО МОЖНО КУПИТЬ НЕОРИГИНАЛЬНУЮ ЗАПЧАСТЬ ДЛЯ ЕВРОПЕЙСКОГО АВТОМОБИЛЯ С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ, АНАЛОГИЧНЫМИ ОРИГИНАЛЬНОЙ. А КОМПАНИИ, ДОСТИГШИЕ СОВЕРШЕНСТВА В ПРОИЗВОДСТВЕ ТАКИХ РЕПЛИК, ПОСРЕДСТВОМ РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГА НАЧИНАЮТ БОРОТЬСЯ ЗА СТАТУС ОФИЦИАЛЬНЫХ ПОСТАВЩИКОВ ДЛЯ ЕВРОПЕЙСКИХ БРЕНДОВ И ДОСТИГАЮТ НЕМАЛЫХ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ. НО МОЖНО ЛИ БУДЕТ СЧИТАТЬ ЭТО «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СУВЕРЕНИТЕТОМ»? АВТОРЫ СТАТЬИ СКЛОННЫ ДУМАТЬ, ЧТО НЕТ. ТАКОЙ ПОДХОД МОЖНО ХАРАКТЕРИЗОВАТЬ КАК ПЕРВЫЙ ШАГ. НО ДЛЯ УВЕРЕННОЙ ХОДЬБЫ НЕОБХОДИМО СДЕЛАТЬ И ВТОРОЙ

WHEN IT COMES TO IMPORT SUBSTITUTION, MORE OFTEN YOU CAN HEAR THE CONCEPT OF "REVERSE ENGINEERING". RUNET DEFINES IT AS REVERSE ENGINEERING RANGING FROM COPYING SIMPLE HOUSEHOLD PARTS TO THE DEFENSE INDUSTRY ONES. IT IS MAINLY USED WHEN IT COMES TO THE PRODUCTION OF MECHANICAL AND SPARE PARTS. THANKS TO REVERSE ENGINEERING THAT COLLEAGUES FROM CHINA HAVE ALREADY ACHIEVED SIGNIFICANT PRODUCTION GROWTH. IT CAN BE SAID THAT REVERSE ENGINEERING HAS CREATED A MARKET OF REPLICA. IT HAS LONG BEEN POSSIBLE TO BUY A NON-ORIGINAL SPARE PART WITH CHARACTERISTICS SIMILAR TO THE ORIGINAL ONE. COMPANIES THAT HAVE REACHED PERFECTION IN THE PRODUCTION OF SUCH REPLICAS THROUGH REVERSE ENGINEERING BEGIN TO FIGHT FOR THE STATUS OF OFFICIAL SUPPLIERS FOR EUROPEAN BRANDS. BUT CAN IT BE CONSIDERED "TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY"? THE AUTHORS OF THE ARTICLE TEND TO THINK NOT. THIS APPROACH CAN BE CHARACTERIZATION AS THE FIRST STEP. BUT FOR A CONFIDENT WALK, YOU NEED TO MAKE A SECOND ONE

Ключевые слова: *реверс-инжиниринг, импортозамещение, технологически суверенитет, запчасти, потребительские качества товара.*

Второе понятие реверс-инжиниринга – это глобальное переосмысление технологии и оборудования, их функционального развития и адаптации к своим собственным производственным реалиям, а также защита от возможности применения критически важных деталей и технологий за границей суверенной территории без лицензионных соглашений. Причем в ряде случаев переосмысление строится на базе всего ранее полученного опыта, как собственного, так и опыта других стран. В этом понимании абсолютный успех реверс-инжиниринга в советском периоде был получен в различных отраслях, стратегически важная часть которых и по сей день занимает лидирующие позиции. Мы бы дали этому определению название Суверенный реинжиниринг. Сегодня такое определение реверс-инжиниринга имеет корни в IT-индустрии и цифровых системах, и связано это с пересмотром концепций существующих технологий с учетом реалий развития науки, техники, языков программирования и подобного. Мы считаем, что такое понятие важно распространять в области энергетического машиностроения, промышленного строительства и, конечно же, сварочного производства.

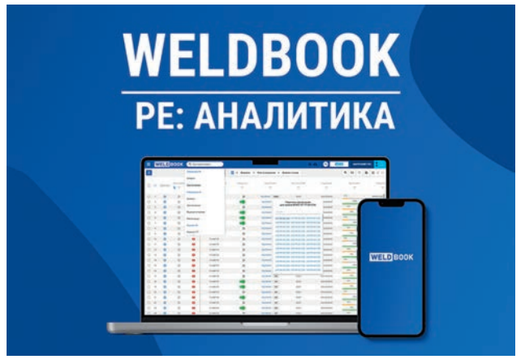
Рассмотрим задачу на примере простых механических узлов: копируем деталь для насоса – графитовый уплотнитель. Пересматриваем весь дизайн оборудования, как минимум не ухудшая его характеристики, или хотя бы дизайн прилегающих к поверхностям детали частей. Фактически придерживаясь принципа невозможности впоследствии использовать это в конструкции оригинала. Далее выпускаем свой насос и, распространяя его как внутри страны, так и при реализации собственных проектов за границей, замыкаем процесс на суверенных поставщиков. Бесспорно, организация собственных производственных цепочек сопровождается колоссальными стартовыми затратами. Суверенитет – это вообще всегда дорого, но бесценно. Но даже если вопрос финансирования будет решен, то сколько и каких деталей, узлов, агрегатов, систем, запчастей, микропроцессов, плат управления и прочего находится в реальном спросе, неизвестно.

WELDBOOK, опираясь на полученный опыт с одним из центров реверс-инжиниринга, запустил направление WELDBOOK PE: АНАЛИТИКА. Компании, воспользовавшиеся услугами, получат детальные отчеты и спецификации по объекту реверс-инжиниринга, концепции редизайна, альтернативные технологические решения, доступ к удобной онлайн-платформе, базам данных и атрибутам управления процессами реверс-инжиниринга и производством.

Вы можете заметить, а причем тут цифровое сварочное производство? На что мы ответим: ключевой целью WELDBOOK является достижение цифровой трансформации отечественного строительного сектора, машиностроения и инжиниринга в максимально сжатые сроки, обеспечивая:

- Цифровое пространство системы менеджмента качества сварочного производства;
- Контроль за производительностью труда (поиск точек роста);
- Контроль за технологией и качеством (рост компетенций и передача опыта новым поколениям инженерной элиты).

Ключевая цель WELDBOOK – достижение цифровой трансформации отечественного строительного сектора, машиностроения и инжиниринга в максимально сжатые сроки



Обеспечить выполнение этих приоритетных задач невозможно без аналитики и пересмотра всех существующих процессов, норм и подходов. Невозможно создать отечественного производителя компонентов для сварочного оборудования, ускорить подготовку собственных кадров рабочих профессий и специалистов, усовершенствовать технологии и оптимизировать затраты без реверс-инжиниринга существующего производственного уклада. WELDBOOK на основе аналитики больших данных и в консорциуме с одной из ведущих испытательных лабораторий ООО «НГС-ЭКСПЕРТ» проводит анализ существующих норм неразрушающего и разрушающего контроля, исследование альтернативных критериев для поиска путей оптимизации затрат строительного подрядчика, модернизации систем аттестаций сварочного производства и системы менеджмента качества и управления. Одним из интересных результатов этой работы является практически подтвержденный факт изменения в сторону уменьшения геометрической формы образца контрольно-сварного соединения труб для испытаний на статическое растяжение, что в практическом применении этой нормы позволит экономить до 30 процентов материала (стальных труб и листов) при проведении допускных и квалификационных тестов сварщиков. Все это стало возможным благодаря двум фактам – системному анализу и развитию испытательного оборудования, так как существующие нормы, заложенные в нормативно-техническую документацию во второй половине прошлого века, практически не подвергались ревизии. Современный запрос на изменение реверс-инжиниринга во всех производственных дисциплинах и процессах может быть удовлетворен только совместными усилиями инженеров и аналитиков, а коллектив WELDBOOK готов в работе с этими вызовами и будет рад новым и перспективным запросам. WB

WELDBOOK

«Важнейшим из искусств для нас является... ЭДО»

В 2016 году в послании Федеральному собранию президент озвучил поручение о необходимости запуска программы развития экономики нового технологического поколения, так называемой цифровой экономики. Цифровая экономика – это хозяйственная деятельность, ключевым фактором производства которой являются данные в цифровом виде.

Документооборот ожидают серьезные изменения в период нового этапа эволюции – переходу к цифровой трансформации. Повсеместное использование систем электронного документооборота (ЭДО) является одним из драйверов реализации национальной программы «Цифровая экономика РФ».

Законодательно применение ЭДО определено Федеральным законом от 06.04.2011 № 63-ФЗ «Об электронной подписи», введение таких национальных стандартов, как ГОСТ Р 70108-2022 «Документация исполнительная. Формирование и ведение в электронном виде», легитимизирует применение соответствующих программных продуктов в ходе капитального строительства зданий и сооружений.

Отечественное программное обеспечение WELDBOOK, развивая свою экосистему цифровых продуктов, предлагает пользователям сервис WELDBOOK-DRIVE с набором функций для ЭДО, а именно:

- перевод всего массива бумажных документов в электронный вид;
- сканирование и распознавание текста;
- преобразование текста в машиночитаемый формат;
- работа с большими данными;
- одновременная работа десятков, сотен и тысяч пользователей;
- возможность интеграции со смежными, в том числе государственными, системами ЭДО;
- быстрый поиск нужного документа;
- применение усиленной квалифицированной электронной подписи;
- логически структурированный электронный архив документов.

Переход на отечественные ИТ-решения в части ЭДО обеспечивает необходимый государству технологический суверенитет, способствует сокращению расходов, оптимизации ресурсов и совершенствованию процессов управления и планирования. WB

Keywords: *reverse engineering, import substitution, technological sovereignty, spare parts, consumer qualities of goods.*

ООО «ВЕЛДБУК» +7 (831) 429-07-07 weldbook@yandex.ru www.weldbook.ru

Математический vs эмпирический: новые методы от ученых СПбГУ

ХИМИКИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРИМЕНИЛИ МЕТОДЫ РАБОТЫ С БОЛЬШИМИ ДАННЫМИ ДЛЯ ПРЕДСКАЗАНИЯ ФОТОКАТАЛИТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НАНОЛИСТОВ ОКСИДА ЦИНКА. Ученые разработали модель для предсказания эффективности разложения красителей, с помощью которой можно узнать степень эффективности фотокатализатора без проведения эксперимента. Исследование позволит решить вопрос безотходной утилизации красителей. В качестве материала, способного разлагать органические красители под действием света, исследователи СПбГУ использовали нанолисты оксида цинка. Наноразмерные частицы обладают большей площадью поверхности по сравнению с привычным «бруском» какого-либо материала, поэтому разложение красителя происходит быстрее и эффективнее. Именно переход в наномасштаб открывает уникальные свойства многих веществ, в том числе за счет дефектов структуры.

Плазменная установка для реактора ИТЭР

СПЕЦИАЛИСТЫ НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО УНИВЕРСИТЕТА МЭИ ЗАПУСТИЛИ ПЛАЗМЕННУЮ УСТАНОВКУ ПЛМ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ МАТЕРИАЛОВ ТЕРМОЯДЕРНОГО РЕАКТОРА И ОТРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ ПЛАЗМЕННОГО ДВИГАТЕЛЯ. Плазменный линейный мультикасп (ПЛМ) – это магнитная ловушка для создания и нагрева плазмы. Замагниченная плазма используется для испытаний компонентов камеры международного токамака-реактора ИТЭР, в строительстве которого участвует Россия. Сейчас в НИУ МЭИ проводятся экспериментальные исследования и испытания не только в плазменной установке, но и разработки и испытания эффективных методов охлаждения внутрикамерных компонентов будущего токамака-реактора. Это связано с высокой плазменно-тепловой нагрузкой, которая будет оказывать воздействие на стенки камеры при длительной эксплуатации.

ИИ построит объекты в Арктике

В УНИВЕРСИТЕТЕ ИТМО РАЗРАБОТАНО РЕШЕНИЕ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ ПРОЕКТИРОВАТЬ ПРОМЫШЛЕННУЮ И ПОРТОВУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ ДЛЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА. ПО ИИ-проектировщик для создания цифровых моделей промышленных территорий разработано специалистами лаборатории «Интеллектуальные технологии городского планирования» исследовательского центра «Сильный ИИ в промышленности» ИТМО. Ученые обучили искусственный интеллект проектировать промышленные объекты и портовые сооружения в Арктической зоне, включая шельф. Он позволяет за несколько минут создать подробный план будущего объекта, который учитывает строительные нормы, особенности местности и климатические условия. В основе разработки – технологии генеративного дизайна пространств, которые автоматически строят цифровую модель промышленной территории. ИИ обучен на объектах успешных проектов, нормативной документации и инженерном программном обеспечении. Для создания плана участка достаточно выделить на карте область с площадью от 10 до 100 га, указать точки подключения к имеющимся транспортным коммуникациям и желаемые показатели, данные о климатических условиях – ветре, волнении моря, ледовых характеристиках, опасных гидрометеорологических явлениях – автоматически импортируются из 3D-модели атмосферы-льда-океана-грунта с учетом потенциального изменения климата. В итоге пользователь получает интерактивную 3D-сцену, может выбрать любое здание, узнать его тип, назначение и параметры.

Новая технология синтез-газа для водородной энергетики

УЧЕНЫЕ ЦЕНТРА КОМПЕТЕНЦИЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНИЦИАТИВЫ «ВОДОРОД КАК ОСНОВА НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ» НА БАЗЕ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН РАЗРАБОТАЛИ КАТАЛИЗАТОРЫ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ СНИЗИТЬ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ СИНТЕЗ-ГАЗА – ПЕРСПЕКТИВНОГО ВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ. Благодаря разработке синтез-газ сможет иметь более однородный состав, топливные элементы будут стабильнее вырабатывать электроэнергию. Структурированный теплопроводный катализатор на основе фехралевой сетки и платины показал высокую устойчивость, активность в реакции получения синтез-газа. Разработанный катализатор обеспечивает оптимальное распределение тепла в реакторе, за счет чего в состав синтез-газа будет включено минимальное количество побочных нежелательных продуктов. При автотермическом риформинге в начале реакционной зоны происходит выделение тепла, а в конце – охлаждение, теплопроводный катализатор позволяет перенести тепло, которое генерируется в ходе реакции, из начала в конец, благодаря этому эффективность проведения реакции улучшается, плюс удается избегать локальных перегревов и захолаживания, за счет чего процесс проходит стабильнее.

Новые методы в борьбе с осложнениями от отложений

ДОБЫЧА НЕФТИ ЧАСТО ОСЛОЖНЯЕТСЯ ОБРАЗОВАНИЕМ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ, ЧТО ВЛЕЧЕТ ЗА СОБОЙ ВЫХОД ИЗ СТРОЯ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. Ученые Пермского Политеха предложили использовать методику повышения эффективности применения ингибиторов. Во время эксперимента на лабораторной установке «Холодный палец» ученые использовали ингибирующие составы различных производителей. Аппарат состоит из охлаждаемого стального стержня, соединенного с термостатом и колбой с исследуемой нефтью, помещенной в водяную баню. В ходе эксперимента определялась интенсивность осаждения парафина на охлажденном стержне, погруженном в нефть. Исследование показало, что на эффективность добычи нефти влияет не только правильный выбор марки и дозировки ингибитора, но и способ его подачи и, что самое главное, температура. Дозирование ингибитора на месторождениях с низкой пластовой температурой должно осуществляться исключительно на вход погружного насоса для достижения наибольшей эффективности предотвращения образования парафиновых отложений.

Стенд для проектирования электромобилей

ПРИ РАЗРАБОТКЕ АВТОМОБИЛЕЙ НА ВОДОРОДНОМ ТОПЛИВЕ ВОЗНИКАЕТ ВОПРОС О ПРОВЕДЕНИИ БЕЗОПАСНЫХ ИСПЫТАНИЙ. Ученые из Пермского Политеха разработали схему испытательного стенда для электромобиля на водородных топливных элементах. Надежность проведения испытаний энергосиловых установок на основе водородных топливных элементов напрямую зависит от количества заправленного в бак водорода, который не должен вступать в контакт с кислородом. Поэтому важно обеспечить герметичность систем хранения, транспортировки и подготовки водорода во время тестирования. Ученые разработали схему испытательного стенда для энергосиловой установки мощностью до 150 кВт. Схема позволит смоделировать и протестировать энергосиловую установку, предотвращая возникновение опасных ситуаций, связанных с использованием водорода в автомобильном транспорте.

Neftegaz.RU
номер 8/2023 г.

УДК 368

СТАНДАРТ ВСС ПО СТРАХОВАНИЮ ПЛАНА ЛАРН – чего ждать компаниям в 2024 году?

Дмитрий Шишкин
начальник управления страхования ответственности «Ингосстраха», председатель рабочей группы по страхованию экологических рисков при Комитете ВСС по имущественному страхованию юридических лиц

СКОРО В РОССИИ НАЧНЕТ СВОЮ РАБОТУ СТАНДАРТ ВСС «УСЛОВИЯ ДОГОВОРА СТРАХОВАНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ФИНАНСИРОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПЛАНОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗМЕЩЕНИЕ В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ ВРЕДА, ПРИЧИНЕННОГО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ, ЖИЗНИ, ЗДОРОВЬЮ И ИМУЩЕСТВУ ГРАЖДАН, ИМУЩЕСТВУ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ». ДМИТРИЙ ШИШКИН, НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ СТРАХОВАНИЯ ОТВЕТСТВЕННОСТИ «ИНГОССТРАХА» И ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РАБОЧЕЙ ГРУППЫ ПО СТРАХОВАНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ КОМИТЕТЕ ВСС ПО ИМУЩЕСТВЕННОМУ СТРАХОВАНИЮ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ РАССКАЗАЛ ПРО СТАНДАРТ И ОТМЕТИЛ, ПОЧЕМУ ЭТОТ ДОКУМЕНТ ТАК ВАЖЕН ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ, СТРАХОВЩИКОВ И ГОСУДАРСТВА

COMING SOON IN RUSSIA THE ALL-RUSSIAN UNION OF INSURERS STANDARD “CONDITIONS OF AN INSURANCE CONTRACT PROVIDING FINANCING FOR MEASURES COVER THE PLAN FOR THE PREVENTION AND RESPONSE TO OIL AND OIL PRODUCTS SPILLS, INCLUDING COMPENSATION IN FULL FOR DAMAGE CAUSED TO THE ENVIRONMENT, LIFE, HEALTH AND PROPERTY OF CITIZENS, PROPERTY OF LEGAL ENTITIES AS A RESULT OF SPILLS OF OIL AND OIL PRODUCTS”. DMITRY SHISHKIN, HEAD OF THE LIABILITY INSURANCE DEPARTMENT AT INGOSSTRAKH AND CHAIRMAN OF THE WORKING GROUP ON INSURANCE OF ENVIRONMENTAL RISKS AT THE ALL-RUSSIAN UNION OF INSURERS COMMITTEE FOR PROPERTY INSURANCE OF LEGAL ENTITIES, SPOKE ABOUT THE STANDARD AND NOTED WHY THIS DOCUMENT IS SO IMPORTANT FOR OIL AND GAS COMPANIES, INSURERS AND THE STATE

Ключевые слова: *ликвидация разливов нефти, возмещение ущерба, нанесенного окружающей среде, страхование ответственности, Закон об охране окружающей среды, финансовые риски.*

Три года назад были приняты изменения в Закон об охране окружающей среды. Теперь организации, занимающиеся разведкой, добычей, транспортировкой и хранением углеводородной продукции, после 1 января 2024 года должны иметь сформированные финансовые резервы для обеспечения утвержденных планов по ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов (План ЛАРН). Этот закон был принят, чтобы повысить экологическую безопасность государства и минимизировать расходы из госбюджета, ведь раньше средства на ликвидацию последствий разливов нефти и нефтепродуктов выделялись именно из бюджета государства.

Главная цель страхования Плана ЛАРН – это минимизация ущерба, который может быть нанесен разливом нефти и нефтепродуктов. В случае возникновения аварии все расходы должна будет взять на себя страховая компания, которая также возместит издержки организациям, участвующим в ликвидации аварии.

Страхование Плана ЛАРН – важный инструмент, который поможет нефтегазовым компаниями защитить свой бизнес и уменьшить финансовые риски. Так как формирование финансовых резервов обязательно, а страхование – один из способов такого формирования, то после принятых изменений в Закон стало понятно, что необходимо создать единый документ, в котором будут обозначены все необходимые условия для такого страхования. Поэтому рабочая группа при ВСС начала разработку стандарта, который должен помочь всему рынку работать в едином ключе. Мы работали с предложениями от госорганов, страховщиков и компаний нефтегазового сектора – в результате был разработан документ, который позволит эффективно применять страхование в качестве инструмента финансового обеспечения Плана ЛАРН.

В Стандарте четко определено, что является страховым случаем, какая должна быть страховая сумма и какие могут быть исключения в договоре страхования. Все эти пункты приняты и согласованы всеми сторонами процесса.

Благодаря Стандарту значительно упростится процесс заключения договоров страхования, ведь все обязательства, исключения и требования четко отмечены. Это даст дополнительную уверенность клиентам в том, что их риски будут защищены, а при аварии компенсировать последствия разлива нефти поможет страховая компания.

Стандарт ВСС, по сути, уже вступил в силу, но свое действие будет распространять на договоры, которые начнут действовать с 1 января 2024 года. Так, если в новом году страховой договор не будет сформирован по Стандарту, то его не примет регулирующий госорган – Росприроднадзор. Это поможет контролировать соблюдение всех требований.

С нового года в страховании Плана ЛАРН начнется новый этап: теперь все участники процесса понимают, как необходимо работать, что можно включать в полис и какие обязательства берут на себя страховые компании. Теперь страхование станет более прозрачным процессом, а нефтегазовые компании будут четко понимать, чего ждать от страховщиков и как им поможет страховой договор.

Keywords: *oil spill response, compensation for environmental damage, liability insurance, environmental protection law, financial risks.*

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Катышева Елена Геннадьевна
доцент кафедры экономики, организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, к.э.н.

Кудряшов Даниил Юрьевич
Санкт-Петербургский горный университет, магистр

УДК 622.276

В СТАТЬЕ ОХАРАКТЕРИЗОВАНЫ ИЗМЕНЕНИЯ, ПРОИЗОШЕДШИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ ВСЛЕДСТВИЕ ВВЕДЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ САНКЦИЙ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С РЕАЛИЗАЦИЕЙ АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛОЖЕНЫ ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ. СДЕЛАН ВЫВОД О ТОМ, ЧТО В УСЛОВИЯХ РАСТУЩЕЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИНВЕСТИЦИИ В РАЗРАБОТКУ НОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОГУТ СТАТЬ ЭФФЕКТИВНЫМ СТИМУЛОМ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ

THE ARTICLE DESCRIBES THE NEGATIVE CHANGES THAT HAVE TAKEN PLACE IN THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY AS A RESULT OF THE INTRODUCTION OF ECONOMIC SANCTIONS. THE MAIN RISKS ASSOCIATED WITH THE IMPLEMENTATION OF ARCTIC OIL AND GAS PROJECTS ARE ANALYZED, AND WAYS TO REDUCE THEM ARE PROPOSED. IT IS CONCLUDED THAT IN THE FACE OF GROWING UNCERTAINTY, INVESTMENTS IN THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC NEW TECHNOLOGIES CAN BECOME AN EFFECTIVE INCENTIVE FOR THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA

Ключевые слова: *нефтегазовая отрасль, экономические санкции, арктический шельф, риски, импортозамещение, инновационная деятельность.*

Российская Федерация является крупным сырьевым игроком на международной арене, страна обладает значительными запасами нефти и газа, которые являются одними из главных энергоносителей в современном мире. В этой связи многие иностранные компании до 2022 года активно сотрудничали с российскими в нефтегазовой сфере – от сервисных услуг до крупных проектов.

Ввиду значительной территориальной удаленности от крупных городов реализация крупных нефтегазовых проектов имеет свои особенности. В частности, особенностью арктических минерально-сырьевых проектов является их ориентация на достижение не только коммерческих целей, но и на ускорение социально-экономического развития региона [11]. Поэтому разработка арктических месторождений требует особого внимания, ведь они являются более уязвимыми к внешним факторам, что сказывается на социально-экономическом развитии региона.

В России шельфовые проекты реализуются в Печорском, Охотском, Каспийском морях. Эти месторождения разрабатываются с привлечением большого количества иностранного оборудования, капитала и компаний. Например, в проекте «Сахалин-1» изначально участвовали компании Exxon Mobil, SODECO, ONGC, ПАО «Роснефть», а в проекте «Сахалин-2» – Shell, Mitsui, Mitsubishi, ПАО «Газпром».

Существенные ограничения коснулись арктических шельфовых проектов России в 2014 году, когда США ввели санкции, к которым в том же году присоединился Европейский союз. Под санкции попали экспорт и реэкспорт товаров и услуг для разработки шельфовых проектов Арктической зоны, сланцевых пластов, морских глубоководных месторождений, а также соответствующие технологии.

Арктические и шельфовые проекты лишились доступа к иностранным бурильным установкам, плавучим платформам, способным работать в Арктической зоне, насосному оборудованию, а также необходимому программному обеспечению. Большим ударом по российскому нефтяному сектору

было ограничение на доступ к технологиям и программному обеспечению для гидравлического разрыва пласта. Также крупнейшие российские нефтегазовые компании, такие как ПАО «Газпром нефть», ПАО «Новатек», ПАО «Роснефть» и другие, лишились возможности получать кредиты в банках США и Евросоюза, а также ухудшились условия кредитования в других иностранных банках из-за снижения кредитного рейтинга [6], был ограничен приток иностранных инвестиций в российский топливно-энергетический комплекс.

Из-за введенных ограничений на участие иностранных компаний в энергетическом секторе Российской Федерации под угрозой оказались крупные международные проекты. Но если они продолжали реализовываться, пусть и с определенными издержками, то заключение новых договоров стало невозможным. В частности, ряд совместных шельфовых проектов компании «Роснефть» и Exxon Mobil, таких как Туапсинское месторождение в Черном море и Карское в Арктике, пришлось свернуть из-за санкций [7]. Несмотря на то, что только «Роснефть» и «Газпром нефть» могут разрабатывать шельфовые проекты в Арктической зоне по законодательству Российской Федерации, иностранные компании активно участвовали в арктических шельфовых проектах в рамках договоров об оказании сервисных услуг. В России возникла ситуация, когда отечественным компаниям стало необходимым самостоятельно начать разрабатывать шельфовые месторождения, а также месторождения с ТрИЗ, что стало трудной и даже невозможной задачей в рамках отсутствия соответствующих технологий и ресурсов. Инвестиции прошлых лет позволили сгладить эффекты введенных санкций, поэтому в первые несколько лет сильного эффекта нефтяная и газовая промышленности не почувствовали.

Так как арктический шельф в России является богатым источником полезных ископаемых, но при этом является одним из самых удаленных и суровых климатических регионов страны, при его освоении возникает множество проблем. Основными из них являются отсутствие инфраструктуры и высокая стоимость ее строительства, а также зависимость от иностранных технологий и оборудования.

Отмечается возрастающая неопределенность, сопровождающаяся экологическими, технологическими и инвестиционными рисками [12]. Экологические риски в проектах такого масштаба оценить очень проблематично, так как Арктический регион является особым с точки зрения экологии. Можно однозначно говорить о необходимости учета экологических рисков и их высоких показателях. Разлив нефти на арктическом шельфе запросто может привести к экологической катастрофе во всем регионе. Отдельной проблемой является учет экологических рисков при принятии решений о разработке месторождений в России. Имеет место обсуждение преимуществ перед обсуждением рисков, что является неправильным с точки зрения оценки воздействия на экологию региона.

Инвестиционные риски нефтегазовых компаний тесно связаны с экологическими и технологическими рисками. Ввиду того, что стоимость реализации крупных проектов, таких как «Северный поток-2», «Сила Сибири», «Сахалин-2» внушительна, поэтому в одиночку компании не имеют ни финансовой, ни технической возможности реализовать их самостоятельно. Например, в проекте «Северный поток-2» участвовали компании ПАО «Газпром», Engie, OMV, Shell, Uniper и Wintershall Dea, а стоимость строительства оценивается в 9,5 млрд евро [19]. В таких проектах роль государства проявляется в нескольких аспектах: смягчение налогообложения и финансирование. Снижение налогов на имущество, налога на добычу полезных ископаемых, а также снижение экспортных пошлин существенно помогают нефтяным и газовым компаниям уменьшить срок окупаемости проектов.

Прямые инвестиции государства в крупные нефтегазовые проекты также служат толчком к уменьшению затрат компаний. Например, государство оказало содействие развитию проекта «Ямал-СПГ». Оно инвестировало порядка 47,3 млрд рублей на строительство морского порта «Сабетта», а также предоставило ряд налоговых льгот: освобождение от налога на добычу полезных ископаемых в объеме 250 млрд м³ природного газа и 20 млн тонн конденсата на период 12 лет с начала добычи, освободило проект от экспортных пошлин на СПГ и стабильный газовый конденсат, освобождение от уплаты налога на имущество и снижение налога на прибыль до 13,5% до достижения объема 250 млрд м³ добытого природного газа на период 12 лет с начала добычи [4]. Но, несмотря на такую существенную поддержку со стороны государства, для реализации крупных проектов компаниям часто приходится привлекать дополнительные средства. В частности, кроме ОАО «НОВАТЭК» участниками проекта «Ямал-СПГ» являются TOTAL, Китайская Национальная Нефтяная компания и Фонд Шелкового пути. Раньше в таких проектах активно участвовали иностранные нефтегазовые и нефтесервисные компании, но с 2014 года доступ этих компаний к российским проектам ограничен. Это стало существенным препятствием для реализации крупных проектов, вплоть до их закрытия. В частности, уход компании «Эксон Мобил» из проекта по сжижению природного газа «Сахалин-1» привел к остановке добычи газа.

Такая же ситуация сложилась еще в ряде многонациональных газовых проектов в России. В статье «Есть ли будущее у российской нетрадиционной нефти?» авторы выделяют еще одну фундаментальную проблему: отсутствие доверия к опыту людей, желающих и способных идти на геологические, технологические и экономические риски [13]. Это проявляется в нормативно-правовой базе, а также структуре отрасли. В статье 9 ФЗ «О недрах» отмечается, что пользователями недр на участках недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации могут быть юридические лица, имеющие опыт освоения континентального шельфа не менее чем 5 лет, в которых доля (вклад) Российской Федерации в уставных капиталах составляет более чем 50% и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем 50% общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции(доли), составляющие установленные капиталы таких юридических лиц [1]. Таким образом, право на разработку шельфовых месторождений имеют только компании «Газпром» и «Роснефть».

Данные факторы оказывают существенное влияние именно

на нетрадиционные запасы нефти, поэтому разработка таких запасов нефти и газа возможна только российским компаниям, что является затруднительным ввиду отсутствия полного комплекса необходимых технологий и оборудования.

Проблемы технологического характера начинаются с инфраструктуры. Отсутствие жилья на месторождениях, автомобильных и железных дорог, а также трубопроводной инфраструктуры приводит к высоким капитальным затратам на ее строительство, а также увеличению срока окупаемости инвестиций и повышению проектных рисков. Помимо инфраструктурных проблем, возникают трудности с разведкой месторождений. Одной из таких проблем является слабая изученность арктического шельфа, что приводит к недостатку геологической информации и дополнительным инвестициям. В области разведки полезных ископаемых арктического шельфа также присутствует зависимость от инвестиций и иностранного оборудования с программным обеспечением. Также к технологическим проблемам можно отнести сложность освоения шельфовых арктических месторождений, так как есть ряд факторов, которые вносят существенные ограничения. К таким факторам относятся ледовые условия, глубина моря, удаленность от береговой линии. В частности, апробированных технических решений, связанных с освоением участков на глубинах моря более 50 метров в условиях сложной ледовой обстановки, в мировой практике не существует. Это обусловлено тем, что при глубинах более 50 метров и значительной толщине льда образуются сильные динамические нагрузки от движения льда, которые существенно ограничивают технологические возможности [8].

Введенные санкции на традиционные месторождения нефти оказали слабое воздействие. Такие месторождения разрабатывались еще во времена СССР, поэтому на сегодняшний момент Россия обладает технологиями и необходимым оборудованием для их разработки. Доля импортозамещения в таких проектах составляет более 80%, что позволяет относительно быстро компенсировать недостающие технологии и оборудование [18].

Проблемы существуют не только с открытием и обустройством месторождений, но и с их структурой в запасах Российской Федерации. Ватансевер А. считает, что «нефтяной сектор России сталкивается со все более серьезной геологической проблемой, которую международные санкции стремятся еще больше усугубить» [16]. Это проявляется в снижении качества запасов нефти. Отмечается снижение запасов нефти с дешевой добычей. Усложняются геологоразведочные работы, увеличивается средняя глубина скважин, резко возрастает доля трудноизвлекаемых запасов [15]. С учетом того, что экспорт нефти и нефтепродуктов из Российской Федерации является существенной статьей доходов федерального бюджета, необходимо инвестировать в разведку новых месторождений, а также в развитие инновационной деятельности в области добычи нефти и газа. Чтобы предупредить резкий спад добычи, необходимо инвестировать в инновации в области интенсификации добычи, снижения себестоимости, ресурсосбережения и энергосбережения, а также разработки отечественных технологий для разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов. В противном случае Российская Федерация рискует столкнуться с серьезной проблемой снижения объемов добычи и экспорта, что, несомненно, скажется на финансовом состоянии компаний и государства в целом. К тому же ценовые войны и геополитические проблемы усугубляют серьезные проблемы для России в этой сфере. Отметим, что инвестиционный цикл в нефтегазовой сфере составляет более 5–7 лет, и после окончания инвестиционного цикла отечественная нефтегазовая промышленность столкнется с резким кризисом в добыче, поэтому уже сегодня необходимо инвестировать в наиболее важные технологии [5]. Седракян Г.С. предлагает включать в анализ нефтегазовых проектов оценку влияния западных санкций против России на экономику стран-источников [14].

Структура зависимости российской нефтегазовой промышленности от зарубежных компаний подробно описана в статье Казанцева С.В. «Оценка влияния антироссийских санкций на топливно-энергетический и оборонно-промышленный комплексы России» [3]. Он обосновал, как импорт техники и технологий заставлял нефтегазовые компании расширять объемы продаж сырья. Зависимость России от стран запада заключается в финансовом, технологическом и импортном отношении. Зависимость от импорта в нефтегазовой отрасли представлена на рисунке 1, который был составлен авторами по данным Минпромторг РФ [20]. В частности, отсутствие необходимых технологий и программного обеспечения для гидравлического разрыва пласта приводит к необходимости привлечения инвестиций для покупки соответствующего оборудования и импортированию его в Российскую Федерацию. Причем такая зависимость заставляет российские компании увеличивать свою прибыль путем увеличения объемов добычи и, соответственно, увеличения объемов экспорта энергоресурсов, чтобы покрывать убытки.

По мнению авторов работ [2, 9, 10], политика импортозамещения должна стать ключевой в ближайшие несколько лет, чтобы компенсировать отставание от других стран и повысить устойчивость отечественного нефтегазового комплекса. Для этого необходимо изменить уровень удельных инвестиций в капитал в ВВП с 17 до 25%, а также увеличить инвестиции в научно-образовательную сферу. Тогда можно будет ожидать ежегодный социально-экономический рост в размере 3–4% [2]. Отставание Российской Федерации в научно-исследовательской области также подчеркивают Нуреев Р.М. и Бусыгин Е.Г. [9]. Они сравнивают страны по инвестициям в НИОКР, количеству ученых на душу населения и качество образования. По этим данным можно судить об отставании российской науки от передовых стран с развитой научной средой. Россия обладает высоким количеством ученых на душу населения, но при этом остро стоит проблема в качестве образования. Исследование Проскурякова Л. подтверждает необходимость изменений научно-образовательной среды [10]. Предлагается ввести образовательные и социальные технологии, которые помогут создать в обществе культуру ресурсосбережения и энергосбережения.

Особое внимание необходимо уделять развитию собственной

РИСУНОК 1. Доля импорта в нефтедобывающей отрасли РФ

нефтехимической промышленности, которая позволит переработать высвободившиеся объемы нефти. Это позволит увеличить доходы компаний и бюджета за счет реализации более высокотехнологичной, а следовательно, и более маржинальной продукции.

Нефтеперерабатывающая промышленность столкнулась с крупными проблемами в 2022 году. Под санкции попало не только оборудование, но и технологии переработки нефти. Это привело к тому, что модернизацию нефтеперерабатывающих заводов пришлось отложить на неопределенный срок. Доля отечественного оборудования и технологий в нефтеперерабатывающей промышленности невысока, поэтому данная отрасль болезненно восприняла введенные санкции. Только за 2021 год страны Европы поставили оборудования для переработки нефти на сумму более 1 млрд евро. В частности, российская нефтеперерабатывающая промышленность зависела от иностранных катализаторов. Сегодня данная проблема решается путем запуска собственного производства.

Проблемы нефтеперерабатывающей отрасли также являются существенными. Так как главный удар западных санкций пришелся на нефтегазовый и военно-промышленный секторы российской экономики, то сильная зависимость от иностранного оборудования и технологий сказалась очень существенно. Глубина нефтепереработки в России составляет в среднем 80%, а индекс Нельсона составляет в районе 6. Причем таких показателей удалось достичь за счет внедрения иностранных технологий в производственных процессах. Зависимость проявляется в сложном программном обеспечении, критически важном и уникальном оборудовании, а также в необходимости проводить техническое обслуживание данного оборудования. Часть проблем данной отрасли стала решаться, так как Россия является крупным поставщиком нефтепродуктов. Удалось заключить контракты на поставку необходимого оборудования с другими контрагентами, а также развить собственное производство, например катализаторов.

Другим направлением инновационной деятельности России является увеличение количества нефтеперерабатывающих заводов, а также увеличение глубины переработки нефти [17]. Это позволит повысить конкурентоспособность российских компаний, а также снизить долю импорта продуктов нефтепереработки. Развитие нефтеперерабатывающей отрасли подтолкнет российские компании на разработку собственных технологий и оборудования. Также это позволит увеличить эффективность нефтяной промышленности России и снизить зависимость от иностранных компаний.

Минимальный эффект санкций на текущее состояние нефтегазовой отрасли связан с тем, что они рассчитаны на долгосрочный период. Главная задача введенных санкций – создать невозможные условия для реализации существующих и будущих нефтегазовых проектов на арктическом шельфе Российской Федерации, а также затруднение разработки уже открытых нефтегазовых месторождений. Санкции привели к установлению приоритетов импортозамещения за счет развития отечественных технологий, сотрудничества со странами Азии и либерализации доступа к континентальному шельфу. Но страны АТР на данный момент могут поставить далеко не все технологии, необходимые предприятиям российского ТЭК.

Капитализация нефтяных и газовых компаний до конца 2022 года серьезно не пострадала. Это обусловлено прекращением разведки месторождений с высокой себестоимостью, а также снижение издержек за счет прекращения ряда крупных инвестиционных проектов. Например, было отложено начало добычи на Русановском, Ленинградском и Штокмановском месторождениях на неопределенный срок.

Положительным для российских компаний являлось отсутствие эмбарго на экспорт энергоносителей из России, пока 5 декабря 2022 года не был установлен потолок цены на нефть марки Urals в 60 долларов за баррель. Вместе с этим ряд европейских стран объявил об отказе от российской нефти. Данные политические решения существенно сказались на доходах бюджета в декабре 2022 и январе 2023 года. Стоимость нефти Urals составляла ниже 60 долларов за баррель. Ее средняя стоимость

за указанный период составила 54–55 долларов за баррель, при этом минимальная стоимость опустилась ниже 51 доллара за баррель. Резкая потеря большой доли рынка и необходимость перенаправлять большие потоки нефти за короткие сроки заставили продавать российскую нефть с дополнительным дисконтом к рыночной стоимости. Дополнительные проблемы нефтяникам создало эмбарго на российские нефтепродукты, которое вступило в силу 5 февраля 2023 года. Потолок цен составил 45 долларов за баррель на продукцию нефтепереработки с дисконтом (мазут) и 100 долларов за баррель за премиальные нефтепродукты (дизель, керосин, бензин).

В совокупности введенные ценовые ограничения должны существенно сказаться на капитализации российских компаний, а также на нефтегазовых доходах бюджета. Поэтому стоит обратить внимание на нефтепереработку внутри страны, как это сделал Иран для развития собственного производства.

Выводы

В результате введения экономических санкций российская нефтегазовая отрасль столкнулась с беспрецедентными вызовами. Серьезное негативное воздействие на процессы реализации нефтегазовых проектов оказало ограничение доступа к высокотехнологичному оборудованию и программному обеспечению, а также сворачивание крупных международных проектов.

Отставание Российской Федерации от ведущих стран в области разведки и добычи углеводородов на шельфе является угрозой для реализации проектов на шельфе и в Арктике. Перспективными направлениями развития нефтегазовой отрасли России является разработка буровых установок, установок горизонтального бурения, морских плавучих платформ, а также насосного оборудования и отечественного программного обеспечения. Данные разработки помогут снизить риски по реализации проектов на арктическом шельфе и развить собственную промышленность. Наличие собственных технологий позволит повысить привлекательность российских компаний на международной арене.

В частности, российские компании смогут участвовать в иностранных шельфовых проектах и расширять сферу влияния.

Следует отметить возрастание неопределенности, связанной с экологическими, технологическими и инвестиционными рисками в нефтегазовой отрасли. Наличие экологических и технологических рисков значительно увеличивает риски инвестиционные. Это приводит к невозможности компаний самостоятельно осуществлять крупные проекты и необходимости участия государства в таких проектах в виде смягчения налоговой нагрузки и прямого софинансирования.

Особенности российского законодательства таковы, что правом на разработку шельфовых месторождений обладают только крупнейшие компании с государственным участием, такие как «Газпром» и «Роснефть». При этом разработка данных месторождений силами только российских компаний затруднительна в силу отсутствия определенных технологий и оборудования.

Высокая степень зависимости от зарубежного программного обеспечения и оборудования в условиях санкций приводит также к снижению темпов геологоразведочных работ. С учетом того, что в настоящее время отмечается истощение традиционных месторождений и возрастают потребности разработки трудноизвлекаемых запасов в сложных геологических условиях, указанное обстоятельство может повлечь за собой снижение качества запасов нефти и газа. В связи с тем, что доля отечественного оборудования низка и в нефтепереработке, данная отрасль также столкнулась в 2022 г. с серьезными проблемами. Решить их могут позволить меры государственной поддержки отрасли в рамках многосторонних государственно-корпоративных соглашений в сфере модернизации НПЗ.

Необходимо подчеркнуть, что введенные санкции, с одной стороны, затрудняют реализацию многих нефтегазовых проектов, но, с другой стороны, становятся важным стимулом к развитию отечественных технологий в области разведки, добычи и переработки углеводородов.

Литература

1. *Федеральный закон «О недрах»: от 21.02.1992 № 2395-1: (действует с 21.02.1992, за исключение отдельных положений). – М.: ЦЕНТРМАГ, 2023. – 108, [1] с.*
2. *Аганбегян А. Останется ли ТЭК драйвером экономики России? / Энергетическая политика. – 2022. – № 2. С. 44–53.*
3. *Казанцев С.В. Оценка влияния антироссийских санкций на топливно-энергетический и оборонно-промышленный комплексы России / Мир новой экономики. – 2018. – №12. – С.46–57.*
4. *Лундек Л.П. Развитие государственной поддержки в развитии проекта «Ямал СПГ» и «Приразломное» / Л.П. Лунден, Д.Б. Фьертофт / Институциональные аспекты развития энергетики. – 2014. – Выпуск 4. – С. 52–60.*
5. *Мастепанов А.М. Влияние западных санкций на развитие энергетики России. Регулирование энергетической политики / Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 6. – С. 5–24.*
6. *Митрова Т. Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями / Т. Митрова, Е. Грушевенко, А. Малов / Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2018. – Март 2018. – С. 1–45.*
7. *Мокрова Е.М. Антироссийские экономические санкции США в нефтяном секторе: вызов или стимул для внешней политики РФ / Власть. – 2022. № 2, том 30. – С. 77–83.*
8. *Назаров В. Арктический нефегазовый шельф Росси на этапе смены мирового энергетического базиса / В. Назаров, О. Краснов, Л. Медведева / Энергетическая политика. – 2021. – № 7. – С. 70–84.*
9. *Нуреев Р.М. Экономические санкции против России: краткосрочные и среднесрочные последствия для нефтяной и газовой промышленности / Р.М. Нуриев, Е.Г. Бусыгин / Journal of Economics Regulation. – 2017. – № 3, Том 8. – С. 6–22.*
10. *Проскурякова Л.Н. Прогнозирование «энергетического» приоритета Российской научно-технической стратегии / Обзоры энергетической стратегии. – 2019. – № 26. – С. 1–12.*
11. *Череповицын А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсеева / Записки Горного института. – 2018. Т. 232. – С. 438–165.*
12. *Carayannis Elias G. The Future of Energy and the Case of the Arctic Offshore: The Role of Strategic Management / Elias G. Carayannis, A.A. Ilinova, A.E. Cherepovitsyn / Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – № 9. – pp. 1–20.*
13. *Kryukov V. Does Russian unconventional oil have a future? / V. Kryukov, A. Moe / Energy Policy. – 2018. – № 119. – pp. 41–50.*
14. *Sedrakyan G. S. Ukraine War-induced Sanctions against Russia: Consequences on Transition Economies / Journal of Policy Modeling. – 2022. – № 44. – pp. 863–885.*
15. *Smirnova N.V. Tendencies, problem and prospects of innovative technologies implementation by Russian oil companies / N.V. Smirnova, G.V. Rudenko / Journal of Industrial Pollution Control. – 2017. – № 33. – pp. 937–943.*
16. *Vatansever A. Put over a barrel? "Smart" sanctions, petroleum and statecraft in Russia / Energy Research and Social Science. – 2020. – № 69. – pp. 1–10 .*
17. *Zakaev D. Problems of Oil Refining Industry Development in Russia / D. Zakaev, N. Nikolaichuk, I. Filatova / International Journal of Engineering Research and Technology. – 2020. – № 2. – pp. 267–270.*
18. *Доля импортного оборудования в нефтегазовой отрасли. [электронный ресурс]. Нефтегазовые новости. Нефтяники. – 2015. Режим доступа: http://www.nftn.ru. – Дата обращения: 09.04.2023.*
19. *Инвесторы «Северного потока-2» следят за ситуацией с заморозкой проекта [электронный ресурс]. Информационное агентство ТАСС. – М.: 2022. – Режим доступа: https://tass.ru. – Дата обращения: 10.04.2023.*
20. *Министерство промышленности и торговли России. [электронный ресурс]. Режим доступа: https://minpromtorg.gov.ru. – Дата обращения: 10.04.2023.*

KEYWORDS: *oil and gas industry, economic sanctions, Arctic shelf, risks, import substitution, innovation activity.*

PRIME PARK

РЕЗИДЕНЦИИ ПРЕМИУМ-КЛАССА

от 549 000 р/м²

Москва,
Ленинградский проспект, 37/5

+7 499 455-32-04
primepark.ru

ООО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПРАЙМ ПАРК». Проектная декларация на сайте наш.дом.рф. Реклама

ХИМИЯ ДЛЯ ТЭК

УДК 54-4

ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЗАДАЧ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ. БОРОТЬСЯ С ВЛИЯНИЕМ АГРЕССИВНЫХ СРЕД И НИВЕЛИРОВАТЬ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ФАКТОРЫ, СОПРОВОЖДАЮЩИЕ ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА ПОМОГАЮТ ДОСТИЖЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ХИМИЧЕСКОЙ НАУКИ. ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ ПРЕДПРИЯТИЯМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ СПЕЦИАЛЬНОЙ ХИМИИ?

ONE OF THE MOST IMPORTANT TASKS IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IS THE PROTECTION OF EQUIPMENT. ACHIEVEMENTS OF MODERN CHEMICAL SCIENCE HELP TO COMBAT THE INFLUENCE OF AGGRESSIVE ENVIRONMENTS AND NEUTRALIZE ADVERSE FACTORS THAT ACCOMPANY THE PROCESS OF EXTRACTION, TRANSPORTATION AND PROCESSING OF OIL AND GAS. WHAT DO RUSSIAN MANUFACTURERS OF SPECIALTY CHEMICALS OFFER TO ENTERPRISES IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX?

Ключевые слова: *реагенты, ингибиторы, буровая химия, деэмульгаторы, нефтегазовая промышленность.*

Исаев Андрей Анатольевич
генеральный директор ООО ОПК «Сибэкохим»

Чехонадских Леонид Михайлович
технический директор ООО ОПК «Сибэкохим»

ООО «Альянсхимпром» является официальным дилером компании ООО ОПК «Сибэкохим», уже более 15 лет производящей промышленную и бытовую химию

Две промплощадки компании, занимающие территорию в 6 га, расположены в Московской области и г. Омске. Площадь складских помещений и цехов, укомплектованных современным производственным оборудованием, превышает 25 тыс. м^2. Собственные испытательные лаборатории, где высококвалифицированные специалисты разрабатывают реагенты и специализированную химию, а также осуществляют контроль качества выпускаемой продукции, позволяют поставлять нефтегазовым компаниям продукты, превосходящие зарубежные аналоги.

Реагенты

Реагентами принято называть вещества и их смеси, используемые для воздействия на те или иные свойства нефти и нефтепродуктов в процессе добычи, транспортировки и переработки. Применение таких реагентов позволяет решить множество проблем, возникающих на разных этапах производственного цикла, в частности:

- защита нефтепромыслового оборудования от коррозии, в том числе на высокосернистых и высокопарафинистых нефтяных месторождениях,
- улучшение качественного состава нефти за счет снижения уровня сероводородов и меркаптанов,
- снижение количества смолисто-асфальтеновых соединений, высокоплавких парафинов и различных механических примесей в составе нефти.

«ИНГИСОЛ 01»

Добываемая нефть представляет собой раствор из нефти и воды, которая содержит соли, сероводород, углекислоту и другие включения, активно воздействующие на оборудование. Для защиты от агрессивной среды специалисты компании разработали ингибитор комплексного воздействия «ИНГИСОЛ 01».

Ингибитор может применяться в качестве добавки к буровым растворам, при транспортировке обводненной нефти, в системе нефтесбора, предварительного сброса воды, а также в системе поддержания пластового давления.

Высокая растворимость в воде любой степени минерализации, низкая температура замерзания (от -30°С до -50 °С), простота применения и хранения, пожаробезопасность и отсутствие отрицательного влияния на процесс нефтеподготовки и качество товарной нефти позволяют защитить нефтепромысловое оборудование по всей технологической линии от эксплуатационных до нагнетательных и поглощающих скважин.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики «ИНГИСОЛ-01»

Концентрация водородных ионов (pH) водного раствора реагента с массовой долей 1%	5,5–10,5
Плотность при 20 °С, г/см^3 в пределах	0,950– 1,200
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50 °С для Сибирского региона; Минус 40 °С для Урало-Поволжского региона; Минус 30 °С для Южного региона
Растворимость	Растворим в воде и спиртах В нефти растворяется ограниченно
Вязкость кинематическая при плюс 20 °С, мм^2/сек, не более	30
Рекомендуемая дозировка, г/т	
Система нефтесбора	2–5
Система ППД	5–15
Затрубная обработка скважин с целью защиты от коррозии и снижения вязкости	15–100

«Эко ЛИФТ»

Применение многофункциональной композиции «Эко лифт» позволяет снизить вязкость и уменьшить водоотдачу, оставляя плотность и pH без изменения.

Эко-лифт Б – детергент, применяемый в качестве смазывающей антисальниковой добавки для буровых растворов. Создает на поверхности защитную гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов парафина и удерживающую его во взвешенном состоянии.

Эко-лифт Д – деэмульгатор, проникающий в поверхностный слой частиц эмульсии и вытесняющий присутствующие там естественные стабилизаторы. Предназначен для разрушения стойких водонефтяных эмульсий.

Деэмульгирующая способность D рассчитывается по формуле

$$D = \frac{V_{вз}}{V_{выд}} \times 100\,\%,$$

где

$V_{вз}$ – объем нефти, взятой для анализа, мл

$V_{выд}$ – объем выделенной нефти, мл

По истечении 5 ч:

$V_{выд}$ (1) = 20,5 мл,

$V_{выд}$ (2) = 25,5 мл,

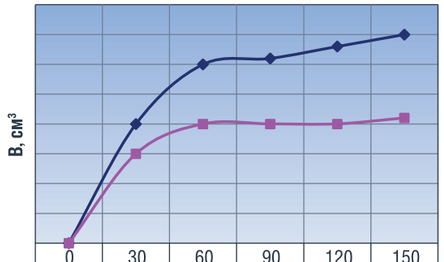
$V_{вз}$ = 20 мл для обоих растворов.

РИСУНОК 1. Графики зависимости влияния «Эко-лифт Б» на буровой раствор

Удельная плотность
Буровой раствор: 1,380 г/см^3
Буровой раствор + «Эко-лифт Б»: 1,375 г/см^3

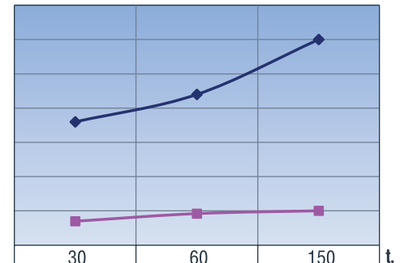
pH 1 % р-ра
Буровой раствор: 8,5,
Буровой раствор + «Эко-лифт Б»: 8,5

График зависимости водоотдачи (В, см^3) бурового раствора без добавки (1) и бурового раствора с добавкой «Эко лифт Б» (2) от времени (мин)



	0	30	60	90	120	150	t, мин
В1, см^3/мин	0	2	3	3,1	3,3	3,5	
В2, см^3/мин	0	1,5	2	2	2	2,1	

График зависимости условной вязкости бурового раствора без добавки (μ1) и бурового раствора с добавкой «Эко лифт Б» (μ2) от времени (мин)



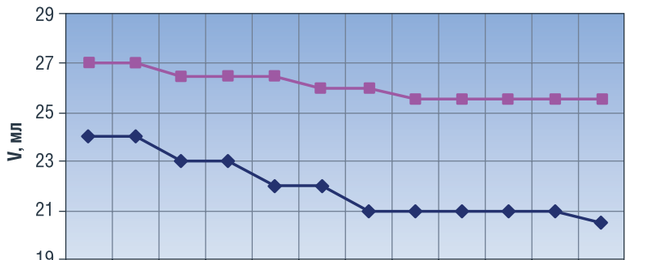
	30	60	150	t, мин
μ1, с	180	220	300	
μ2, с	35	46	50	

ТАБЛИЦА 2. Линейка технических моющих и обезжиривающих средств

Средство	Рабочая температура, °С	Температура окружающей среды, °С	Ручная обработка	Автоматическая/ ручная обработка	Отмывка деталей машин, букс, подшипников	Внутренняя отмывка (вагон, электровоз)	Наружная обмывка (вагон, электровоз)	Необходимость индивидуальных средств защиты
ЩЕЛОЧНЫЕ СРЕДСТВА								
«РЕЙС-0»	10–90	от -20 до +40	+++	+++	+++	+	+++	+++
«АКМ-Т90»			+++	+++	+++	+	+++	+++
«АКМ-С»	10–100		+++	+++	+++	+	++	++
«СУПЕР-ЭКО»	10–90		+++	+++	+++	++	+	++
НЕЙТРАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА								
«ДЭЛФИ»	10–40	от -30 до +35	+++	+++	–	–	–	++
«ИЗОСЭЙВ»			+++	+++	+++	–	–	++
«ИЗИ МУВ»			+++	+	–	+++	+++	+++
КИСЛОТНЫЕ СРЕДСТВА								
«СУПЕРЭКО-плюс»	20–70	от -25 до +40	+++	+++	++	–	+++	+++
«САРЖА»			+++	+++	+	++	–	+++

+++ Рекомендуется ++ Подходит для применения + Можно применять – Не применимо

РИСУНОК 2. График зависимости объема выделенной нефти из смеси с добавлением деэмульгатора (1) и объема выделенной нефти без добавления деэмульгатора (2) от времени



	1	2	4	9	10	17	30	55	90	130	230	300
V(1), мл	24	24	23	23	22	22	21	21	21	21	21	20,5
V(2), мл	27	27	26,5	26,5	26,5	26	26	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5

Тогда

$$D\,(1) = \frac{20}{20{,}5} \times 100\,\% = 97{,}6\,\%,$$

$$D\,(2) = \frac{20}{25{,}5} \times 100\,\% = 78{,}4\,\%.$$

Специальная химия

В процессе эксплуатации промышленных объектов и оборудования образуются различные загрязнения и отложения, снижающие эффективность их работы. Так, на поверхности металлов скапливаются жировые вещества, которые часто присутствуют в охлаждающих эмульсиях, минеральных маслах, консервационной смазке, полировочных составах. Такие загрязнения могут негативно повлиять на качество нанесенных ЛКМ, а также навредить пленкообразованию и другим свойствам покрытия. В процессе эксплуатации теплообменного оборудования на стенках труб образуются отложения, которые при толщине всего в 2 мм снижают теплоотдачу практически до 70%. Окислению и загрязнению подвержены электроконтактные коммуникационные соединения контактных групп, рубильников, что приводит к потерям энергии, перегреву контакта, а зачастую и выходу оборудования из строя.

Для решения этих проблем специалисты ОПК «Сибэкохим» разработали линейку продуктов, включающую все типы технических моющих, чистящих и обезжиривающих средств.

Импортозамещение

В настоящее время ассортимент компании включает более 100 наименований, и эта номенклатура постоянно пополняется, в частности – за счет выполнения специальных заказов на изготовление новых продуктов. К разработкам и испытаниям привлекаются отраслевые специалисты и эксперты ведущих российских вузов и научно-исследовательских институтов: ВНИИЖТ, ВНИИЖГ, Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, ОмГТУ, ОмГУПС, ОмГУ, ОмГА, НЦ ВостНИИ.

Все продукты, разработанные ООО ОПК «Сибэкохим», более чем на 85% состоят из сырья российского производства. Специалисты компании непрерывно совершенствуют выпускаемую продукцию, увеличивая долю применения отечественного сырья. ●

KEYWORDS: *reagents, inhibitors, drilling chemicals, demulsifiers, oil and gas industry.*

СЭХ
СИБЭКОХИМ
ОПЫТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

ООО Опытно-производственная компания «Сибэкохим»
644105, г. Омск, ул. 22-го Партсъезда, 97 А/1
+7 (3812) 61-50-18
leonidomsk58@mail.ru
www.sibecohim.ru

ООО «АльянсХимПром»
630003, г. Новосибирск,
ул. Владимировская, 2/1
Моб. тел. +7-913-454-60-61
Тел. 8 (383) 213-02-96
http://www.alliance-chem-prom.ru/

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6 сентября
Конференция
Химия для нефтегазодобывающих компаний
Москва

11–15 сентября
Международный форум
Нефть и газ 2023
Москва

13–15 сентября
Выставка и форум
Нефть и газ, химия. ТЭК
КВЦ «Пермь Экспо»

18–21 сентября
Промышленно-энергетический Форум – TNF
г. Тюмень, Технопарк

20–23 сентября
VIII Всероссийский форум
Наука будущего – наука молодых
г. Орел

26–29 сентября
Всероссийская неделя охраны труда
Москва, ФТ Сириус

26–29 сентября
16-я Международная выставка и конференция
RAO/CIS Offshore 2023
г. Санкт-Петербург

27–29 сентября
Международный энергетический форум
Нефть и газ Сахалина
г. Южно-Сахалинск, Бизнес-Центр «Столица»

СЕНТЯБРЬ

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

Neftegaz.RU
номер 8/2023 г.

УДК 622.24

ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ И ДОБАВКИ

для крепления участков скважин в условиях ММП. Анализ составов

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

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

Трефилов Андрей Дмитриевич
магистрант кафедры бурения скважин

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

Соломенникова Арина Ивановна
студент кафедры бурения скважин

Соколова Мария Михайловна
студент кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ПУНКТОМ ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. НЕКАЧЕСТВЕННАЯ ЦЕМЕНТАЦИЯ СКВАЖИНЫ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ТЯЖЕЛЫМ ОСЛОЖНЕНИЯМ И АВАРИЯМ. ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ В РФ ЯВЛЯЕТСЯ КАЧЕСТВЕННОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ (ММП), ПОЭТОМУ ВАЖНО, ЧТОБЫ ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ МОГ БЫСТРО НАБИРАТЬ ПРОЧНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СОСТАВОВ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ УЧАСТКОВ СКВАЖИН В ММП. КРОМЕ ТОГО, ПЕРЕЧИСЛЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДОБАВКИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕМЕНТА

WELL CEMENTING IS A KEY POINT FOR THE SAFE OPERATION OF WELLS. POOR-QUALITY WELL CEMENTATION CAN LEAD TO SERIOUS COMPLICATIONS AND ACCIDENTS. ONE OF THE REASONS FOR POOR-QUALITY GROUTING IS FIXING IN PERMAFROST (PFR). THEREFORE, IT IS IMPORTANT THAT THE CEMENT STONE CAN QUICKLY GAIN STRENGTH IN CONDITIONS OF NEGATIVE TEMPERATURES. THIS ARTICLE PRESENTS AN ANALYSIS OF THE EXISTING COMPOSITIONS OF GROUTING MIXTURES FOR CEMENTING WELL SECTIONS IN PERMAFROST. IN ADDITION, THE ARTICLE LISTS PROMISING ADDITIVES TO IMPROVE THE CHARACTERISTICS OF CEMENT

Ключевые слова: *ускорители схватывания и твердения, глиноземистый цемент, гипсовый цемент, тампонажный раствор, крепление в ММП.*

Многолетнемерзлые породы (ММП) широко распространены на территории России и занимают до половины ее территории. Строительство скважин в условиях вечной мерзлоты северных регионов – сложная задача со значительными трудностями.

Важную роль при строительстве скважин играет правильный цементаж обсадных колонн. Низкая температура замедляет процесс гидратации цемента, значительно увеличивает первичное время схватывания цементного раствора. При температурах ниже 0 °С очень трудно достичь достаточной механической прочности обычного портландцемента [1].

Возможными экономическими последствиями от некачественного цементирования являются дополнительные работы по ликвидации перетоков, восстановление целостности колонны или забурка боковых стволов.

В данной статье рассматриваются составы тампонажных смесей для крепления в условиях ММП, а также влияние перспективных добавок на характеристики цемента.

ФАКТЫ

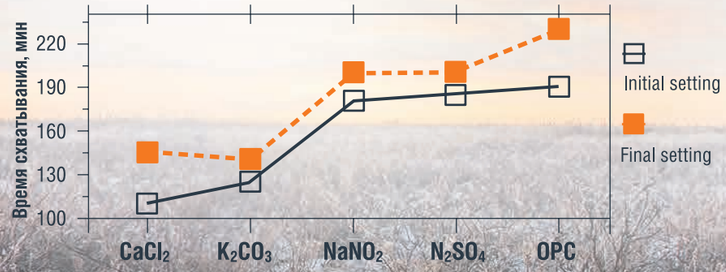
$CaCl_2$

самый дешевый и эффективный ускоритель схватывания и твердения, повышающий скорость гидратации, начальную прочность цемента, сокращающий время схватывания цементного раствора и не дающий воде замерзнуть

Ускорители схватывания и твердения

Одним из наиболее распространенных и доступных методов повышения качества крепления в ММП являются ускорители схватывания и твердения, которые повышают скорость гидратации и начальную прочность цемента, понижают время схватывания цементного раствора и не дают свободной воде замерзнуть.

РИСУНОК 1. Влияние добавок на время схватывания цементного раствора [2]

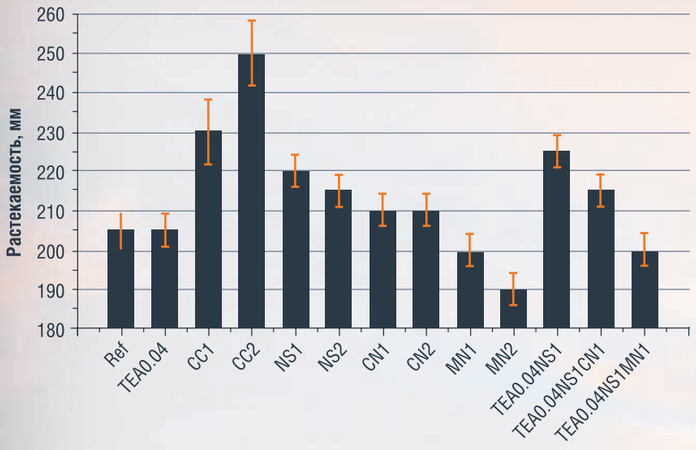


Среди множества типов ускорителей $CaCl_2$ является самым дешевым и эффективным, который был выявлен на сегодняшний день. Хлорид кальция, вступая в реакцию со слоем гидросиликата кальция, обволакивающим частицы цемента, делает его более проницаемыми, в результате чего ионы и вода могут легко проходить через этот слой и тем самым увеличивать скорость гидратации [1].

$CaCl_2$ обеспечивает наибольшую скорость реакции гидратации при низких температурах. Образец цемента с хлоридом кальция показывает наименьшее время схватывания при низких температурах (5 °С), как показано на рисунке 1 [2]. Прочность на сжатие цемента с $CaCl_2$ с продолжительностью твердения в течение 7 дней и 28 дней при температуре 5 °С была на 164 % и 37 % выше, чем у цемента без ускорителя. Также цемент с $CaCl2_2$ показывает наилучшие реологические характеристики, как показано на рисунке 2 [1]. Из-за наиболее активной гидратации цемент с хлоридом кальция имеет наибольшую температуру гидратации, что, с одной стороны, предотвращает замерзание раствора, а с другой – может послужить причиной растепления стенок скважины.

Одним из существенных минусов $CaCl_2$ является коррозионное воздействие на обсадные трубы, что может привести к необходимости раннего капитального ремонта скважины.

РИСУНОК 2. Растекаемость цементных растворов с различными добавками-ускорителями (CC1 и CC2 – $CaCl_2$ с 1 и 2 % добавки) [1]



Глиноземистый цемент

Глиноземистый цемент с основой из алюмината кальция имеет высокую скорость гидратации, что позволяет ему быстро схватываться даже в условиях отрицательных температур и иметь высокую раннюю прочность за счет образования эттрингита, как показано на рисунке 3. Установлено, что тепловыделение цементного раствора на основе глинозема более интенсивное и сильное, чем у раствора на основе ПЦТ [3].

Малое время схватывания заставляет использовать замедлители гидратации, которые отрицательно сказываются на ранней прочности. С другой стороны, прочность на сжатие глиноземистого цемента через 28 и 56 дней была выше, чем у портландцемента, поскольку действие замедлителя уменьшалось в более поздние сроки. Наилучшее содержание замедлителя в глиноземистом цементе составляет 0,5–0,6 %, как показано на рисунке 4, где время схватывания было увеличено за счет добавления замедлителей. Добавки замедлителей уменьшали пористость паст, тем самым повысив конечную прочность на сжатие [4].

Исследование микроструктуры показало, что глиноземистый цементный камень, твердевший при низкой температуре, имеет более плотную и однородную структуру с меньшим количеством пор благодаря непрерывной и равномерной гидратации.

Главным минусом глиноземистого цемента является высокая стоимость глиноземсодержащего сырья, что приводит к нерентабельности использования данного материала в чистом виде. Решениями данной проблемы может быть использование обогащенного белитом глиноземистого цемента или ПЦТ с добавлением глинозема, который довольно экономичен по сравнению с портландцементом.

Увеличение содержания в портландцементе глинозема приводит к уменьшению температуры замерзания пасты, способствует ускорению гидратации и набору ранней прочности. На рисунке 5 изображено влияние содержания глинозема на прочность на сжатие при температуре -5 °C. Когда содержание глинозема было низким (5 и 10 %), прочность на сжатие со временем лишь незначительно увеличивалась. Но, как только содержание превысило 15 %, прочность на сжатие значительно повысилась. Например, камень с 15 и 20 % уже имел 7,9 и 11,0 МПа через 1 день, в то время как прочность на сжатие через 28 дней составляла 70,8 МПа и 63,8 МПа соответственно, что на 321,8 % и 290,0 % больше, чем у обыкновенного ПЦТ [5].

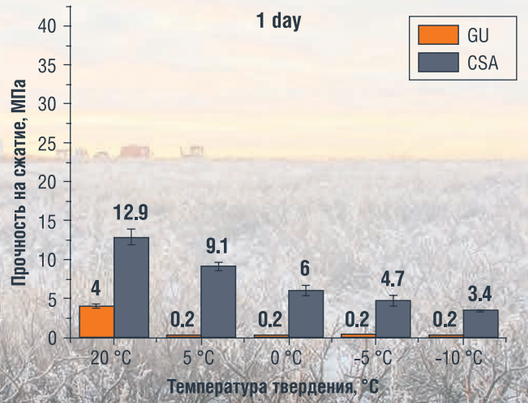
ФАКТЫ

0,5–0,6 %

составляет наилучшее содержание замедлителя в глиноземистом цементе

При добавлении оптимального содержания глиноземистого цемента (30 %) прочность на сжатие цементного камня, отвержденного при -5 °C, увеличилась на 500 % по сравнению с чистым ПЦТ. Дальнейшее увеличение содержания добавки (>30 %) приводит к пористой микроструктуре и снижению прочности на сжатие.

РИСУНОК 3. Зависимость прочности от температуры твердения (GU – ПЦТ, CSA – глинозем) [3]



Гипсовый цемент

Классический состав гипсоцемента: гипс, портландцемент и пуццоланы (отходы термического производства, кремнеземы). ПЦТ обеспечивает высокие показатели конечной прочности, гипс необходим для быстрого набора ранней прочности в условиях отрицательных температур. Добавление гипса значительно изменяет структуру цементного камня и уменьшает его конечную прочность.

Так, добавка 25 % гипса увеличивает суммарный объем

РИСУНОК 4. Прочность на сжатие цементного камня с замедлителем [4]

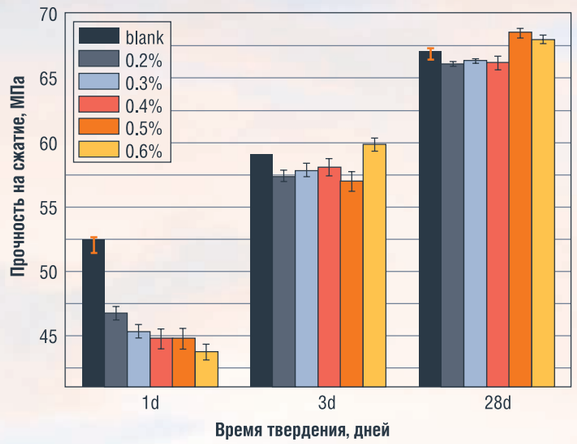


РИСУНОК 5. Прочность на сжатие цементного камня с 0, 5, 10, 15, 20 % глинозема [5]

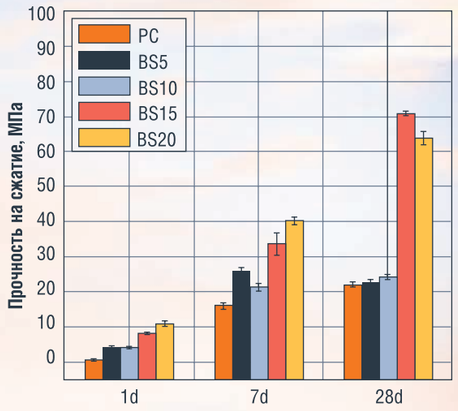


РИСУНОК 6. Распределение пор по размерам и объему в 100 % ПЦТ [6]

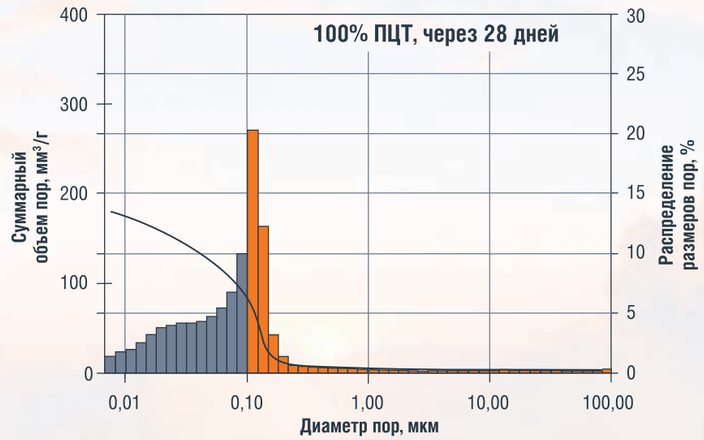
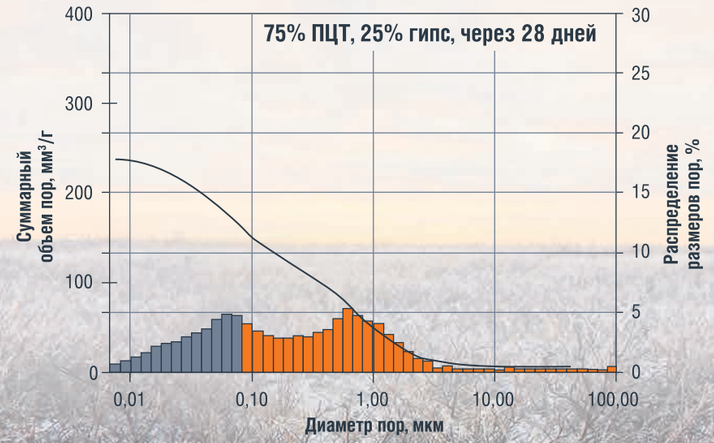


РИСУНОК 7. Распределение пор по размерам и объему в смеси 75 % ПЦТ и 25 % гипса [6]

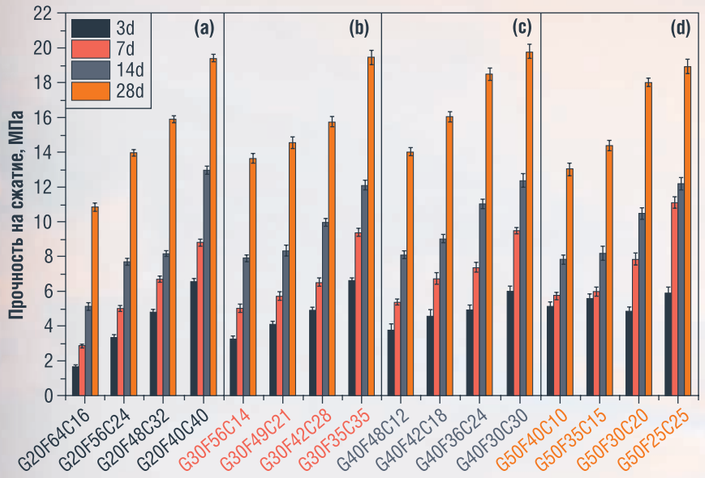


пор на 25 % (со 180 до 240 мм³/г) по сравнению с чистым ПЦТ, как показано на рисунках 6 и 7. Также существует значительная разница в распределении графика диаметра пор: если в ПЦТ он однопиковый (0,1–0,2 мкм), то с добавлением гипса он приобретает 2 пика (0,08 и 0,8 мкм). Добавление в смесь гипса сопровождается укрупнением пор и уменьшением процента малых пор на 23 %. Что значительно отражается на прочностной характеристике смеси, которая снизилась на 65 % (с 48 до 17 МПа) [6].

Использование пуццолановой добавки позволяет снизить негативное влияние гипса на микроструктуру и прочностные характеристики. Кремнезем уменьшает пористость и долю пор размером более 100 мкм, делает микроструктуру более плотной и однородной, что, соответственно, приводит к более высокой прочности. Так, состав из 50 % гипса, 30 % портландцемента и 20 % геотермальных отходов показал прочность на сжатие, близкую к чистому ПЦТ. Также снижается проницаемость цементного камня до трех раз [7].

В то же время кремнезем оказывает негативное влияние на подвижность тампонажного раствора, и чем выше его содержание, тем хуже подвижность. Для поддержания необходимой текучести требуется увеличение соотношения воды к цементу (в/ц). Для уменьшения расхода воды при затворении и улучшения реологических

РИСУНОК 8. Прочность на сжатие различных гипсоцементов (G – гипс, F – зола-унос, C – ПЦТ) [10]



свойств в гипсоцементные растворы добавляют суперпластификаторы, которые позволяют сохранять при этом текучесть при низких в/ц соотношениях [8].

Еще одной добавкой для улучшения прочностных характеристик гипсоцемента является пеногаситель. Добавление пеногасителя значительно снижает содержание воздуха в цементных растворах, что уменьшает общее количество, размер и объем пор в цементе и способствует повышению прочности [9]. Для регулирования времени схватывания, как и в случае с глиноземистым цементом, необходимо применение замедлителей.

Для гипса в количестве от 20 до 50 % максимальную прочность на сжатие можно получить при одинаковых количествах кремнезема и ПЦТ, и она могла достигать 19,4 МПа через 28 дней твердения, как показано на рисунке 8. Повышение содержание гипса приводит к уменьшению кислотности цементного раствора (pH). Полученные цементные растворы отличаются малой водоотдачей [10].

Уменьшение объема используемого ПЦТ и применение пуццолановой добавки позволяют снизить стоимость крепления скважины с применением гипсоцемента. Главным минусом данного состава является снижение конечной прочности цементного камня по сравнению с глиноземистым цементом.

ФАКТЫ

15 %

составляет доля содержания глинозема, при которой прочность на сжатие значительно повышается

Перспективные добавки для улучшения характеристик цементов при креплении в условиях ММП

Аэрация и стеклянные микросферы для тампонажных составов пониженной плотности

Аэрация цементных растворов показывает свою эффективность в противодействии катастрофическому поглощению при цементировании обсадной колонны в условиях аномально низкого пластового давления и защите мерзлых пород от оттаивания, так как его теплопроводящая способность в 10 раз ниже, чем у обычного цементного раствора. Малая глубина цементирования и необходимость использования специального оборудования ограничивают их применение.

Использование стеклянных микросфер позволяет создать цементный камень с низкой теплопроводностью для улучшения крепления скважин как с высокими (более 100 °C), так и с низкими (меньше 0 °C) температурами. Полученный цементный камень (рисунок 9) имеет удельную теплопроводность до 4 раз меньше, чем обычный портландцемент (0,24–0,28 Вт/м·К вместо 1–1,3 Вт/м·К) [11].

Материалы с фазовым переходом

Добавка микрокапсул из алкановой сердцевины и оболочки из полиметилметакрилата уменьшает тепло гидратации цементного раствора в целях предотвращения растепления при креплении в условиях ММП и газогидратах. Микрокапсулы (CSM1) превосходят пуццоланы (золу (CSF) и шлак (CSS)) в степени уменьшения температуры гидратации цементного раствора, даже при меньших концентрациях, как показано на рисунке 10. Дополнительно микрокапсулы уменьшают количество пор большого объема в цементном камне, что помогает повысить прочность цементного камня на сжатие [12].

РИСУНОК 9. Цементный камень под электронным микроскопом. Стеклянные пузырьки прочно встроены в матрицу ПЦТ [11]

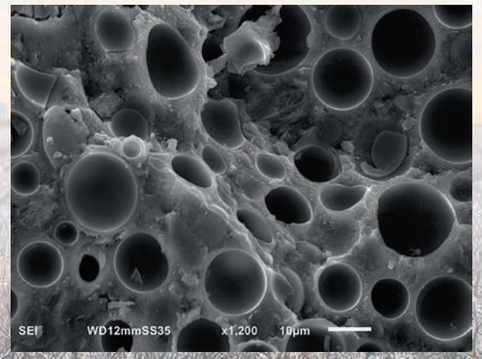
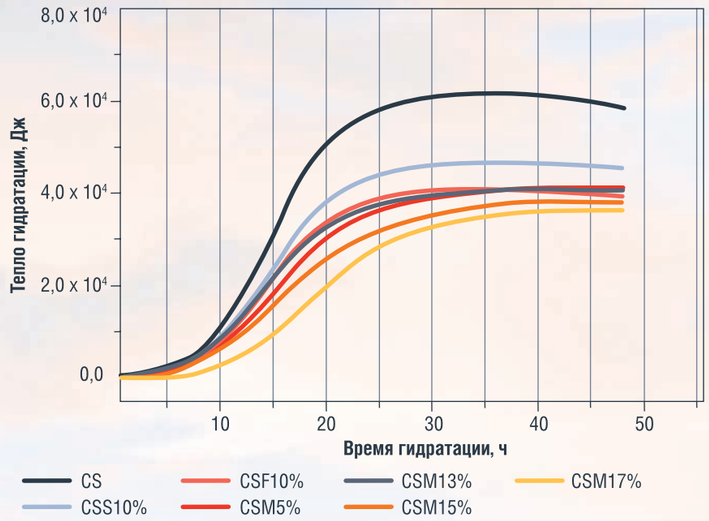


РИСУНОК 10. Тепло гидратации различных цементных растворов [12]



ПЦТ с МФП приобретает более высокую прочность на сжатие (34,75 МПа) при -5 °C, чем чистый цемент (18,05 МПа). Результаты микроанализа показали, что МФП помогает цементу генерировать больше продуктов гидратации и формировать более плотную микроструктуру.

Армирование волокном

Добавка полиамидных или базальтовых волокон в количестве 1–3 % в цементный раствор способствует увеличению прочности на изгиб, водостойкости и уменьшению усадочных микротрещин с увеличением долговечности структуры гипсоцементно-волокнистого композита. В то же время добавление волокон ухудшает текучесть цементного раствора из-за поглощения волокнами воды.

Полипропиленовые волокна и наночастицы кремнезема используют для улучшения прочностных характеристик гипсо-глиноземистого цемента. Прочность на сжатие увеличиваются примерно на 22,0 % (при добавке волокна 0,1 %) и 30,1 % (при добавке волокна 0,3 %). Прочность на изгиб и сжатие цемента с 0,3 % волокон, улучшенных нанокремнеземом SiO_2, выше, чем у простых волокон, на 8,7 % и 15,6 % соответственно. Частицы способствуют улучшению гидрофильности волокон и увеличивают силу трения между волокнами и матрицей глиноземистого цемента.

Добавление бруситового волокна улучшает не только механические характеристики, но и долговечность цемента. Волокна брусита обеспечивают раннюю прочность цементного камня, улучшают усадку и морозостойкость. Максимальные прочностные характеристики были приобретены цементом при содержании волокон 4 % [13].

Наноматериалы

Добавка многостенных углеродных нанотрубок из графена увеличивает прочность цемента в условиях отрицательных температур за счет заполнения собою микропор и улучшения микроструктуры в цементном камне. Так, при температуре -5 °C прочность на сжатие при добавлении 0,05 % нанотрубок составила 26,6 МПа после 28 дней твердения, тогда как обычный ПЦТ набрал 22,5 МПа, что свидетельствует о увеличении прочности на сжатие на 18 %.

Добавка оксида графена с его сильной адгезией к поверхностям способствует гидратации и улучшает внутреннюю микроструктуру цемента. Установлено, что оксид графена может сократить время схватывания цементного раствора и компенсировать потери в механической прочности цементного камня при низкой температуре отверждения. Максимальное увеличение прочности на сжатие цементного камня с добавкой после трех дней твердения при температуре 0 °C – 18,8 %, а максимальное увеличение прочности на изгиб после 7 дней твердения – 17,4 % [14].

Добавка триизопропаноламина (ТИПА) в условиях низких температур сокращает время стадий зарождения и роста кристаллов, время схватывания и значительно увеличивает степень гидратации цементного раствора. Показатели прочности на сжатие цементных камней при температуре 5 °C с добавкой 1 % ТИПА в течение 1, 3, 7 и 28 дней могли достигать 196 %, 179 %, 160 % и 110 % соответственно от прочности камня без добавок, а прочность камня через три дня твердения превышала прочность образца, отвержденного при 20 °C [15].

Наночастицы оксида титана (TiO_2), хотя и инертны по отношению к цементу, но могут ускорить гидратацию цемента. Они влияют на процесс гидратации путем формирования ядер кристаллизации, тем самым ускоряя процесс кристаллообразования и способствуя образованию более правильных кристаллов с более плотной микроструктурой. Благодаря включению наночастиц TiO_2 время схватывания цементных растворов значительно сокращается, и чем больше концентрация, тем меньше время схватывания. При введении 2 %

ФАКТЫ

На 500 %

увеличивается прочность на сжатие цементного камня, отвержденного при -5 °C при добавлении 30 % глиноземистого цемента

В 3 раза

снижает проницаемость цементного камня применение состава из 50 % гипса, 30 % портландцемента и 20 % геотермальных отходов

наночастиц объем пор и размеры пор уменьшились, что привело к увеличению прочности, дальнейшее увеличение содержания наночастиц приводит к уменьшению прочностных характеристик.

Выводы

Правильный подбор рецептуры тампонажного раствора является ключевым фактором в успешном креплении скважины. Цементирование в ММП связано с существенными осложнениями. Разработано большое количество тампонажных смесей и добавок для борьбы с негативным влиянием отрицательных температур. Но технический прогресс не стоит на месте. В настоящий момент разрабатываются добавки для уменьшения теплопроводности и ускорения гидратации цементного камня, предлагается использование наноматериалов для улучшения прочностных характеристик и рассматриваются меры по удешевлению компонентов цементных смесей.

Основываясь на проведенном анализе научной литературы, можно сделать следующие выводы:

- Ускорители гидратации – дешевый, но недостаточно эффективный материал для крепления в условиях ММП, при сравнении с глиноземистым или гипсовым цементом, ПЦТ с ускорителями схватывания и твердения проигрывает в скорости схватывания цементного раствора и конечной прочности цементного камня;
- Глиноземистый цемент обладает быстрой гидратацией и ранним набором прочности даже при отрицательных температурах (до -20 °С), но его дороговизна ограничивает его применение;
- Гипсовый цемент – эффективный и относительно дешевый, за счет использования пуццолановых добавок, тампонажный состав для цементации зон ММП. Для получения наилучших результатов крепления и улучшения эксплуатационных характеристик цементного раствора необходимо использование суперпластификаторов, замедлителей и пеногасителей;
- Аэрация и стеклянные микросферы позволяют создать облегченный тампонажный камень с очень низкой теплопроводностью;
- Добавки волокон в цементный раствор повышают прочностные характеристики, но понижают прокачиваемость и текучесть цементного раствора;
- Материалы с фазовым переходом, с правильно подобранной концентрацией могут эффективно понижать теплопроводность и повышать прочность цементного камня. ●

ФАКТЫ

ПЦТ с МФП приобретает более высокую прочность на сжатие (34,75 МПа) при -5 °С, чем чистый цемент (18,05 МПа)

Волокна брусита обеспечивают раннюю прочность цементного камня, улучшают усадку и морозостойкость

Оксид графена способствует гидратации и улучшает внутреннюю микроструктуру цемента

Литература

1. *Qiang Yuan, Dajun Zhou, Hai Huang, Jianwei Peng, Hao Yao. Structural build-up, hydration and strength development of cement-based materials with accelerators // Construction and Building Materials. 2020. Vol. 259. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.119775.*
2. *Zhuangzhuang Liu, Baowen Lou, Diego Maria Barbieri, Aimin Sha, Tong Ye, Yanlong Li. Effects of pre-curing treatment and chemical accelerators on Portland cement mortars at low temperature (5°C) // Construction and Building Materials. 2020. Vol. 240. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2019.117893.*
3. *Guangping Huang, Deepak Pudasainee, Rajender Gupta, Wei Victor Liu. Hydration reaction and strength development of calcium sulfoaluminate cement-based mortar cured at cold temperatures // Construction and Building Materials. 2019. Vol. 224. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2019.07.085.*
4. *Hu Y., Li W., Ma S. Influence of borax and citric acid on the hydration of calcium sulfoaluminate cement // Chemical Papers. 2017. Vol. 71. https://doi.org/10.1007/s11696-017-0185-9.*
5. *Ge Zhang, Yingzi Yang, Hualong Yang, Huaming Li. Calcium sulphoaluminate cement used as mineral accelerator to improve the property of Portland cement at sub-zero temperature // Cement and Concrete Composites. 2020. Vol. 106. https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2019.103452.*
6. *J M Khatib, L Wright & P S Mangat. Effect of fly ash-gypsum blend on porosity and pore size distribution of cement pastes // Advances in Applied Ceramics. 2013. Vol. 112 https://doi.org/10.1179/1743676112Y.0000000032.*
7. *Zimina D.A., Zhapkhandaev C.A., Petrov A.A. Analysis of the Effect of Nanosilicates on the Strength and Porosity of Cement Stone // Key Engineering Materials. 2020. Vol. 854. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/kem.854.175.*
8. *Omid Akhlaghi, Tunahan Aytas, Buse Tatli, Dilek Sezer, Amin Hodaei, Aurélie Favier, Karen Scrivener, Yusuf Z. Menceloglu, Ozge Akbulut. Modified poly (carboxylate ether)-based superplasticizer for enhanced flowability of calcined clay-limestone-gypsum blended Portland cement // Cement and Concrete Research. 2017. Vol. 101. https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2017.08.028.*
9. *Pu Zhang, Junmin Hu, Jixing Yu, Yiwei Weng, Dong Zhang. Enhancing mechanical properties of engineering cementitious composite by defoamer // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 339. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.127670.*
10. *Yong Wan, Xinminnan Hui, Xingxing He, Jiangshan Li, Jianfei Xue, Dianzhi Feng, Xiaoli Liu, Shiquan Wang. Performance of green binder developed from flue gas desulfurization gypsum incorporating Portland cement and large-volume fly ash // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 348. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.128679.*
11. *K.J. Krakowiak, R.G. Nannapaneni, A. Moshiri, T. Phatak, D. Stefaniuk, L. Sadowski, M.J. Abdolhosseini Qomi. Engineering of high specific strength and low thermal conductivity cementitious composites with hollow glass microspheres for high-temperature high-pressure applications // Cement and Concrete Composites. 2020. Vol. 108. https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2020.103514.*
12. *Yang G, Liu T, Zhu H, Zhang Z, Feng Y, Leusheva E, Morenov V. Heat Control Effect of Phase Change Microcapsules upon Cement Slurry Applied to Hydrate-Bearing Sediment // Energies. 2022. Vol. 15. https://doi.org/10.3390/en15124197.*
13. *Sheng Y., Jia H., Guo S. Effect of brucite fibers and early strength agent on cement stabilized macadam in Alpine regions // International Journal of Pavement Research and Technology. 2019. Vol. 12. https://doi.org/10.1007/s42947-019-0038-8.*
14. *Jun Liu, Luxi Zhao, Lin Chi, Guo Luo, Tan Li, Shenyu Cai. Effect of multilayer graphene oxide on the hydration and early mechanical strength of cement mortar in low temperature // Construction and Building Materials. 2023. Vol. 364. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.129997.*
15. *Zhang F., Bai Y., Cai Y. Effect of Triisopropanolamine on the Compressive Strength and Early Hydration of Cement at Low Temperature // Journal of Wuhan University of Technology, Materials Science Edition. 2020. Vol. 35. https://doi.org/10.1007/s11595-020-2298-1.*

Keywords: *accelerating agent, calcium aluminate cement, gypsum cement, cement slurry, cementing in permafrost regions.*

BAPTEEC LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»

Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)

Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- **Температура** -130~+340 °С
- **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
  EAC Сертификаты: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCI, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP,Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ

Цех

Испытательный стенд

Сервис на площадке Сибур

РЕКЛАМА

Штаб-квартира
г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер
ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

для разделения газовых смесей

Корнева Лидия Николаевна

инженер-исследователь Лаборатории физико-химических исследований гидратов природных газов, Институт криосферы Земли, юменский научный центр СО РАН

Драчук Андрей Олегович

научный сотрудник Лаборатории физико-химических исследований гидратов природных газов, Институт криосферы Земли, Тюменский научный центр СО РАН

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РАЗДЕЛЕНИЮ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ, В ОСНОВЕ КОТОРОГО ЗАЛОЖЕН ПРОЦЕСС ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СМЕСИ. ПОКАЗАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО МЕТОДА ПО СРАВНЕНИЮ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ МЕТОДАМИ ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЯ. ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО МЕТОДА ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗНОГО СОСТАВА И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. В РЕЗУЛЬТАТЕ АНАЛИЗА ВЫЯВЛЕНЫ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ГАЗОГИДРАТНОГО МЕТОДА, А ТАКЖЕ ПОКАЗАНЫ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

THE ARTICLE PRESENTS AN ANALYSIS OF RUSSIAN AND FOREIGN STUDIES ON THE SEPARATION OF GAS MIXTURES USING HYDRATE FORMATION. THE PROSPECTS OF THIS METHOD IN COMPARISON WITH EXISTING METHODS OF GAS SEPARATION ARE SHOWN. IT ALSO PROVIDES GENERAL INFORMATION ABOUT GAS HYDRATES, COMPOSITIONS OF NATURAL GAS AND ASSOCIATED PETROLEUM GAS. THE ANALYSIS REVEALED THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE GAS HYDRATE METHOD, AS WELL AS DIRECTIONS FOR FURTHER RESEARCH

Ключевые слова: *сепарация газовых смесей, газогидратные технологии, газовые гидраты, попутный газ, природный газ.*

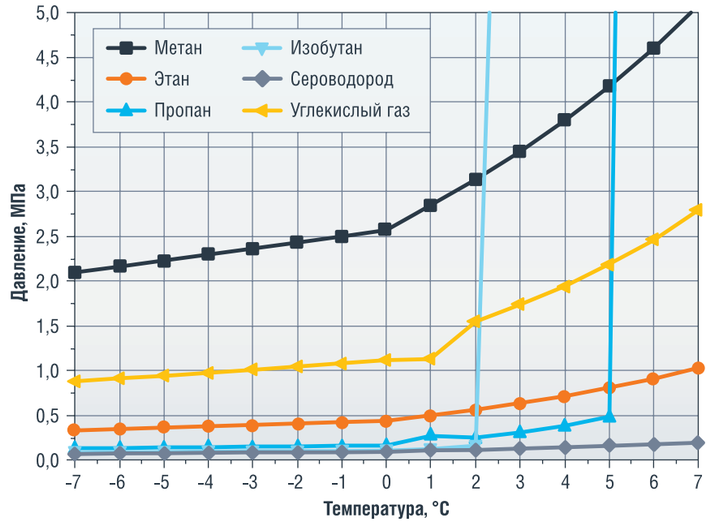
УДК 536.421.4: 548.562

Спрос на использование природного газа в качестве чистого сжигаемого ископаемого топлива с каждым годом растет. Согласно прогнозам, потребление природного газа будет увеличиваться до 2040 года с годовым темпом роста 1,7% [22]. Кроме того, актуально использование попутного нефтяного газа в качестве дополнительного энергетического ресурса, так как с 2016 года увеличилась плата за негативное воздействие выбросов на окружающую среду при сжигании на факельных установках попутного нефтяного газа [1]. Таким образом, существует необходимость в разработке новых технологий подготовки газа в соответствии с техническими требованиями к качеству товарного газа.

Природный газ и попутный нефтяной газ представляют собой многокомпонентные газовые смеси, схожие по своему составу. Преобладающим и наиболее ценным компонентом в обеих смесях является метан. Также в состав газовых смесей входят другие предельные углеводороды, имеющие вид C_nH_{2n+2} (этан, пропан, изобутан и т.д.), и не углеводородные соединения: азот, углекислый газ, сероводород, инертные газы (гелий, аргон) [2]. В связи с этим природный и попутный нефтяной газы необходимо очищать и разделять для последующего использования наиболее ценных компонентов и удаления нежелательных примесей.

В промышленности применяется несколько методов разделения газовых смесей: абсорбционный, адсорбционный, мембранный и криогенный [3, 4, 14]. Технология разделения подбирается в зависимости от газов, которые необходимо разделять, и требуемой степени очистки. Несмотря на широкое применение данных методов, они обладают существенными недостатками. Высокая стоимость реагентов, сложная и громоздкая конструкция установок, а также необходимость импортозамещения отдельных узлов установок приводят к большим экономическим затратам. В связи с этим проблема создания нового перспективного метода разделения остается актуальной. Один из таких методов, разрабатываемых на сегодняшний день, является газогидратная технология разделения газов.

РИСУНОК 1. Фазовые диаграммы различных компонентов попутного нефтяного газа, построенные с помощью программы «CSMHYD»



Для наглядности на рисунке 1 представлены кривые фазового равновесия основных компонентов, которые входят в состав природного и попутного нефтяного газов. Можно видеть, что фазовая кривая метана находится выше всех остальных. Таким образом, при подборе определенных условий возможно получение чистого метана путем захвата остальных газов в гидрат. Кривые были рассчитаны с помощью программного обеспечения «CSMHYD» на основе метода Ван-дер-Ваальса-Платтеу, который описывает статистическую термодинамику фазового равновесия газогидрата, основанную на изотерме адсорбции ленгмюровского типа [21].

> Одним из перспективных методов разделения – газогидратная технология разделения газов. Данный метод заключается в переводе отделяемых компонентов из газовой смеси в гидратное состояние при определенных термобарических условиях с добавлением воды в газовую смесь

Данный метод заключается в переводе отделяемых компонентов из газовой смеси в гидратное состояние при определенных термобарических условиях с добавлением воды в газовую смесь.

Газовые гидраты представляют собой кристаллическую решетку, сформированную молекулами воды с помощью водородных связей, в которую заключены молекулы газа [16]. Формирование газовых гидратов возможно при определенных термобарических условиях – низкой температуре и высоком давлении. Кроме того, гидратообразование является селективным процессом, так как каждый газовый компонент имеет свои индивидуальные условия гидратообразования.

Технология газогидратного разделения газовых смесей подразделяется на несколько этапов. Первым этапом является нагнетание газовой смеси в реактор высокого давления до определенного давления и охлаждение до определенной температуры. При этом должен обеспечиваться контакт газовой смеси со средой гидратообразования. После этого происходит отделение компонентов газовой смеси путем заключения компонентов в газовый гидрат до момента, когда в системе не останется только метан. После этого необходимо удалить метан из установки и отправить его для дальнейшего использования. Часть среды гидратообразования, которая не перешла в гидрат, может быть использована для нового цикла гидратообразования. Кроме того, получившийся гидрат может быть разложен на отдельные газовые компоненты путем последовательной диссоциации при соответствующих условиях.

Сравнение существующих методов разделения газовых смесей и газогидратной технологии представлено в таблице 1. Проведя анализ, можно сделать вывод, что процесс разделения газов с помощью гидратов является экологичным, так как для образования гидратов нужен только газ и раствор воды с содержанием промоторов гидратообразования, который может быть легко восстановлен после диссоциации гидрата

ТАБЛИЦА 1. Сравнение существующих методов разделения газовых смесей с газогидратным методом

Инициирующий фактор (тип)	Газогидратный метод	Мембранный метод	Криогенный метод	Адсорбционный / абсорбционный метод	
Среда	Вода/раствор с добавками	Мембраны	Низкие температуры, сорбенты	Твердые/жидкие сорбенты	
Температуры, °С	От -5 до 5	От 5 до 20	До -163	20	От 20 до 40
Давления, МПа	До 5	От 1 до 10	От 0,1 до 3	От 0,1 до 0,5	От 2 до 8
Требования по подготовке газа/среды	Удаление дисперсных примесей / Оптимизация P,T	Удаление дисперсных примесей / Подбор мембраны в зависимости от отделяемой компоненты	Удаление дисперсных примесей, осушка, предварительное охлаждение смеси / Охлаждение газовой смеси вплоть до температуры сжижения	Удаление дисперсных примесей, предварительное охлаждение газа / Подбор сорбента	
Степень очистки, %	До 99	До 99	До 99	До 99	
Экологичность	+	–	–	–	

и затем повторно использован. В существующих же методах разделения используется большое количество агентов, восстановление или замена которых связана с высокими экономическими затратами и нанесением вреда окружающей среде. Кроме того, с учетом промоторов гидраты могут образовываться в умеренных условиях, что делает газогидратную технологию энергоэффективной, в отличие от криогенных технологий, где разделяемую газовую смесь охлаждают вплоть до температур сжижения отделяемых газов.

Однако на сегодняшний день газогидратная технология разделения природного газа и попутного нефтяного газа не применяется в промышленности, а находится в разработке. Проводятся множество экспериментов по разделению различных бинарных и троичных газовых смесей, определение условий фазового равновесия смесей. В работах [6, 9–12, 15, 20] рассматривается газогидратный способ извлечения углекислого газа из бинарных смесей CO_2/N_2, CO_2/H_2, CO_2/CH_4. Для ввода данной технологии в промышленный масштаб нужно, чтобы гидрат быстро и эффективно образовывался. Для этого разрабатывают и испытывают различные промоторы гидратообразования (кинетические и термодинамические), отвечающие требованиям экологичности и низкой стоимости. Термодинамические промоторы изменяют равновесные условия гидратообразования. Применение термодинамических промоторов позволяет снизить необходимые давления гидратообразования и повысить температуру, при которой происходит образование гидрата, что приводит к снижению затрат на реализацию. Наиболее известным и широко применяемым промотором данного типа является тетрагидрофуран (ТГФ). Кинетические промоторы позволяют ускорить процесс гидратообразования, не оказывая влияния на термобарические условия гидратообразования. Примером кинетического промотора является поверхностно-активное вещество додецилсульфат натрия (SDS).

В работах по газогидратному разделению для ускорения гидратообразования исследуют применение ТГФ и SDS как по отдельности, так и в совокупности. В работе [19] проводилось определение условий фазового равновесия в системе CH_4 (81,70 мол.%) – CO_2 (18,30 мол. %) с добавлением раствора ТГФ (3,80 мас.%) и SDS (0,30 мас.%). Было выявлено, что при одновременном использовании ТГФ и SDS в диапазоне температур 10,71–15,00 °С давление диссоциации составляет 0,7570–1,9328 МПа. Без добавок эта величина варьируется в диапазоне 6,0828–10,179 МПа. Также разрабатывают различные реакторы с механизмами для увеличения и обновления площади контакта газ вода (барботирование, перемешивание, распыление) [7, 17]. Zhong и другие [23] исследовали выделение метана из шахтного газа (30 мол.% CH_4; 60 мол.% N_2; 10 мол.% O_2) с помощью гидратообразования в реакторе с перемешивающим устройством и в неподвижном слое кварцевого песка. Было обнаружено, что процесс разделения на основе гидратов для извлечения CH_4 из шахтного газа лучше протекает в реакторе с перемешиванием по сравнению с неподвижным слоем кварцевого песка.

Для эффективного разделения очень важно знание условий фазового равновесия газов и их смеси, чтобы определить оптимальные условия давления и температуры в процессе разделения. Однако экспериментов по исследованию фазовых равновесий газовых смесей, приближенных к природному и попутному газу, крайне мало [5, 8, 13]. Существует работа [5] по экспериментальному исследованию гидратообразования газовой смеси, содержащей метан, этан, пропан, изобутан, н-бутан и углекислый газ. Авторы определили фазовый

состав гидратной фазы и показали, что, за некоторыми исключениями, термодинамическая модель Ван-дер-Ваальса-Платтеу может быть использована для расчетов фазового состава гидратов.

> Для достижения максимальной эффективности разделения природного и попутного нефтяного газов возможно совместное применение газогидратного и мембранного методов

Однако необходимо проведение лабораторных исследований по газогидратному разделению многокомпонентных газовых смесей, состоящих из четырех и более компонент, с составами, схожими с добываемыми природным и попутным газами, для понимания кинетики гидратообразования.

Представляет интерес технология газогидратно-мембранного разделения смеси газов [18, 8]. Технология заключается в двухступенчатой сепарации газов с помощью последовательного применения газогидратного и мембранного методов. Это позволяет достичь более высокой степени чистоты выделяемого компонента, так как мембраны тяжело отделяют высшие углеводороды и серу, которые при этом легко переходят в гидрат. Но при этом с помощью мембран можно эффективно удалить углекислый газ и азот, образующие гидрат в более жестких условиях. В работе [18] было проведено исследование гибридного метода, основанного на кристаллизации газового гидрата и мембранном разделении газов, для выделения ксенона (Xe) из газовой смеси (94,85 мол.% CH_4; 5,00 мол.% CO_2; 0,15 мол.% Xe), которая содержит компоненты природного газа с добавлением SDS (0,30 мас.%) при температурах -0,85 и 1,15 °С. Был определен наиболее оптимальный режим разделения для извлечения Xe из природного газа. Максимальное извлечение Xe составило 93,05% при непрерывном газогидратно-мембранном разделении при температуре -0,85 °С.

Заключение

Газогидратная технология разделения газовых смесей является перспективной, так как при реализации предполагается снижение негативного воздействия на окружающую экосистему и сокращение себестоимости по сравнению с существующими методами разделения.

Однако существует ряд научных задач и технологических проблем, которые требуется решить, чтобы использовать газогидратные технологии газовых смесей в промышленном масштабе, для решения которых необходимо привлечение специалистов разного профиля. Необходимо накопление хорошей экспериментальной базы по фазовому равновесию многокомпонентных газовых смесей, а также разработка и откладка установки по разделению газовых смесей полного цикла с возможностью непрерывной работы и ее тестовые запуски на реальных объектах компаний отраслей ТЭК. Кроме того, для достижения большей эффективности разделения природного газа и попутного нефтяного газа возможно применение газогидратного метода в совокупности с мембранным методом. ●

Литература

1. *Постановление Правительства РФ от 17.12.2016 № 1381 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 8.11.2012 № 1148 (с изменениями на 28.12.2017)». – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/420386496. – Дата обращения: 25.07.2023.*
2. *Чуракаев А.М. Газоперерабатывающие заводы. Технологические процессы и установки / А.М. Чуракаев. – М.: Химия – М, 1971. – 236 с.*
3. *Akhmetshina A.I. Permeability and selectivity of acid gases in supported conventional and novel imidazolium-based ionic liquid membranes / A.I. Akhmetshina, O.R. Gumerova, A.A. Atlaskin, A.N. Petukhov / Separation and Purification Technology. – 2017. – № 176. – P. 92–106.*
4. *Belmabkhout Y. Amine-bearing mesoporous silica for CO_2 and H_2S removal from natural gas and biogas / Y. Belmabkhout, G. De Weireld, A. Sayari / Langmuir. – 2009. – № 25. – P. 13275–13278.*
5. *Heng-Joo NG. Hydrate Phase Composition for Multicomponent Gas Mixtures / Heng-Joo NG / Annals of the New York Academy of Sciences. – 2006. – № 912 (1). – P. 1034–1039.*
6. *Kang P. Recovery of CO_2 from flue gas using gas hydrate: Thermodynamic verification through phase equilibrium measurements / P. Kang, H. Lee / Environmental Science and Technology. – 2000. – № 34. – P. 4397–4400.*
7. *Katoh, Yu., Nagamori, S., Iwasaki, T., Arai, T., Horiguti, K., Murayama, T., Tokinosu, A., Takahashi, M., and Yamaki, T., Patent RU 2415699, 2011, Byull. Izobret., 2011, № 10.*
8. *Kondo. W. Clathrate Hydrate Formation from a Hydrocarbon Gas Mixture: Evolution of Gas-Phase Composition in a Hydrate-Forming Reactor / W. Kondo, H. Ogawa, R. Ohmura / Energy Fuels. – 2010. – № 24. – P. 6375–6383.*
9. *Lee H.J. Gas Hydrate formation process for pre-combustion capture of carbon dioxide / H.J. Lee, J.D. Lee, P. Linga / Energy. – № 35. – 2010. – P. 2729.*
10. *Li S. Clathrate hydrate capture of CO_2 from simulated flue gas with cyclopentane / water emulsion / S. Li, S. Fan, J. Wang / Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2010. – № 18, vol. 2. – P. 202–206.*
11. *Linga P. The clathrate hydrate process for post and pre-combustion capture of carbon dioxide / P. Linga, R. Kumar, P. Englezos / Journal of Hazardous Materials. – 2007. – № 149. – P. 625–629.*
12. *Linga P. Medium-pressure clathrate hydrate/ membrane hybrid process for postcombustion capture of carbon dioxide / P. Linga, A. Adeyemo, P. Englezos / Environmental Science and Technology. – 2008. – № 42. – P. 315.*
13. *Mu L. Hydrate phase equilibrium condition of the synthetic natural gas with high content of CO_2 in the electrolyte solutions containing methanol / L. Mu, Q. Cui / J. Chem. Thermodynamics. – 2019. – № 132. – P. 383–389.*
14. *Maqsood K. Cryogenic carbon dioxide separation from natural gas: a review based on conventional and novel emerging technologies / K. Maqsood, A. Mullick, A. Ali / Reviews in Chemical Engineering. – 2014. – № 30, vol. 5. – P. 453–477.*
15. *Ricaurte M. Combination of surfactants and organic compounds for boosting CO_2 separation from natural gas by clathrate hydrate formation / M. Ricaurte, C. Dicharry, X. Renaud / Fuel. – 2014. – № 122. – P. 206.*
16. *Sloan E.D. Clathrate Hydrates of Natural Gases Third Edition / Sloan E. D., Koh C. – Boca Raton: CRC Press, 2008. 721 p.*
17. *Semenov M.E. State of the Art and Prospects for the Development of the Hydrate-based Technology for Natural Gas Storage and Transportation (A Review) / M. E. Semenov / Petroleum Chemistry. – 2022. – № 62, vol. 2. – P. 127–140.*
18. *Sergeeva M.S. Xenon recovery from natural gas by hybrid method based on gas hydrate crystallisation and membrane gas separation / M.S. Sergeeva, N.A. Mokhnachev, D.N. Shablykin / Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – № 86. – P. 103740.*
19. *Sergeeva M.S. Investigation of the gas hydrate equilibrium in $CH_4 – CO_2 – H_2O$ mixture in the presence of THF-SDS promoters / M.S. Sergeeva, N.A. Mokhnachev, D.N. Shablykin, A.N. Petukhova / Fluid Phase Equilibria. – 2021. – № 546. – P. 113170.*
20. *Tang J. Study on the influence of SDS and THF on hydrate-based gas separation performance / J. Tang, D. Zeng, C. Wang / Chemical Engineering Research and Design. – 2013. – № 91. – P. 1777.*
21. *Warrier P. Integrated gas hydrate-membrane system for natural gas purification / P. Warrier, M. N. Khan, A. Moises / Journal of Renewable and Sustainable Energy. – 2018. – № 10. – P. 034701.*
22. *Yin Z. Methane hydrates: A future clean energy resource / Z. Yin, P. Linga / Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2019. – № 27, vol. 9. – P. 2026–2036.*
23. *Zhong D.-L. Performance evaluation of methane separation from coal mine gas by gas hydrate formation in a stirred reactor and in a fixed bed of silica sand / D.-L. Zhong, Y.-Y. Lu, D.-J. Sun / Fuel. – 2015. – № 143. – P. 586.*

KEYWORDS: *gas mixtures separation, gas hydrate technologies, gas hydrates, associated petroleum gas, natural gas.*

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВИБРАЦИЙ В НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИТАХ

в составе трубопроводного транспорта

Корниенко Дмитрий Андреевич

специалист межкафедрального центра инженерных разработок, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Дубинов Юрий Сергеевич

доцент кафедры металловедения и неметаллических материалов, директор межкафедрального центра инженерных разработок, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент, к.т.н.

Галанский Алексей Николаевич

инженер кафедры трибологии и технологии ремонта НГО, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, аспирант

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРИМЕНЯЮТСЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ. СТОИМОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ СТЕКЛОПЛАСТИКОВ НА 2023 ГОД СОПОСТАВИМА С ЛЕГИРОВАННЫМИ СТАЛЯМИ, А ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВОСХОДИТ ПОСЛЕДНИЕ. ОСНОВНОЙ ПРИЧИНОЙ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ЯВЛЯЕТСЯ ВИБРАЦИЯ. ОДНАКО ВОПРОС ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВИБРАЦИЙ В НЕМЕТАЛЛАХ ОСТАЕТСЯ МАЛОИЗУЧЕННЫМ. АВТОРАМИ ИССЛЕДОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ САМЫХ РАСПРОСТРАНЕННЫХ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИТОВ, ТАКИХ КАК СТЕКЛОПЛАСТИК И УГЛЕПЛАСТИК. ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ ВИБРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ КОМПОЗИТОВ С ПАРАМЕТРАМИ СТАЛЬНОГО ОБРАЗЦА

CURRENTLY, NON-METALLIC MATERIALS ARE USED IN THE OIL INDUSTRY TO ENSURE THE RELIABILITY AND LONG SERVICE LIFE OF PIPELINES. THE COST OF FIBERGLASS PIPELINES FOR 2023 IS COMPARABLE TO ALLOY STEELS, AND IN TERMS OF OPERATIONAL CHARACTERISTICS SIGNIFICANTLY EXCEEDS THE LATTER. THE MAIN REASON FOR THE FAILURE OF PIPELINE TRANSPORT IS VIBRATION. HOWEVER, THE ISSUE OF THE IMPACT AND PROPAGATION OF VIBRATIONS IN NONMETALS REMAINS POORLY UNDERSTOOD. THE AUTHORS STUDIED THE MAIN VIBRATION PARAMETERS OF THE MOST COMMON NON-METALLIC COMPOSITES, SUCH AS FIBERGLASS AND CARBON FIBER. THE OBTAINED VIBRATION PARAMETERS OF THE COMPOSITES ARE COMPARED WITH THE PARAMETERS OF THE STEEL SAMPLE

Ключевые слова: *трубопроводный транспорт, вибрации в композитах, вибрации в трубах, трубопроводы из композитов.*

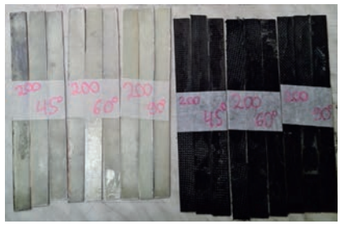
УДК 621.643

Эксплуатационный опыт показывает, что в 60% случаев причинами разрыва трубопроводов различного назначения являются гидроудары, перепады давления и вибрации, в 25% случаев – коррозионные процессы, в 15% – случаев природные явления и форс-мажорные обстоятельства [1]. Вынужденные колебания вызывают появление трещин в основном металле и сварных швах, разрушение трубопровода, обрыв подвесок и усталостное разрушение опор, обрыв присоединенных импульсных трубок, ослабление болтовых соединений, ложное срабатывание арматуры, отказ концевых выключателей.
В настоящий момент для повышения срока службы трубопроводов используются различные способы борьбы с вибрацией – от увеличения толщины стенки трубопровода до сложных демпфирующих опор, однако используемые на данный момент методы являются недостаточно эффективными и зачастую не находят применения из-за высокой стоимости реализации. Одним из возможных решений данной проблемы является замена трубопроводов, изготовленных из сталей различного сортамента, на неметаллические композиты. В нефтегазовой отрасли использование композитных труб на данный момент ограничивается насосно-компрессорными трубами, обсадными колоннами, а также элементами трубопроводов, предназначенных для транспортировки многофазных и высокосернистых нефтей [2].

Однако малоизученным является вопрос характера распространения вибраций в неметаллических трубопроводах. В данной работе рассматривается исследование динамики и характера вибраций в зависимости от частот, прикладываемых к образцам из неметаллических композиционных материалов различных конфигураций.

Методика проведения испытаний заключается в проведении физического эксперимента с образцами, изготовленными из стеклопластика и углепластика, а также различных комбинаций. Образцы изготовлены с применением технологии ручной формовки [3]. В свою очередь, образцы имитируют вырезанный сектор трубопровода. В качестве наполнителя были использованы углеткань и стеклоткань прямого плетения (Plain) как наиболее подходящие для применения в трубопроводном транспорте, а в качестве матрицы использовалась эпоксидная смола ЭД-20 с отвердителем Этал-45М.

РИСУНОК 1. Образцы до проведения вибрационных испытаний

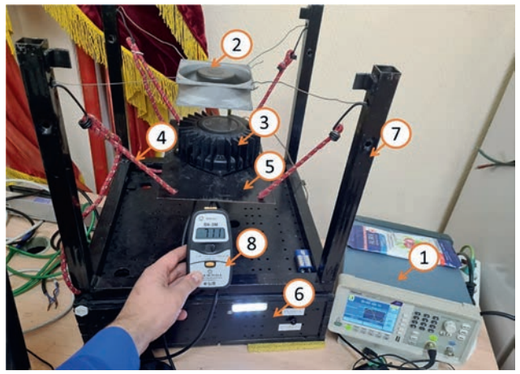


Одинарные (не комбинированные) образцы имеют одинаковые геометрические параметры, где длина образца равна 250 мм, ширина – 20 мм, толщина – 5 мм. Комбинированные образцы отличаются толщиной кратной 5. На рисунке 1 представлено фото образцов перед проведением испытаний.

Для проведения сравнительного анализа вибрационных параметров стального образца с образцами из неметаллов были изготовлены образцы с условным обозначением:
У (углепластиковый образец),
С (стеклопластиковый образец),
СТ (образец из Стали 45).

Для получения зависимости вибрационных параметров образца от изменения толщины образца были изготовлены образцы с условным обозначением:
У-У (два склеенных между собой углепластиковых образца),
С-С (два склеенных между собой стеклопластиковых образца),
У-У-У (три склеенных между собой углепластиковых образца),
С-С-С (три склеенных между собой стеклопластиковых образца).

РИСУНОК 2. Стенд для проведения вибрационных испытаний



1 – генератор частот,
2 – кулер,
3 – низкочастотный вибрационный динамик,
4 – трос-демпфер,
5 – площадка фиксации образца,
6 – усилитель частот,
7 – стальная рама,
8 – виброметр ВК-5М

Для исследования зависимости вибрационных параметров образцов с использованием различных по составу наполнителей в составе единого образца были изготовлены образцы с условным обозначением: С-У, У-С, У-С-У, С-У-С, У-С-С-У, У-С-С-С-У, У-С-У-С-У.

Для проведения исследования был изготовлен стенд и разработана методика проведения вибрационных испытаний различных материалов. Подробная схема стенда представлена на рисунке 2.

Принцип работы установки: генератор частот (1) передает заданную частоту на блок усиления сигнала (6), затем сигнал передается на низкочастотный вибрационный динамик (3), который создает направленные вибрационные импульсы. Эти импульсы действуют на образец, который закреплен на площадке фиксации образца (5), а с другой стороны установлен датчик виброметра. Для устранения нежелательных вибраций используются тросы-демпферы (4), которые поддерживают площадку фиксации образца и закреплены на металлической раме (7). Кулер (2) обеспечивает охлаждение системы. Измерения вибрационных параметров проводятся при помощи сертифицированного виброметра ВК-5М (8).

Методика проведения исследования включала в себя последовательное расположение исследуемых образцов на площадке фиксации и закрепления их с помощью четырех болтов и ответного фланца вибрационного динамика. Диапазон частот составлял от 1 до 300 Гц с шагом в 1 Гц от 1 до 20 ГЦ и с шагом в 10 Гц от 10 до 300 Гц. Для минимизации отклонения проводилось три замера вибрационных параметров на каждой частоте.

В результате проведения испытаний были получены графики зависимости виброускорения,

РИСУНОК 3. График зависимости виброускорения от частоты для однокомпонентных образцов

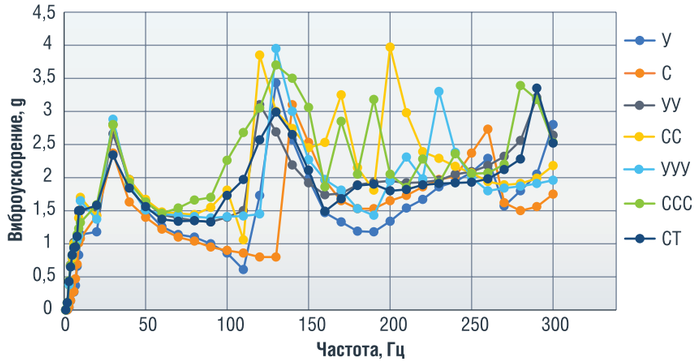


РИСУНОК 4. График зависимости виброскорости от частоты для однокомпонентных образцов

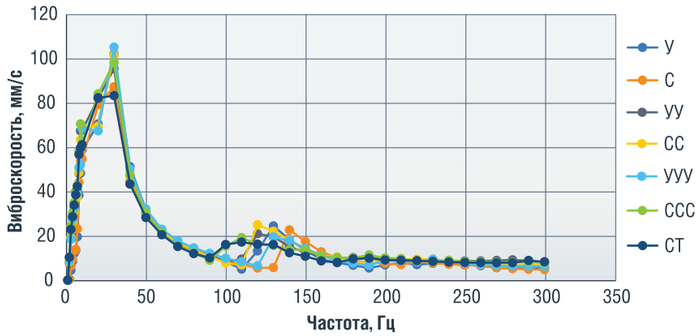
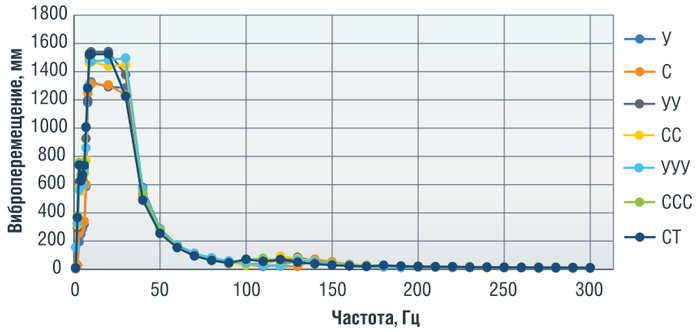


РИСУНОК 5. График зависимости виброперемещения от частоты для однокомпонентных образцов



виброперемещения и виброскорости от частоты колебаний поверхности вибрационного динамика. Рассмотрим график зависимости виброускорения исследуемых образцов от частоты колебания и материала образца (рис. 3).

В свою очередь, виброускорение является параметром, описывающим силу инерции, воздействующую на объект под действием вынужденных колебаний. Увеличение инерционных сил, вызывающих неконтролируемые хаотичные колебания, приводит к явлению резонанса.

Проводя анализ рисунка № 3, можно прийти к выводу, что в диапазоне частот от 0 до 140 Гц самые низкие значения виброускорения показал образец С (стеклопластиковый одинарный), в диапазоне частот от 150 до 230 Гц минимальные значения виброускорения показал образец У (углепластиковый одинарный). Образец СТ (Сталь 45) в диапазонах от 0 до 140 Гц и в диапазоне от 150 до 230 Гц показал себя хуже одинарных неметаллических образцов (У и С). Увеличение толщины образцов не оказывает значительного влияния на уменьшение виброускорения, а наоборот, может привести к его увеличению. Это наблюдается на примере образцов УУ, СС, УУУ, ССС.

Рассмотрим график зависимости виброскорости исследуемых образцов от частоты колебания и материала образца (рис. 4).

Значение виброскорости характеризует мощность колебательного процесса, направленного на разрушение деталей. Таким образом, чем выше виброскорость, тем более опасна конструкция для эксплуатации в данном диапазоне частот.

Проводя анализ рисунка № 4, можно сделать вывод, что в диапазоне от 0 до 60 Гц и от 110 до 140 Гц лучший результат показывает образец из стеклопластика (С), однако в диапазоне от 150 до 200 Гц наиболее эффективен углепластиковый образец (У).

Рассмотрим график зависимости виброперемещения исследуемых образцов от частоты колебания и материала образца (рис. 5).

Виброперемещение является показателем половинной амплитуды колебаний, которая напрямую влияет на знакопеременные нагрузки. Образцы из однослойного материала обладают наименьшим значением виброперемещения, что объясняется их высокой жесткостью.

Проводя анализ рисунка 5, можно прийти к выводу, что полученные данные позволяют определить наиболее оптимальный вариант материала при возникающих в процессе эксплуатации вибрациях в диапазоне частот от 10 до 30 Гц. Образцы У и С эффективнее по сравнению со стальным образцом на 30 % с точки зрения виброперемещения.

Рассмотрим графики зависимости вибрационных параметров от используемого наполнителя и порядка расположения его слоев в составе единого образца (рис. 6–8).

Проводя анализ рисунка № 6, можно прийти к выводу, что в диапазоне от

РИСУНОК 6. График зависимости виброускорения от частоты для комбинированных образцов

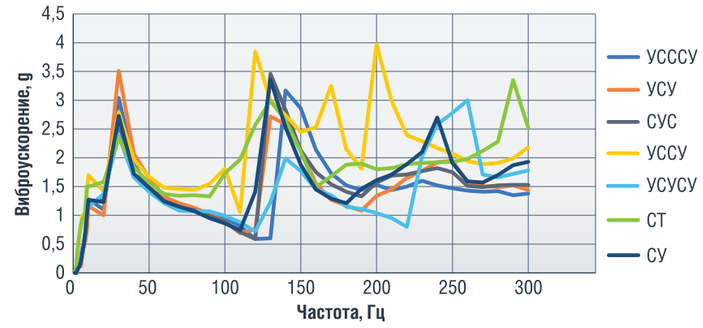


РИСУНОК 7. График зависимости виброскорости от частоты для комбинированных образцов

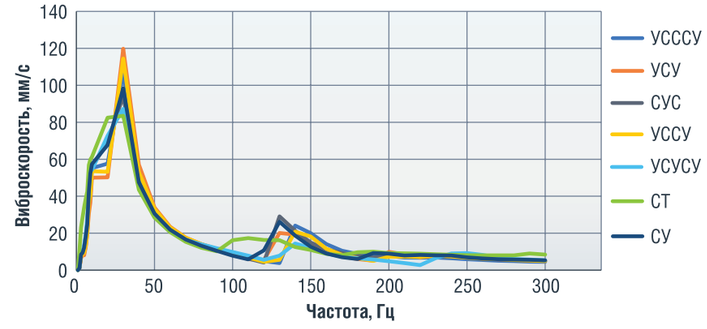
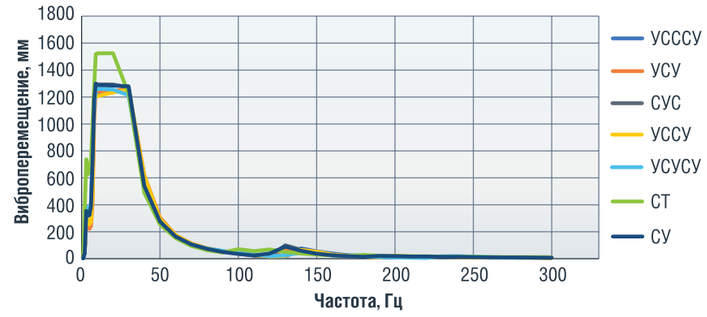


РИСУНОК 8. График зависимости виброперемещения от частоты для комбинированных образцов



0 до 50 Гц образцы У-С-У, У-С-С-С-У, У-С-С-У, С-У, С-У-С уступают образцу СТ (Сталь 45) в среднем на 30 %, наиболее эффективным в данном диапазоне оказался образец У-С-У-С-У. В диапазоне от 50 до 150 Гц образцы У-С-У и У-С-У-С-У превосходят образец СТ, наиболее эффективным вновь оказался образец У-С-У-С-У.

Проводя анализ рисунка 7, можно прийти к выводу, что в диапазоне от 0 до 50 Гц композитные образцы уступают образцу СТ (Сталь 45). В диапазоне от 90 до 140 Гц образец СТ уступает остальным образцам. В диапазоне от 140 до 160 Гц образцы У-С-У-С-У, У-С-С-У, превосходят образец СТ.

Проводя анализ рисунка 8, можно прийти к выводу, что в диапазоне от 0 до 30 Гц композитные образцы превосходят образец СТ в среднем в 1,5 раза. Так как виброперемещение, в свою очередь, является двумя амплитудами колебаний тела под воздействием вибрации, полученные данные позволяют оценить приведенные напряжения, возникающие из-за вибраций в трубопроводе.

В рассматриваемом расчете система представляет собой стандартную схему с консольно-закрепленной балкой (рис. 9).

Воспользуемся формулой для нахождения прогиба на конце балки для нахождения силы, прикладываемой к образцам в процессе вибрации [4]:

$$\boldsymbol{\delta}_{\text{а}} = \frac{\boldsymbol{4*l^3}}{\boldsymbol{E*h^3}}\boldsymbol{F}\,(\text{м}) \qquad (1)$$

где $\delta_{\text{а}}$ – длина прогиба балки, равная амплитуде, l – длина балки, E – модуль Юнга для стали, h – толщина поперечного сечения (равная 5 для рассматриваемых образцов), F – сила приложенная к балке.

Отсюда:

$$\boldsymbol{F} = \frac{\boldsymbol{\delta}_{\text{а}}}{\frac{\boldsymbol{4*l^3}}{\boldsymbol{E*h^3}}}\,(\text{Н}) \qquad (2)$$

Сила F на протяжении исследования не изменялась, используем формулу для нахождения нормального напряжения:

$$\boldsymbol{\sigma}_{\text{н}} = -\frac{\text{М}*\boldsymbol{\delta}_{\text{а}}}{\boldsymbol{Jz}}\,(\text{Па}) \qquad (3)$$

Где $\sigma_{\text{н}}$ – нормальное напряжение, $M = F \times l$ – момент на конце балки, $\delta_{\text{а}}$ – длина прогиба балки, $J_{\text{z}} = b \times h^3/12$ – центральный осевой момент инерции для прямоугольно сечения, где h – высота сечения, b – ширина сечения.

Вычислим амплитудное напряжение согласно формуле (4):

$$\boldsymbol{\sigma}_{\text{а}} = \frac{\boldsymbol{\sigma_{max} - \sigma_{min}}}{\boldsymbol{2}}\,(\text{Па}) \qquad (4)$$

где $\sigma_{\text{а}}$ – амплитудное напряжение, σ_{max} – пиковое напряжение в верхней точке амплитуды, σ_{min} – пиковое напряжение в нижней точке амплитуды.

Для исследуемой системы $\sigma_{\text{а}}$ всегда будет равно 0, так как $\sigma_{max} = -\sigma_{min}$.

РИСУНОК 9. Рассматриваемая схема нагружения (l – длина трубы, F – сила, действующая на участок трубы, a – амплитуда колебаний равная двум виброперемещениям)

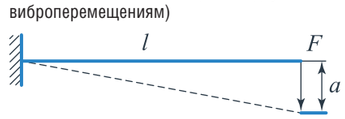


РИСУНОК 10. График зависимости предела выносливости от частоты

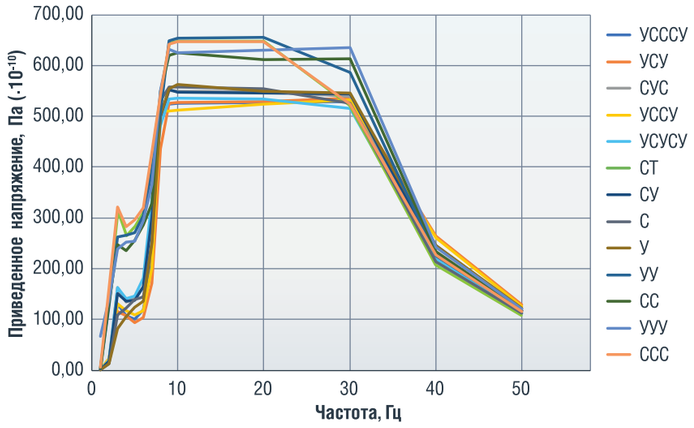
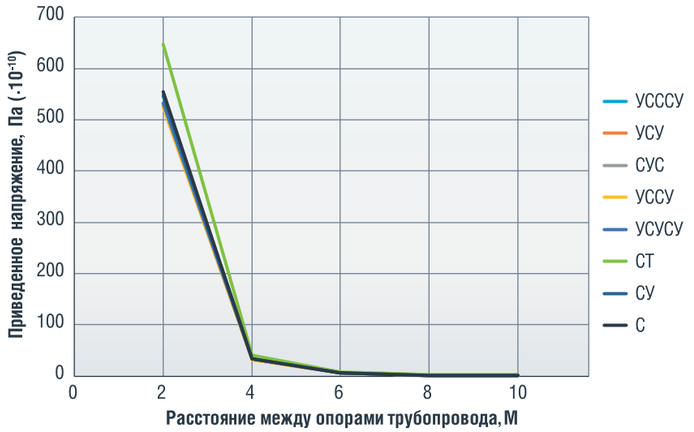


РИСУНОК 11. График зависимости приведенных напряжений различных образцов при частоте колебаний 20 Гц от длины трубопровода (балки)



Найдем предел выносливости согласно формуле (5):

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \text{ (Па)} \qquad (5)$$

где σ_m – среднее напряжение, σ_{max} – пиковое напряжение в верхней точке амплитуды, σ_{min} – пиковое напряжение в нижней точке амплитуды.

Воспользуемся формулой Марковца для вычисления приведенного напряжения:

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{а}} + 0,33 \times \sigma_m \text{ (Па)} \qquad (6)$$

где $\sigma_{пр}$ – приведенное напряжение, $\sigma_{\text{а}}$ – амплитудное напряжение, σ_m – среднее напряжение.

На рисунке 10 представлен график полученных значений предела выносливости в зависимости от частоты колебаний (в диапазоне от 1 до 50 Гц).

Анализ графика позволяет прийти к выводу, что комбинированные композиционные материалы (применение образцов типа У и С) значительно превосходят стальной образец, а также цельные композиционные образцы по пределу выносливости.

Согласно полученным данным, можно выделить наиболее эффективные типы композиционных материалов в зависимости от диапазона частот:

- В диапазоне частот от 0 до 10 Гц наиболее эффективен композит типа УСУ.
- В диапазоне от 10 до 20 Гц наиболее эффективен композит типа УССУ.
- В диапазоне от 20 до 30 Гц наиболее эффективен композит типа УССССУ.
- В диапазоне от 30 до 40 Гц наиболее эффективен образец из Стали 45.
- В диапазоне от 40 до 50 Гц наиболее эффективен образец из Стали 45.
- В диапазоне от 50 до 300 Гц результаты расчета приведенных напряжений отличаются на величину погрешности измерений.

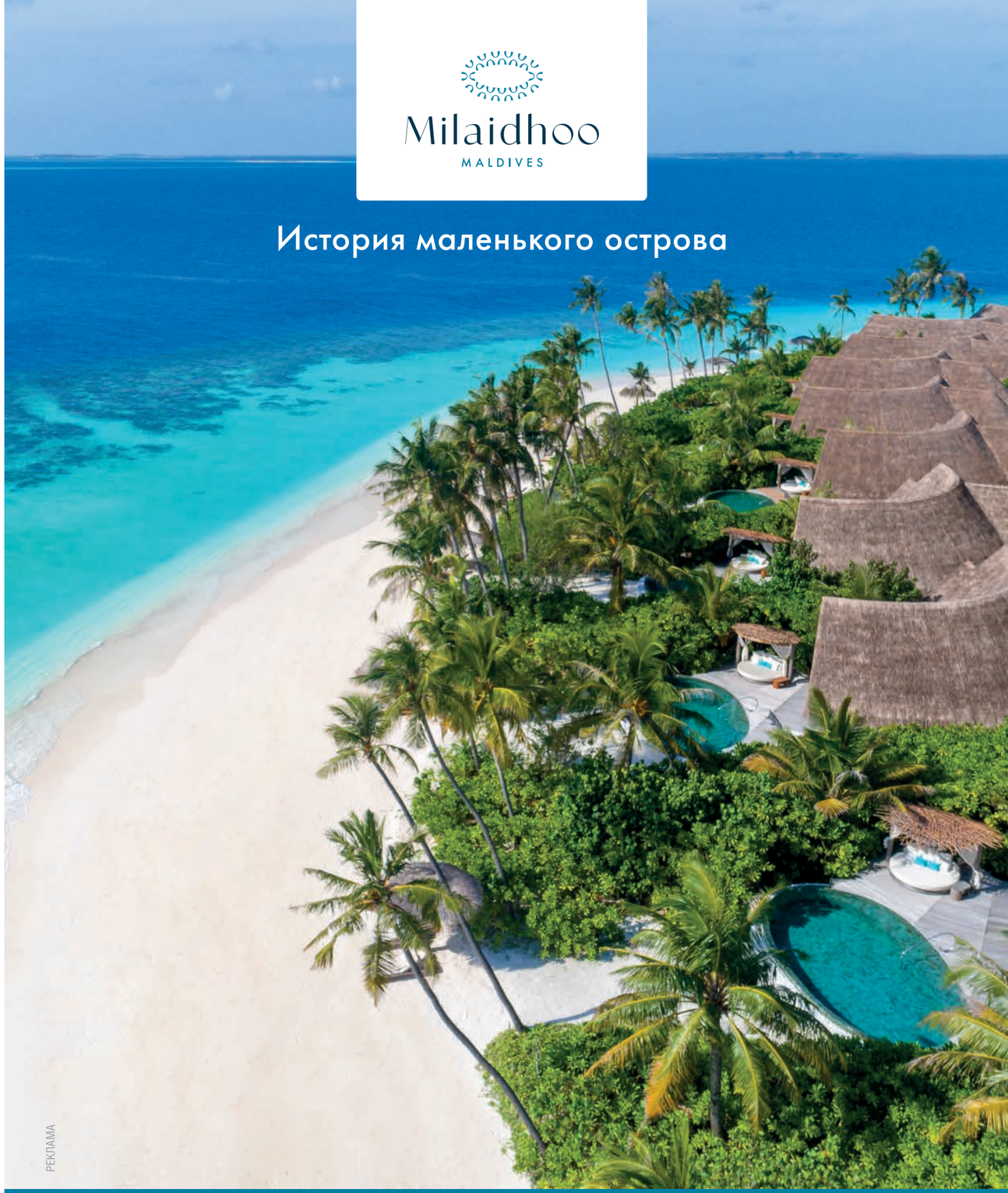
Рассмотрим эффективность комбинированных образцов в зависимости от длины трубопровода (балки) l, приняв частоту колебаний равную 20 Гц, как наиболее распространенную (рис. 11).

Полученные данные позволяют сделать вывод, что при использовании комбинированных композиционных образцов взамен стальных предел выносливости для трубы увеличивается на 25 % при расстоянии между опорами от 2 до 4 метров, что говорит об эффективности применения композиционных материалов при данном межопорном промежутке. Наиболее эффективной применяемой конфигурацией является образец УССУ. ●

Литература

1. *Куликов, В. Предотвращать, а не ликвидировать последствия // Мировая энергетика. – 2008. – № 2. – С. 20–21.*
2. *Гаврилюк Ю.А., Агафонов А.А., Миллер В.К. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» выпуск 34 – 2014. С. 92.*
3. *Батаев А.А., Композиционные материалы. Строение, получение, применение: учебник / А.А. Батаев, В.А. Батаев. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2002. – 383 с.*
4. *Сопротивление материалов / В.А. Лукьянов, А.Г. Молчанов, В.Г. Пирожков [и др.]. Том Часть 1. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2006. – 123 с.*
5. *Изучение угла поворота слоя-матрицы в неметаллических композитах при изготовлении труб и резервуаров для сжиженного природного газа / А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов, Д.А. Корниенко, А.Н. Галанский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 214–222.*
6. *Метод неразрушающего контроля линейной части труб малого диаметра, осуществляемый путем оценки собственных низкочастотных вибраций / Ю.С. Дубинов, Ф.С. Кербников, С.А. Савельева, А.А. Березняков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 4 (130). – С. 52–58.*

KEYWORDS: *pipeline transport, vibrations in composites, vibrations in pipes, pipelines made of composites.*



Где-то посреди Индийского океана есть крошечный тропический остров, окруженный белоснежным песком, бирюзовыми лагунами и невероятным коралловым рифом. Эта точка на карте настолько уникальна, что взята под защиту ЮНЕСКО. Остров называется Milaidhoo, и сейчас самое время его посетить. Вперед!

+960 660 77 88 www.milaidhoo.com welcome@milaidhoo.com

Neftegaz.RU
номер 8/2023 г.

УДК 622.692.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ морских нефтеналивных терминалов

Пшенин Владимир Викторович
доцент кафедры Транспорта и хранения нефти и газа, к.т.н.

Нагорнов Дмитрий Олегович
доцент кафедры Геоэкологии, к.т.н.

Густов Вадим Сергеевич
аспирант кафедры Транспорта и хранения нефти и газа

Кочнев Антон Денисович
специалист кафедры Электронных систем

Санкт-Петербургский горный университет

МОРСКАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ СПОСОБОВ ДОСТАВКИ ИХ КОНЕЧНЫМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ. В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ МОРСКИЕ МАРШРУТЫ ПРИОБРЕТАЮТ ОСОБУЮ ВАЖНОСТЬ, ПРЕДОСТАВЛЯЯ УНИКАЛЬНУЮ ВОЗМОЖНОСТЬ ВАРЬИРОВАТЬ НАПРАВЛЕНИЯ И УСЛОВИЯ ПОСТАВОК И ОБЕСПЕЧИВАТЬ КОММЕРЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, УЧИТЫВАЯ ГЕОПОЛИТИЧЕСКУЮ ОБСТАНОВКУ. РАЗВИТИЕ ПОРТОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, В Т.Ч. ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ ПОВЫСИТЬ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ, СНИЗИТЬ ВЫБРОСЫ, ЯВЛЯЕТСЯ ОЧЕВИДНЫМ ПРИОРИТЕТОМ КРУПНЫХ ПОРТОВ. В ЦЕЛЯХ СНИЖЕНИЯ ЭМИССИИ ЛЕТУЧИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ОПЕРАЦИЯХ ПОГРУЗКИ НАЛИВНЫХ ГРУЗОВ В ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПОРТАХ АКТИВНО ВНЕДРЯЮТСЯ И ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ УСТАНОВКИ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ. ПОСКОЛЬКУ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ВНЕДРЕНИЕ ПОДОБНЫХ УСТАНОВОК НАЧАЛОСЬ С НЕКОТОРОЙ ЗАДЕРЖКОЙ, ТО В ПРАКТИКЕ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЕЩЕ НЕ СЛОЖИЛОСЬ УСТОЙЧИВЫХ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ. В РАБОТЕ АВТОРЫ ОПИСЫВАЮТ СВОЕ ВИДЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ С ТЕХНОЛОГИЯМИ УЛАВЛИВАНИЯ ПАРОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ИНФРАСТРУКТУРЕ МОРСКИХ ТЕРМИНАЛОВ. ДАНА ОЦЕНКА ИХ ПРИМЕНИМОСТИ НА ПРАКТИКЕ И СДЕЛАН РЯД ВАЖНЫХ ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ, СПОСОБНЫХ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТГРУЗКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЧАСТИ СОКРАЩЕНИЯ ИХ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЯ

OFFSHORE TRANSPORTATION OF OIL AND OIL PRODUCTS IS ONE OF THE MOST IMPORTANT LINKS IN THE CHAIN OF DELIVERY TO END CONSUMERS. IN THE CONTEXT OF SANCTIONS PRESSURE, SEA ROUTES ARE OF PARTICULAR IMPORTANCE, AS THEY OFFER A UNIQUE OPPORTUNITY TO VARY SUPPLY DIRECTIONS AND CONDITIONS AND ENSURE NOT ONLY COMMERCIAL EFFICIENCY, BUT ALSO TAKE INTO ACCOUNT THE GEOPOLITICAL SITUATION. THE DEVELOPMENT OF PORT INFRASTRUCTURE, INCLUDING THAT WHICH ALLOWS TO INCREASE THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF OPERATIONS, REDUCE EMISSIONS, AND IMPROVE SAFETY IS AN OBVIOUS PRIORITY FOR THE DEVELOPMENT OF ALL MAJOR PORTS. IN ORDER TO REDUCE THE EMISSION OF VOLATILE HYDROCARBONS DURING LIQUID CARGO LOADING OPERATIONS, VAPOR RECOVERY UNITS (VRU) ARE BEING ACTIVELY INTRODUCED AND OPERATED IN DOMESTIC PORTS. SINCE IN THE RUSSIAN FEDERATION THE INTRODUCTION OF SUCH UNITS BEGAN WITH SOME DELAY, THE PRACTICE OF THEIR USE HAS NOT YET DEVELOPED SUSTAINABLE EFFECTIVE SOLUTIONS. THE PAPER PRESENTS THE MAIN RESULTS OF THE AUTHORS' UNDERSTANDING OF THE CURRENT SITUATION WITH VAPOR RECOVERY TECHNOLOGIES AS APPLIED TO THE INFRASTRUCTURE OF MARINE TERMINALS. THEIR APPLICABILITY IN PRACTICE IS ASSESSED AND A NUMBER OF IMPORTANT PRACTICAL RECOMMENDATIONS ARE MADE, WHICH CAN INCREASE THE EFFICIENCY OF OIL AND OIL PRODUCTS SHIPMENT IN TERMS OF REDUCING THEIR LOSSES FROM VAPORIZATION

Ключевые слова: *танкер, потери от испарения, морской нефтеналивной терминал, установка рекуперации паров (УРП).*

Сокращение эмиссии летучих органических соединений (далее – ЛОС), образующихся в процессе операции погрузки танкера, – это прежде всего экономия ценного ресурса, а не только дань модной экологической повестке. Среди крупных нефтяных компаний, активно внедряющих системы рекуперации паров, в качестве лидеров отрасли можно выделить ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Транснефть», ПАО «Лукойл» и др. Мелкие компании также постепенно начинают внедрять подобные установки, причем не только на морских терминалах, но и на нефтебазах, ж/д эстакадах, автозаправочных станциях.

В отечественной практике установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов (далее – УРП), как правило, являются проблемными. Об этом свидетельствует накопленный опыт крупных нефтяных компаний. Это обусловлено высокими затратами на закупку оборудования (в большинстве случаев иностранного), низкими штрафами за выброс, а также непрозрачностью конкурирующих технологий и сложностями при их коммерческой оценке. Таким образом, эти проекты не обладают инвестиционной привлекательностью. Вместе с тем ведущим экспертам отрасли приходит понимание того факта, что реализация экологических мероприятий может носить не только имиджевый эффект заботы об экологичности производств, но при определенных обстоятельствах позволяет получать прибыль от инвестиционного проекта.

Существует несколько основных способов улавливания паров: адсорбционный, абсорбционный, конденсационный, мембранный.

ФАКТЫ

140 г/м³

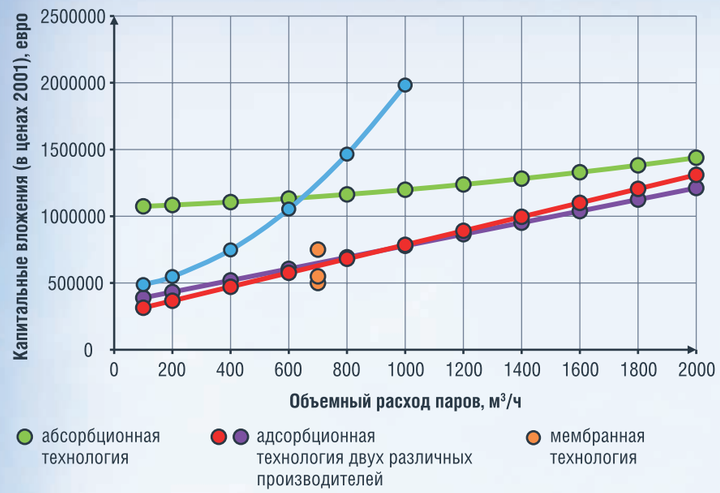
и выше составил зафиксированный уровень выбросов с момента пробного пуска УРП при нагрузке ряда танкеров

Остальные способы рассматривать в настоящей статье не имеет смысла в силу того, что на практике они применяются редко или находятся в стадии опытной эксплуатации. В качестве дополнения важно упомянуть, что сжигание на факеле не рассматривается, поскольку этот способ не может быть в полном смысле считаться улавливанием.

Первичный опыт эксплуатации установок рекуперации паров в портах Российской Федерации носит крайне противоречивый характер: при крупных капитальных вложениях и потребности в дорогостоящем ремонте, дооснащении или замене адсорбента, адсорбционные установки, как правило, были неэффективными. Так, например, на начальном этапе опыт эксплуатации УРП производства CarboVac в нефтеналивном порту Козьмино показал следующее [1]:

- УРП не обеспечивает требуемый уровень допустимого выброса паров (не более 10 г/м³);

РИСУНОК 1. Зависимость капитальных вложений от расхода паров



- с момента пробного пуска УРП при нагрузке ряда танкеров был зафиксирован уровень выбросов 140 г/м³ и выше;
- химический анализ использованного в УРП активированного угля показал, что он поражен продуктами окисления и сажей, в результате чего его адсорбирующие свойства существенно снизились;
- отмечались многочисленные отказы оборудования УРП, средств измерений, сбои систем автоматики.

В то же время было показано, что безаварийная эксплуатация УРП возможна, в т.ч. в суровых условиях побережья Дальнего Востока и, что самое важное, имеет определенный резерв по повышению их эксплуатационной эффективности путем проведения дооснащения и научно-обоснованного управления их работой [2].

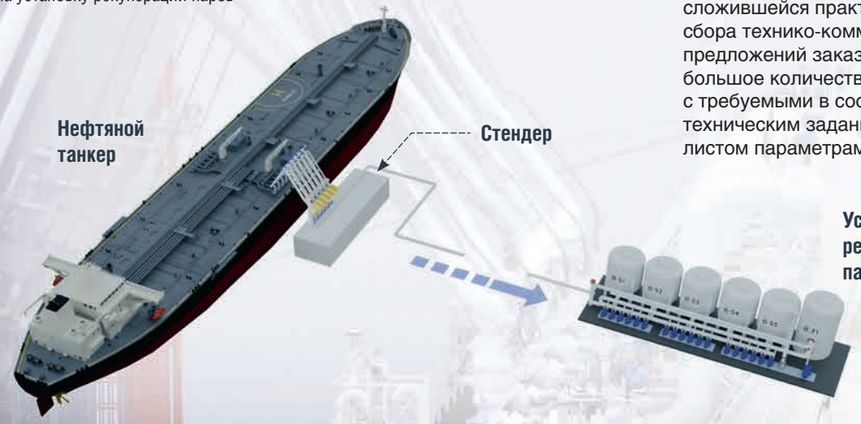
ФАКТЫ

15000

м³/ч

может составлять объемный расход паров для крупных морских терминалов

РИСУНОК 2. Принципиальная схема подачи паров по трубопроводу отвода газовой фазы на установку рекуперации паров



Еще в 2001 году в отчете по заказу Еврокомиссии [3] была дана оценка эффективности технологий рекуперации паров (см. рисунок 1). Несмотря на существенное изменение ценовой конъектуры и геополитических аспектов за 20 лет, принципиальных изменений по сей день не произошло.

Из рисунка 1 видно, что данный график больше применим для ж/д эстакад, чем для морских терминалов, поскольку для крупных морских терминалов объемный расход паров может составлять 10000…15000 м³/ч. Однако, очевидно, что мембранная технология совершенно не подходит для таких целей, а стоимость конденсационной возрастает по степенному закону, что ставит рациональность ее применения под сомнение. Последнее утверждение весьма спорно, поскольку в результате наблюдения авторами фактических режимов работы конденсационной установки [4] наблюдалась ее сравнительно высокая эффективность, но при определенных условиях. Подводя итог краткому обзору технологий, можно заключить, что фактически двумя конкурирующими технологиями являются адсорбционная и абсорбционная.

В работе [5] предлагается подход сравнения конкурирующих технологий на основе чистого дисконтированного дохода – ЧДД (примечание: в западной практике *NPV – Net present value*). Данный подход соответствует действующим в компаниях рекомендациям по оценке экономической эффективности проектов. В соответствии со сложившейся практикой после сбора технико-коммерческих предложений заказчик получает большое количество документов с требуемыми в соответствии с техническим заданием и опросным листом параметрами.

Однако, по сути, заказчик не имеет возможности оценить достоверность представленных ТКП, а также не может в полной мере учесть все риски, которые могут возникнуть на этапе эксплуатации. Оценка этих рисков либо сильно затруднена, либо невозможна в принципе. В этой связи авторы полагают, что оценка ТКП исключительно по экономическим параметрам, даже с учетом выявления скрытых факторов и, что маловероятно, корректной оценки рисков, не является универсальным способом выбора систем рекуперации паров.

В связи с этим для случая внедрения установки в действующую инфраструктуру терминала рекомендуется предусмотреть этап получения мотивированного отчета по предпроектному обследованию, в т.ч. содержащего научно-обоснованные выводы и рекомендации, выполненному квалифицированными экспертами. Кроме того, рекомендуется в рамках договорных обязательств четко определить критерии и способы проверки параметров работы УРП.

Рассмотрим принципиальную схему вытеснения паров из танкера во время операции погрузки (см. рисунок 2). Образующиеся пары вытесняются через стендер отвода газовой фазы (или рукав) по трубопроводу отвода газовой фазы к установке рекуперации паров.

Примерный объем паров можно оценить через коэффициент превышения (отношение величины фактически вытесненного объема паров по сравнению с общим объемом внутреннего пространства танкера). Данный коэффициент нелинейно меняется в процессе операции погрузки. Несмотря на это, зачастую принято использовать среднеинтегральное значение, которое составляет 1,25 (в т.ч. по оценкам морских терминалов в США и ряда рекомендаций).

Общий объем газовоздушной смеси определяется как

$$V_{ГВС} = \int_0^1 Q_{ГВС} \cdot d\tau = Q_з \int_0^1 K_п \cdot d\tau, \quad (1)$$

где $Q_{ГВС}$ – объемный расход газовой фазы;

$Q_з$ – объемный расход закачки нефти/нефтепродукта (т.н. «рейт»),

τ – безразмерное время погрузки (доля от общей продолжительности).

Общий объем вытесненных паров (оценка по верхней границе) составит [6]

$$V_{ГВС} = V_{ГВС} \cdot (1 + \psi_н) = V_{ГВС} \cdot \left(1 + \frac{J_н \cdot F \cdot R \cdot T}{Q_з \cdot P_{атм}}\right), \quad (2)$$

где $P_{атм}$ – атмосферное давления;

R – газовая постоянная,

F – площадь зеркала нефтепродукта,

T – температура газовой фазы,

$J_н$ – начальное значение массоотдачи (условное),

$\psi_н$ – безразмерный параметр, учитывающий вклад испарения в вытеснение газовоздушной смеси.

На основе уравнений (1) и (2), по данным для танкеров класса Aframax, установлено, что за одну погрузку может испариться вплоть до 22,5 т нефти, что при эффективности работы УРП в 95% составит 21,4 т. К сожалению, фактическая эффективность работы УРП крайне далека от этих значений и составляет порядка 70…80%. Виной этому большой перечень эксплуатационных проблем. Приведем основные для адсорбционных УРП, как наиболее распространенных:

ФАКТЫ

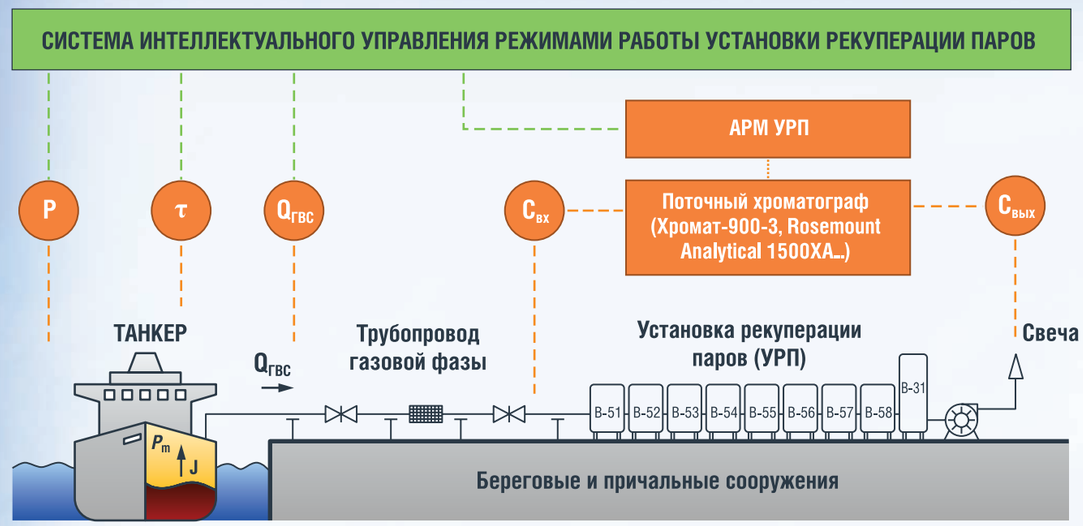
До 22,5 т

нефти может испариться за одну погрузку, что при эффективности работы УРП в 95% составит 21,4 т

- требуется дорогостоящая замена активированного угля (адсорбента), а вопрос его длительной службы или регенерации по-прежнему остается открытым;
- не решен вопрос учета уловленного продукта;
- существующая система контроля содержания ЛОС на выходе, состоящая из газоанализатора не предназначена для измерения пиковых концентраций в процессе погрузки, к тому же алгоритм расчета заказчику, как правило, не предоставляется;
- газодувка настроена только на преодоление сопротивлений внутри обвязки УРП, включая адсорберы, а при протяженных трубопроводах отвода газовой фазы основная часть гидравлических сопротивлений приходится на них;
- система переключения режимов работы адсорберов нуждается в оптимизации при большом числе адсорберов;
- продолжительность работы адсорберов в одном цикле должна быть не жестко заданной, а управляться системой автоматики;
- энергозатраты на вакуумирование являются неоправданно завышенными;
- не решен вопрос о допустимости улавливания применяемыми адсорбентами паров иных наливных грузов (метанол и др.);
- отсутствие систем измерения расхода на каждую фазу.

Основываясь на выявленном перечне проблем, можно заключить, что перспективными вопросами для разработки установок рекуперации паров являются вопросы импортозамещения, создание конкурентноспособных отечественных аналогов с учетом технологических аспектов.
В качестве предложения по совершенствованию данных систем выдвигаются следующие положения:

РИСУНОК 3. Принципиальная схема подачи паров по трубопроводу отвода газовой фазы на установку рекуперации паров



- необходимость создания маломасштабного экспериментального стенда с целью повышения эффективности и независимой оценки конкурирующих технологий;
- разработка системы управления режимами работы УРП (см. рисунок 3).

Представленный вариант системы позволяет оптимизировать процесс управления режимами работы УРП за счет рационального переключения адсорберов (концентрация на входе и выходе измеряется поточным хроматографом) и снижения энергопотребления вакуумных насосов (до 30 %).

Выводы

Развитие и внедрение установок рекуперации паров на нефтеналивных морских терминалах происходит повсеместно, однако эффективность их работы оставляет желать лучшего, что подтверждается опытом их эксплуатации и мнениями ведущих экспертов отрасли. Отечественная промышленность должна сфокусироваться на разработке и совершенствовании коммерчески и технологически эффективных аналогов, при этом соблюдая фундаментальную этапность проведения работ: начиная с научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ и заканчивая разработкой актуальной нормативной базы. Определенная часть этой работы уже проделана, но достаточное свободное поле для конкурентных решений сохраняется.

При выполнении исследований по улавливанию паров следует опираться на экспериментально подтвержденные результаты, что обуславливает необходимость создания маломасштабного стенда по исследованию адсорбции в условиях, приближенных к реальным. Это также позволит изучить способность наиболее распространенных технологий на других продуктах, перевозимых судами танкерного флота. Внедрение систем управления процессом отвода паров позволит в будущем существенно повысить энергоэффективность установок рекуперации паров. ●

ФАКТЫ

До 30 %

снижается энергопотребление вакуумных насосов при использовании представленной системы оптимизации управления режимами работы УРП

Литература

1. *Коршак А.А. Влияние эксплуатационных факторов на работу адсорбционных установок рекуперации паров нефти / А.А. Коршак, Н.А. Выходцева, М.Т. Гайсин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 5. – С. 550–557. – DOI 10.28999/2541-9595-2019-9-5-550-557.*
2. *Коршак А.А. Методология выбора оптимального режима работы адсорберов при улавливании паров нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак, А.А. Коршак, М.Т. Гайсин // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 140–143. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-8-140-143.*
3. *Measures to Reduce Emissions of VOCs during Loading and Unloading of Ships in the EU / A report produced for the European Commission, Directorate General – Environment Howard J Rudd & Nikolas A Hill, 2001.*
4. *Пшенин В.В. Опыт эксплуатации установки рекуперации паров конденсационного типа / В.В. Пшенин, Д.О. Нагорнов, В.С. Густов, А.В. Борисов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 1(83). – С. 4–9.*
5. *Коршак А.А. Оценка области применения установок рекуперации паров нефтепродуктов по зарубежным данным / А.А. Коршак, А.А. Коршак, А.В. Захарченко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13, № 3. – С. 252–260.*
6. *Пшенин В.В. Определение общего объема вытесненной газовоздушной смеси за одну операцию погрузки танкера / В.В. Пшенин, Г.С. Закирова, А.А. Антонов, А.А. Скоробогатов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 5(139). – С. 122–128. – DOI 10.17122/ntj-oil-2022-5-122-128.*

KEYWORDS: *tanker, evaporative losses, marine oil loading terminal, vapor recovery units (VRU).*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Ирак не будет продавать нефть Индии со скидкой

«Наши законы не позволяют нам предлагать какие-либо специальные цены. Мы можем продавать сырую нефть только по существующим рыночным ценам», – заявил в августе 2013 г. вице-премьер Ирака Х.аль-Шахристани. Это заявление может опечалить Индию, которая импортирует около 20 млн т в год сырой нефти из Ирака.

• Комментарий Neftegaz.RU

Переориентация экспортных потоков российской нефти и сосредоточение поставок на восточном направлении привели к перераспределению рыночных долей. Так как индийские нефтепереработчики продолжали покупать российские сорта со скидкой и увеличили закупки западноафриканской нефти, поставки иракской нефти в конце 2022 года сократились до минимального уровня за предшествующие 20 месяцев.

Такие изменения заставили поступиться принципом и все-таки пойти на существенные уступки: в июне 2023 г.

Ирак продавал Индии нефть со скидкой, которая делала иракскую нефть на 9 долларов дешевле российской.

Строительство нефтепровода Куюмба – Тайшет начнется в ноябре

В августе 2013 г. в Транснефти заявили, что в ноябре компания намерена начать строительство магистрального нефтепровода Куюмба–Тайшет. Ввод в эксплуатацию намечен на 2016 год. Нефтепровод позволит транспортировать нефть от Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений до трубопроводной системы ВСТО.

• Комментарий Neftegaz.RU

17 декабря 2013 г. в Красноярском крае прошла церемония начала строительства нефтепровода Куюмба–Тайшет. В 2016 г. Транснефть завершила первый этап строительства МГП. Мощность нефтепровода в рамках первого этапа составила 8,6 млн тонн в год.

В марте 2017 г. начались поставки товарной нефти в МНП Восточная Сибирь – Тихий океан. Ввод в эксплуатацию МНП Куюмба–Тайшет позволил начать промышленное освоение Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений. На полную мощность в 15 млн тонн нефтепровод должен выйти в конце 2023 года.

Представители НПЗ требуют разрешить экспорт казахстанских нефтепродуктов

7 августа 2013 г. было опубликовано Постановление, подписанное премьер-министром Казахстана С. Ахметовым, о запрете на экспорт нефтепродуктов. Представители НПЗ требуют разрешить экспорт. По мнению специалистов, это приведет к затовариванию нефтебаз и ухудшит положение НПЗ.

• Комментарий Neftegaz.RU

По разным причинам эта мера стала своеобразной традицией. Подобные ограничения вводились на полгода в ноябре 2019 г. Новые ограничения в мае 2021 г., как отмечалось вводятся для предотвращения дефицита нефтепродуктов на внутреннем рынке. В ноябре 2021 г. Минэнерго Казахстана заявляло, что цены на бензин и дизельное топливо в стране сложились ниже, чем в соседних Узбекистане, Киргизии и России, из-за этого в приграничных регионах фиксировались случаи «вымывания» ГСМ большим потоком транзитного транспорта, что привело к новому запрету. 21 мая 2022 г. министр энергетики республики Б. Акчулаков допускал возможность отказа от запрета в 2023 г., но в январе 2023 г. Казахстан ввел очередное полугодовое эмбарго. ●

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ НА ЧАСТОТЫ СВОБОДНЫХ КОЛЕБАНИЙ

надземных участков трубопроводов

Черенцов Дмитрий Андреевич
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский индустриальный университет, к.т.н.

Пирогов Сергей Петрович
профессор кафедры «Прикладная механика», Тюменский индустриальный университет, профессор кафедры «Лесное хозяйство, деревообработка и прикладная механика», Государственный аграрный университет Северного Зауралья, д.т.н.

УДК 621.64

НАДЗЕМНЫЕ УЧАСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ В ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПОДВЕРГАЮТСЯ КОЛЕБАНИЯМ, АМПЛИТУДЫ КОЛЕБАНИЙ, ПРЕВЫШАЮЩИЕ ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ, МОГУТ ПРИВЕСТИ К РАЗРУШЕНИЮ ТРУБОПРОВОДА. ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ, НЕОБХОДИМО ПРОВОДИТЬ РАСЧЕТЫ ВИБРАЦИИ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЧАСТОТ СВОБОДНЫХ КОЛЕБАНИЙ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ СТЕРЖНЕВОЙ ТЕОРИИ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ УЧЕСТЬ ДАВЛЕНИЕ И СКОРОСТЬ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ. С ПОМОЩЬЮ ДАННОЙ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНО ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ НА ЧАСТОТЫ СВОБОДНЫХ КОЛЕБАНИЙ

ABOVEGROUND SECTIONS OF PIPELINES ARE SUBJECT TO FLUCTUATIONS UNDER CERTAIN CONDITIONS, IF THE AMPLITUDES OF THESE FLUCTUATIONS EXCEED THE LIMIT VALUES, THE PIPELINE MAY COLLAPSE. IN ORDER TO ENSURE SAFETY AND IMPROVE WORK EFFICIENCY, IT IS NECESSARY TO CARRY OUT CALCULATIONS ON THE VIBRATION OF ABOVEGROUND PIPELINES. THE ARTICLE PRESENTS A MATHEMATICAL MODEL FOR DETERMINING THE FREQUENCIES OF FREE OSCILLATIONS OF ABOVEGROUND PIPELINES BASED ON THE ROD THEORY, WHICH ALLOWS TAKING INTO ACCOUNT THE PRESSURE AND VELOCITY OF THE INCOMPRESSIBLE FLUID BEING PUMPED. WITH THE HELP OF THIS MODEL, THE INFLUENCE OF THE PARAMETERS OF THE PUMPED LIQUID ON THE FREQUENCIES OF FREE OSCILLATIONS IS DETERMINED

Ключевые слова: *частоты свободных колебаний, собственные частоты, надземный трубопровод, несжимаемая жидкость, математическая модель, численные методы.*

Практика показывает, что надземные участки трубопроводов в определенных условиях могут подвергаться интенсивным колебаниям. Если амплитуды этих колебаний превышают предельные значения, это может привести к разрушению объекта. Для обеспечения безопасности и повышения эффективности работы необходимо проводить расчеты вибрационных характеристик надземных трубопроводов в соответствии с требованиями, изложенными в [1]. Чтобы оценить устойчивость трубопроводов к вибрациям и найти наиболее эффективные методы предотвращения резонансных колебаний, необходимо определить собственные частоты колебаний и характеристики колебательных процессов.

Исследованиям влияния внутреннего давления и скорости перекачиваемой жидкости посвящены работы [2–12]. В работе [13] получена математическая модель для определения частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость.

Для анализа колебаний трубопровода его можно представить в виде прямого стержня, для описания поперечных деформаций стержня при воздействии продольных усилий используется соответствующее дифференциальное уравнение поперечных деформаций стержня при воздействии продольных усилий [14]:

$$\left(\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}}+\rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}}\right)\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}+\frac{\partial^2}{\partial x^2}\left(EJ\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}\right)-F\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}=0, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{тр}}$, $\rho_{\text{ж}}$ – плотности материала трубопровода и перекачиваемой жидкости, $S_{\text{тр}}$, $S_{\text{ж}}$ – площади сечения трубопровода и жидкости, E – модуль упругости материала трубопровода, J – момент инерции сечения трубопровода, F – растягивающие усилия, w – смещение оси трубопровода в поперечном направлении.

Растягивающее усилие может быть представлено в виде суммы составляющих:

$$F=\left(\mu\sigma_{\text{кц}}-\alpha E\Delta t+\sigma_{\text{пр}}\right)S_{\text{тр}}, \quad (2)$$

где μ – коэффициент Пуассона материала трубы, α – коэффициент линейного расширения материалы трубы, Δt – температурный перепад, $\sigma_{\text{пр}}$ – дополнительные напряжения в продольном направлении, $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, возникающие в стенках трубопровода, определяются как: $P_x d_{вн}/2\delta$, P_x – давление, $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, δ – толщина стенки трубопровода.

При подстановке (2) в (1) и пренебрегая температурным расширением и дополнительной деформацией в продольном направлении, получим уравнение, описывающее колебания трубопровода с учетом внутреннего давления, которое будет иметь вид:

$$\left(\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}}+\rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}}\right)\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}+\frac{\partial^2}{\partial x^2}\left(EJ\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}\right)-P_x\left(\mu\frac{S_{\text{тр}}d_{\text{вн}}}{2\delta}\right)\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}=0. \quad (3)$$

Скорость перекачиваемой несжимаемой жидкости характеризует снижение начального давления по длине трубопровода и учитывается при расчете градиента давления при расчете давления в каждой точке сечения – P_x.

Так уравнение (3) вместе с граничными условиями представляет собой математическую модель для определения частот свободных колебаний надземных трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость. Решение может быть получено с помощью численного метода Бубнова-Галеркина [13].

Полученная математическая модель позволяет оценить влияние характеристик перекачиваемой жидкости (плотности – $\rho_{\text{ж}}$ и давления – P_x) для надземного участка с характеристиками: диаметр – 219 мм, толщина стенки – 7 мм, длина пролета – 9,9 м. Результаты оценки представлены на рисунках 1 и 2.

Анализ результатов показал, что при увеличении плотности перекачиваемой жидкости частота свободных колебаний снижается, так как увеличивается общая масса системы. При увеличении внутреннего давления, наоборот, частота свободных колебаний возрастает, поскольку увеличивается жесткость системы. Таким образом, увеличение давления при увеличении плотности перекачиваемой жидкости может скомпенсировать изменение частоты свободных колебаний, и она останется в том же диапазоне значений. ●

РИСУНОК 1. Оценка влияния плотности жидкости

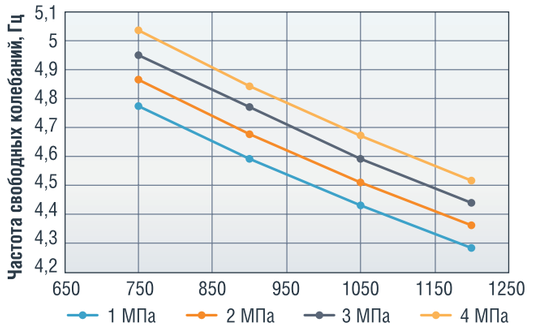
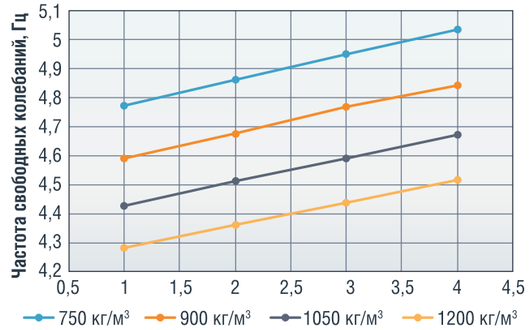


РИСУНОК 2. Оценка влияния внутреннего давления



Авторы выражают признательность за поддержку Национальному проекту «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, грант № FEWN-2021-0012.

Литература

1. *СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов: нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр: дата введения 2006-11-27 / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 72 с.*
2. *Феодосьев В.И. О колебаниях и устойчивости трубы при протекании через нее жидкости / В.И. Феодосьев. – Инж. сборник. – 1952. – т. 10. – С. 169–170.*
3. *Ефимов А.А. Свободные колебания подводных нефтепроводов / А.А. Ефимов. – Известия вузов. Нефть и газа. – 2008. – № 1. – С. 49–56.*
4. *Ильин В.П. Исследование свободных колебания кривой трубы с потоком жидкости / В.П. Ильин, В.Г. Соколов. – Изд. Сарат. ГТУ, «Успехи строительной механики и теории сооружений» / Сб. трудов СГТУ и РААСН. – 2010. – С. 88–93.*
5. *Соколов В.Г. Уравнения движения криволинейного участка трубопровода с потоком жидкости / В.Г. Соколов, А.В. Березнев. – Изв. вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 76–80.*
6. *Соколов В.Г. Решение задачи о свободных колебаниях криволинейных участков трубопроводов с протекающей жидкостью / В.Г. Соколов, А.В. Березнев. – Изв. вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 1. – С. 80–84.*
7. *Зарипов Д.М. Нелинейные колебания трубопровода под действием внутреннего ударного давления жидкости / Д.М. Зарипов. – Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. Вып. 11. Уфа: Гилем. 2016. С. 136–140.*
8. *Миронов М.А. Вынужденные колебания трубы с потоком жидкости / М.А. Миронов, П.А. Пятаков, А.А. Андреев. – Акустический журнал. 2010. Т. 56. № 5. С. 684–692.*
9. *Шакирьянов М.М. Пространственные хаотические колебания трубопровода в сплошной среде под действием переменного внутреннего давления / М.М. Шакирьянов. – Известия Уфимского научного центра РАН. 2016. № 4. С. 35–47.*
10. *Ганиев Р.Ф. Пространственные непериодические колебания трубопровода под действием переменного внутреннего давления / Р.Ф. Ганиев, М.А. Ильгамов, А.Г. Хакимов, М. М. Шакирьянов. – Проблемы машиностроения и надежности машин. 2017. № 2. С. 3–12.*
11. *Черенцов Д.А. Математическая модель манометрической пружины в вязкой среде / Д.А. Черенцов, С.П. Пирогов, С.М. Дорофеев. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2014. № 7. С. 234–241.*
12. *Чуба А.Ю. Определение собственных частот колебаний изогнутых труб некругового поперечного сечения / А.Ю Чуба., Н.И Смолин, С.П. Пирогов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2007. № 1 (61). С. 77–82.*
13. *Черенцов Д.А. Определение частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость / Д.А. Черенцов, С.П.Пирогов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2023. № 3. С. 84–94.*
14. *Черенцов Д.А. Уравнения математической физики в задачах трубопроводного транспорта нефти и газа: учебное пособие / Д.А. Черенцов, С.П. Пирогов, К.С. Воронин, 2019. – 96 с.*

Keywords: *frequencies of free oscillations, natural frequencies, elevated pipeline, incompressible fluid, mathematical model, numerical methods.*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРАЦИЙ И ИХ ГАШЕНИЯ

в современных металлах и сплавах

Дубинов Юрий Сергеевич
доцент кафедры металловедения и неметаллических материалов, к.т.н.

Дубинова Ольга Богдановна
ассистент кафедры металловедения и неметаллических материалов

Танасенко Максим Сергеевич
ассистент кафедры металловедения и неметаллических материалов

Дудкина Алина Николаевна
студент

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

РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ВО МНОГОМ ЗАВИСИТ ОТ СПОСОБНОСТИ МЕТАЛЛОВ ПРОТИВОСТОЯТЬ МЕХАНИЧЕСКИМ И ТЕПЛОВЫМ НАГРУЗКАМ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЭНЕРГОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРЕДПОЛАГАЕТ ВСЕСТОРОННЕЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ. АВТОРЫ СТАТЬИ ВЫЯВЛЯЮТ ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ АКУСТИЧЕСКИМИ И МЕХАНИЧЕСКИМИ КОЛЕБАНИЯМИ, А ТАКЖЕ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТА АНАЛИЗИРУЮТ МАРКИ СТАЛИ (40ХН2МА, 01Ю5Т ИЛИ СПЛАВ NiTi), ИМЕЮЩИЕ ЛУЧШИЙ ЭФФЕКТ ГАШЕНИЯ ВИБРАЦИИ

THE PERFORMANCE OF EQUIPMENT LARGELY DEPENDS ON THE ABILITY OF METALS TO WITHSTAND MECHANICAL AND THERMAL LOADS. THE USE OF NEW PROMISING MATERIALS IN THE POWER ENGINEERING INDUSTRY IMPLIES A COMPREHENSIVE STUDY OF THEIR THERMAL AND MECHANICAL PROPERTIES. THE AUTHORS OF THE ARTICLE REVEAL THE RELATIONSHIP BETWEEN ACOUSTIC AND MECHANICAL VIBRATIONS, AND ALSO, ON THE BASIS OF THE EXPERIMENT, ANALYZE STEEL GRADES (40XH2MA, 01Ю5T OR NITI ALLOY) THAT HAVE THE BEST VIBRATION DAMPING EFFECT

Ключевые слова: *марки стали, механическая и тепловая нагрузка, акустические и механические колебания, теплофизические свойства стали, материалы для энергомашиностроительной отрасли.*

УДК 620.17

Перспективными методами оценки физико-механических параметров и структуры материалов являются акустические методы.

Современные ультразвуковые методы обладают большой универсальностью. С их помощью можно исследовать не только упругие свойства материалов [1], но и электронную структуру металлов и сплавов, сверхпроводимость, внутреннее трение, фазовые переходы первого и второго рода, структуру и свойства различных дефектов [2].

Все оборудование в нефтегазовой отрасли подвержено вибрациям, которые влияют на состояние скважин, пластов, а также на само оборудование, именно поэтому любые исследования, направленные на предотвращение влияния сторонних колебаний на конструкции, являются актуальными.

Оборудование, которое используется в нефтегазовой отрасли в основном изготавливается из типовых сталей, одним из таких материалов является 40ХН2МА. Однако данный материал не относится к высокодемпфирующим материалам, в отличие от, например, сплава NiTi, который хорошо известен. Ряд производителей начали выпуск стали 01Ю5Т, являющейся демпфирующей сталью с характеристиками, близкими к иностранным аналогам, но значительно дешевле.

Сталь 01Ю5Т по механическим свойствам практически копия стали 09Г2С и при этом обладает демпфирующими свойствами, этот материал относится к типу конструкционных, относительно коррозионностойких, хорошо сохраняет свои механические свойства в широком диапазоне.

Новизной работы является изучение областей применения демпфирующих материалов в нефтегазовом машиностроении для предотвращения возникновения случайных вибраций.

Звук – это колебательное движение частиц упругой среды, которое распространяется от источника звука в виде волн в различных средах. Твердые предметы, в частности металлы и сплавы, воздух, вода, – все это среды, в которых возникает звук.

Рассмотрим физику процесса. Звук в стали, как и в твердых телах в целом, распространяется совсем не так, как в газах и жидкостях. Объясняется это отличиями в строении веществ. Атомы твердого тела связаны между собой невидимыми электрическими силами. Все вместе они формируют кристаллическую решетку. Связи действуют, как пружинки. Если какой-то атом сдвигается, то с ним смещаются и другие.

Звук в твердом теле создают колебания частиц и их распространение по кристаллической решетке. Причем движения атомов упорядочены, имеют одну частоту и направление. Процесс становится возможен благодаря упругости, т.е. способности тела сопротивляться давлению. Это свойство и плотность определяют то, с какой скоростью распространяется звуковая волна. В металлах это происходит в десятки раз быстрее, чем в воздухе.

Поглощение звука в металлах зависит от величины $\omega\tau$, а также от отношения длины волны к длине пробега (λ/l) или (в случае $\lambda/l<<1$) от отношения λ/δ, где δ – глубина скин-слоя при частоте, равной частоте звука. Если $\omega\tau >>1$, то можно говорить об испускании и поглощении отдельных квантов. В случае $\omega\tau <<1$ звуковая волна играет роль внешнего поля, действующего на электроны.

Чтобы определить влияние колебаний на металлы, определимся, какие колебания возникают в процессе работы:

Механические колебания в упругих средах вызывают распространение в этих средах упругих волн, называемых акустическими колебаниями.

Акустические колебания – это волнообразные механические колебания частиц, распространяющиеся в упругих средах – газообразных, жидких и твердых. Образуются такие колебания от воздействия на эти среды какими-либо механическими колебательными системами. Простейшими акустическими колебаниями являются гармонические колебания синусоидальной формы. Они характеризуются интенсивностью, звуковым давлением, частотой и спектральным составом. Гармонические колебания возникают от воздействия на колебательную систему периодически изменяющейся внешней силы, которая восполняет потери энергии, потраченной на преодоление сил сопротивления среды. Вследствие такого пополнения вынужденные колебания являются незатухающими. Спектр акустических колебаний включает в себя несколько диапазонов.

Параметры, характеризующие акустические колебания (шум):

- Колебательная скорость v (м/с) – скорость колебания частиц воздуха относительно положения равновесия.
- Скорость распространения звука (скорость звука) c (м/с) – скорость распространения звуковой волны. При нормальных атмосферных условиях (температура 20 °С, давление 1034 гПа) скорость распространения звука в воздухе равна 344м/с.
- Звуковое давление p (Па) – разность между мгновенным значением полного давления и средним давлением, которое наблюдается в невозмущенной среде

$$p = v \cdot c, \qquad (1)$$

где p – плотность среды (кг/м³); p_c – называют удельным акустическим сопротивлением (Па·с/м), равное 410 Па·с/м для воздуха, $1{,}5 \cdot 10^6$ Па·с/м – для воды, $4{,}8 \cdot 10^7$ Па·с/м – для стали.

При распространении звука со скоростью звуковой волны происходит перенос энергии, которая характеризуется интенсивностью звука.

Интенсивность звука I (Вт/м²) – это энергия, переносимая звуковой волной в единицу времени, отнесенная к площади поверхности, через которую она распространяется.

$$I = \frac{p_2}{p_c}. \qquad (2)$$

Как и для вибрации и по тем же самым причинам, звуковое давление и интенсивность звука принято характеризовать их логарифмическими значениями – уровнями звукового давления и интенсивности звука.

Уровень звукового давления:

$$L_p = 10 \lg\left(\frac{p_2}{p_{20}}\right) = 20 \lg\left(\frac{p}{p_0}\right), \qquad (3)$$

где p – звуковое давление, Па; p_0 – пороговое звуковое давление равное $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Уровень интенсивности звука:

$$L_i = 10 \lg\left(\frac{I}{I_0}\right), \qquad (4)$$

где I – интенсивность звука, Па; I_0 – пороговая интенсивность звука, равная 10–12 Вт/м².

Шум определяют как совокупность звуков различной частоты и интенсивности, беспорядочно изменяющихся во времени. Для нормального существования, чтобы не ощущать себя изолированным от мира, человеку нужен шум в 10–20 дБ. Это шум листвы, парка или леса.

Окружающие человека шумы имеют разную интенсивность: разговорная речь – 50–60 дБ, автосирена – 100 дБ, шум двигателя легкового автомобиля – 80 дБ, громкая музыка – 70 дБ, шум от движения трамвая – 70–80 дБ, шум в обычной квартире – 30–40 дБ.

Источники шума многообразны. Это аэродинамичные шумы самолетов, рев дизелей, удары пневматического инструмента, колебания всевозможных конструкций, громкая музыка и многое другое.

Методы и средства защиты от шума

Для снижения шума в производственных помещениях применяют различные методы:

- снижение звуковой мощности источника шума (достигается снижением вибрации);
- рациональное размещение источника шума относительно рабочих мест и населенных зон с учетом направленности излучения звуковой энергии;
- акустическая обработка помещений (звукопоглощающими материалами);
- звукоизоляция (установка кожухов, экранов, кабинок, перегородок между источником шума и рабочим местом).

Механические колебания – периодически повторяющееся перемещение материальной точки, при котором она движется по какой-либо траектории поочередно в двух противоположных направлениях относительно положения устойчивого равновесия.

Механические колебания характеризуются:

- *амплитуда колебаний* – амплитудой называют максимальное смещение от положения равновесия.
- *период колебаний* – это время одного полного колебания. Можно сказать, что за период тело проходит путь в четыре амплитуды.
- *частота колебаний* – это величина, обратная периоду. Частота измеряется в герцах (Гц) и показывает, сколько полных колебаний совершается за одну секунду.

Вибрации

Разновидностью механических колебаний является вибрация – это малые механические колебания, возникающие в упругих телах под воздействием переменных сил, которые идеально уравновесить практически невозможно. Например, вибрация по земле распространяется в виде упругих волн и вызывает колебания зданий и сооружений.

Транспорт, все виды техники, имеющие движущиеся узлы, создают механические колебания. Увеличение быстродействия и мощности техники привело к резкому повышению уровня вибрации.

Так, электродвигатель передает на фундамент вибрацию, вызываемую неуравновешенным ротором. Идеально уравновесить элементы механизмов практически невозможно, поэтому в механизмах с вращающимися частями почти всегда возникает вибрация. Резонансная вибрация вагона возникает в результате близости частоты силы воздействия на стыках рельсов к собственной частоте вагона. Вибрация по земле распространяется в виде упругих волн и вызывает колебания зданий и сооружений.

Вибрация машин может приводить к нарушению функционирования техники и вызвать серьезные аварии. Установлено, что вибрация является причиной 80% аварий в машинах, в частности, она приводит к накоплению усталостных эффектов в металлах, появлению трещин.

Методы и средства защиты от вибрации

Для защиты от вибрации применяют следующие методы:

- Снижение виброактивности машин – достигается изменением технологического процесса, применением машин, у которых динамические процессы, вызываемые ударами, были бы исключены или снижены (например, замена клепки сваркой).
- Вибродемпфирование – метод снижения вибрации путем усиления в конструкции процессов трения. Вибродемпфирование осуществляется нанесением на вибрирующие поверхности мягких покрытий (резина, пенопласт).
- Виброгашение – осуществляют установкой агрегатов на массивный фундамент. Этот способ нашел широкое применение при установке тяжелого оборудования (молотов, прессов, насосов и т.п.).
- Виброизоляция заключается в изолировании друг от друга вибрирующих поверхностей с помощью пружин, прокладок или их сочетания.

Демпфер (с немецкого «Dämpfer» – «глушитель, амортизатор», «dämpfen» – «заглушать») – специальное устройство для гашения или демпфирования вибраций или предотвращения случайных колебаний, возникающих в различных технологических установках при выполнении своего функционального назначения.

Демпфирование – это характеристика системы, описывающая механизмы уменьшения параметров вибрации или колебаний системы путем превращения кинетической энергии в потенциальную (тепловую, звуковую, резонирующую и т.п.).

Демпфирующая способность материалов объясняется несовершенной упругостью материала тела, которая проявляется в нелинейной зависимости механических напряжений от возникающих деформаций.

Если к материалу предъявляется комплекс требований по физико-механическим и конструкционным свойствам, то только металлические сплавы высокого демпфирования (СВД, в мировой литературе high damping metals – Hidamets) эффективно обеспечивают демпфирование колебаний. Конструкционные металлические СВД вне зависимости от конкретного механизма рассеяния энергии должны обладать повышенной демпфирующей способностью в определенном структурном состоянии при обеспечении других технико-экономических показателей. Пассивное демпфирование колебаний в самом материале в сочетании с активным, конструкционным, является основным направлением создания вибропоглощающих систем.

Сплавы высокого демпфирования должны обеспечить эффективное затухание колебаний в широком интервале температур, частот и амплитуд деформации.

Для определения демпфирующих свойств материалов применяются:

1 способ, представленный на рисунке 1, заключается в измерении скорости затухания вынужденных колебаний различных материалов.

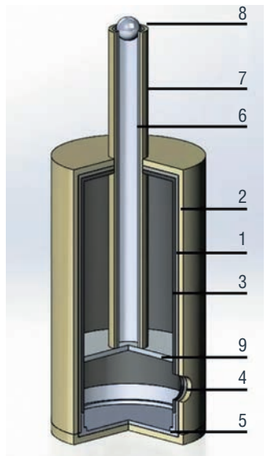
Для проведения данного исследования способом листовой штамповки изготавливаются образцы в виде стакана либо колокола с отверстием в нижней части. Образец подвешивается, и

РИСУНОК 1. Акустический метод

с помощью стержня на поверхности создаются вынужденные звуковые колебания. Далее определяется время затухания колебаний до полной остановки. На основании данных замеров определяются характеристики демпфирующей способности материалов и диапазон ее изменений от структуры и состояния. Чем быстрее колебания затухают, тем выше демпфирующая способность материала, и наоборот.

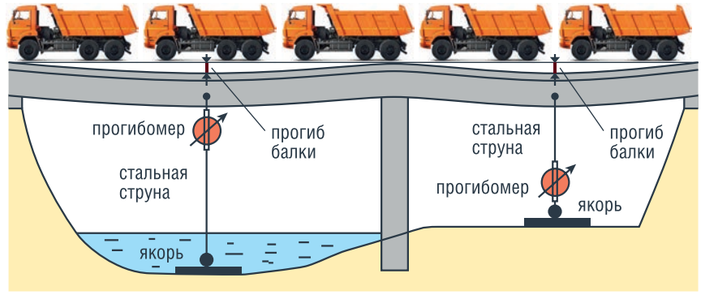
2 способ заключается в оценке динамических характеристик конструкций от их степени предварительного напряжения. В зависимости от напряженно-деформированного состояния в конструкции можно возбуждать колебания путем бросания груза на поверхность конструкции или путем быстрого снятия нагрузки с конструкции. В момент нагружения-разгружения фиксируются

РИСУНОК 3. 3D-модель предлагаемой установки



1 – корпус, 2 – шумоизоляция, 3 – виброизоляция, 4 – отверстие для шумомера, 5 – нижняя крышка, 6 – трубка, 7 – шумоизоляция трубки, 8 – шарик, 9 – образец

РИСУНОК 2. Метод расчета по прогибу



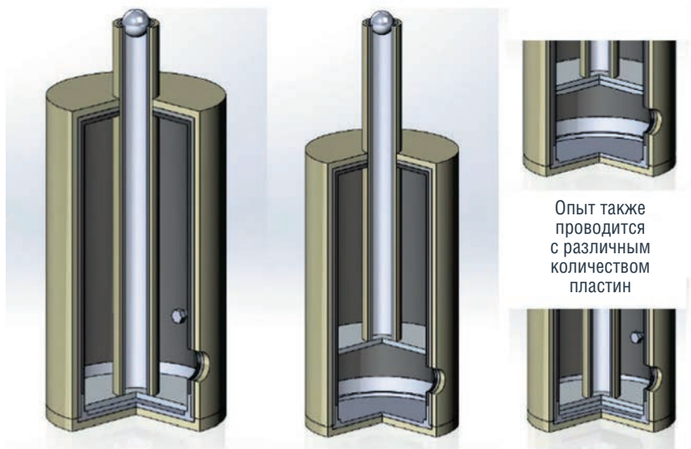
колебания, например, посредством прогибомера, и по максимальным отклонениям можно судить о величине коэффициента гашения энергии и декременте затухания колебаний. В качестве примера, представленного на рисунке 2, рассматривается вариант прогиба мостового пролета и его замер. Данный метод имеет ограничения: прогиб должен происходить в пределах напряжений, не вызывающих образование трещин в конструкции.

3 способ предлагается авторами для оценки демпфирующей способности материалов по акустическим вибрациям. Метод заключается в фиксации максимальных и минимальных пиковых показаний шумомера (либо по среднеарифметическим показаниям, либо по октавным, в зависимости от требований к проведению замеров), установленного внутри шумо- и виброизолированного цилиндрического устройства, показанного на рисунке 3.

Внутрь устройства устанавливается исследуемый образец материала, на который оказывается механическое воздействие, а именно – ударная нагрузка фиксированной массы с измеренной высоты, вызывающая колебания, которые измеряются акустическим прибором.

Установка устроена следующим образом. Имеется корпус 1 в виде вытянутого цилиндра, с внешней и внутренней стороны которого находится шумоизоляция 2 и виброизоляция 3. Отверстие 4 предназначено для установки шумомера. Внутрь корпуса помещаются образцы 9 в различном количестве, над и под шумомером, что изображено на рисунке 4. После чего через верхнее отверстие корпуса помещается трубка 6 в шумоизоляции 7. Воздействие на образцы производится с помощью

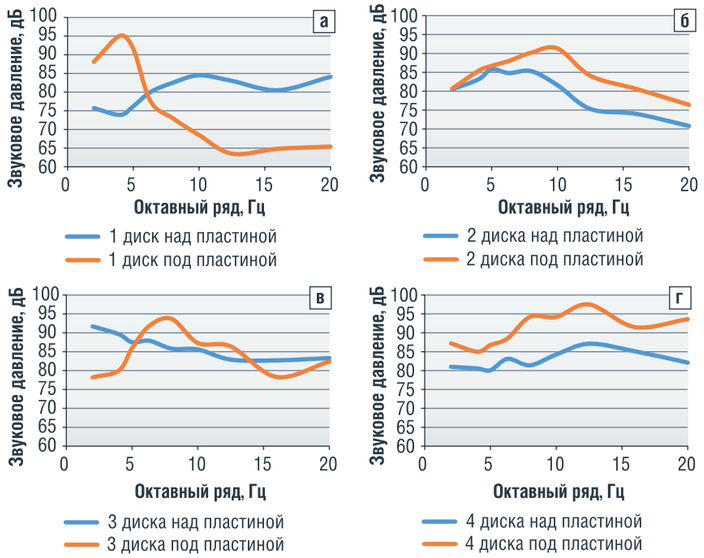
РИСУНОК 4. Схемы проведения опыта



Шумомер над пластиной

Шумомер под пластиной

РИСУНОК 5. Показатели звукового давления: а – 1 диска из стали 01Ю5Т; б – 2 дисков из стали 01Ю5Т; в – 3 дисков из стали 01Ю5Т; г – 4 дисков из стали 01Ю5Т



шарика 8, падающего с нулевой начальной скоростью с высоты трубки 6. Шумомер фиксирует минимальный и максимальный уровень шума (в дБ) при падении шарика. Разность этих значений показывает уровень 13 акустических вибраций (вынужденные колебания) каждого образца при воздействии на него. Соответственно, чем больше разность значений, тем лучше демпфирующая способность материала.

При воздействии звуковых волн разных частот получаем, что с увеличением октав звуковое давление также увеличивается. С помощью построенных графиков можно получить уравнение зависимости механических колебаний от акустических.

В работе используются материалы: сталь 40ХН2МА, сталь 01Ю5Т, никелид титана.

Методика испытания:

- Установить диск исследуемого материала внутрь корпуса на верхние опоры.
- Закрыть корпус и установить шумомер.
- Произвести процесс фиксации фонового шума (минимальные значения акустических вибраций). Для этого с высоты трубки необходимо бросить шарик и зафиксировать создаваемый шум (максимальные значения акустических вибраций).
- Определить звуковое давление в Па, интенсивность звука в Вт/м^2, звуковую, потенциальную и поглощенную энергию в Дж и изменения звуковой энергии в Дж.
- По полученным значениям построить зависимость изменения демпфирующих свойств в зависимости от объема и типа материала.
- Повторно выполнить п. 1–6, устанавливая разное количество дисков из сталей 01Ю5Т, 40ХН2МА и NiTi.

На рисунке 5 приведены показатели звукового давления (дБ) на разных октавных рядах для разного количества дисков из стали 01Ю5Т.

При частотах больше, чем 12 Гц, происходит процесс усиления звукового давления, что говорит о возможности применения 1 диска толщиной 5 мм из стали 01Ю5Т при частотах до 12 Гц. Увеличение толщины диска до 10 мм приводит к эффективному гашению во всем диапазоне частот. Увеличение толщины диска до 15 мм приводит к росту звукового давления и, как следствие, резонансу. Увеличение толщины дисков до 20 мм приводит к эффективному гашению звукового давления при частотах от 7 Гц.

На рисунке 6 приведены показатели звукового давления (дБ) на разных октавных рядах для разного количества дисков из стали 40ХН2МА.

При частотах меньше, чем 6 Гц, происходит процесс усиления звукового давления, что говорит о возможности применения 1 диска толщиной 5 мм из стали 40ХН2МА при частотах выше 6 Гц. Увеличение толщины диска до 10 мм приводит к обратному эффекту, происходит процесс усиления звукового давления при частотах больше 6 Гц. Увеличение толщины диска до 15 мм не приводит к изменению характера вибраций. Увеличение толщины дисков до 20 мм приводит усилению звукового давления во всем диапазоне частот.

РИСУНОК 6. Показатели звукового давления: а – 1 диска из стали 40ХН2МА; б – 2 дисков из стали 40ХН2МА; в – 3 дисков из стали 40ХН2МА; г – 4 дисков из стали 40ХН2МА

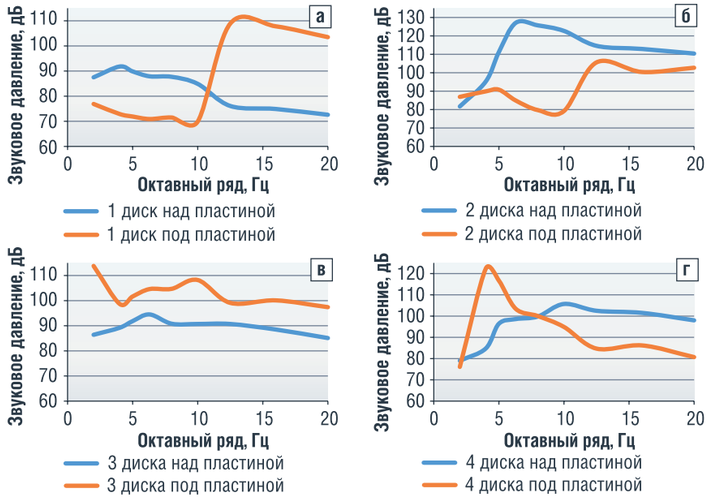
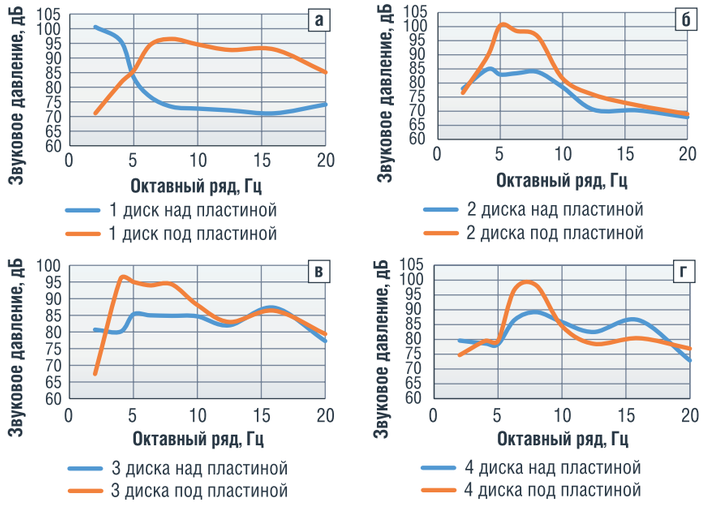


РИСУНОК 7. Показатели звукового давления: а – 1 диска из NiTi; б – 2 дисков из NiTi; в – 3 дисков из NiTi; г – 4 дисков из NiTi



На рисунке 7 приведены показатели звукового давления (дБ) на разных октавных рядах для разного количества дисков из NiTi.

При использовании 1 диска толщиной 5 мм в диапазоне частот от 2 Гц до 5 Гц происходит процесс гашения звукового давления.

Увеличение толщины диска от 10 до 20 мм приводит к росту звукового давления и, как следствие, резонансу.

В таблице приведены значения разницы звукового давления над и под пластинами в зависимости от количества дисков.

Выводы

- Выбор материала для изготовления нефтегазового оборудования не может проходить без учета влияния показателей вибрации, однако данный вопрос освещается не в полном объеме.
- Выбор материала должен определяться не только способностью материала гасить вибрации, но и объемом применяемого материала.
- Получено, что сталь 40ХН2МА лучше гасит вибрации в октавном ряду от 2 до 10 Гц только при малой металлоемкости, что объясняется механическими свойствами материала. При увеличении металлоемкости способность материала гасить вибрации падает.
- Получено, что сталь 01Ю5Т лучше гасит вибрации в октавном ряду от 2 до 5 Гц при увеличении металлоемкости, а при малой металлоемкости в диапазоне от 6 до 20 Гц.
- Получено, что никелид титана лучше всего гасит низкочастотные вибрации до 4 Гц, а также при увеличении металлоемкости в диапазоне от 2 до 20 Гц.
- Сравнивая показатели звукового давления при частотах от 6 до 20 Гц для стали 40ХН2МА и никелида титана, видно, что эффективность стали 40ХН2МА выше.

По результатам можно сделать следующие рекомендации: никелид титана имеет высокую эффективность при малых частотах колебаний или при большой металлоемкости в диапазоне частот от 2 до 20 Гц, применение стали 40ХН2МА эффективнее при большой металлоемкости при частотах выше 6 Гц, сталь 01Ю5Т эффективна при большой металлоемкости при малых частотах колебаний до 6 Гц. ●

ТАБЛИЦА 1. Разница звукового давления над и под пластинами из разных материалов

Материал	Звуковое давление, дБ											
	40ХН2МА				01Ю5Т				NiTi			
Октавный ряд, Гц	1 диск	2 диска	3 диска	4 диска	1 диск	2 диска	3 диска	4 диска	1 диск	2 диска	3 диска	4 диска
2	10,6	- 5,2	- 27,4	-2,9	- 12,4	0	13,5	0	29,5	1,5	13,3	4,9
4	18,9	-5,4	- 9,5	- 37,6	- 21,2	8,7	11,1	0,1	14,1	4,8	15,9	0
5	1,2	- 6,4	- 11,7	- 20,3	- 15,4	14,4	22,2	18,4	- 2,4	- 17,4	4,6	1,1
6,3	17	42,2	- 10,1	4,8	2,4	- 3,2	- 3,9	- 5,4	- 17,8	- 13,4	11,9	10,3
8	16,2	46	- 13,9	0,2	9,5	- 4,9	- 7,9	- 12,8	- 23,2	- 12,6	18,6	9
10	15	43,5	- 17,5	10,8	16	- 9,7	- 1,7	- 16,9	- 8,8	- 3,1	3,4	4,4
12,5	- 32,8	9	- 8,4	17,8	19,5	- 8,8	- 3,5	- 10,4	- 16,5	- 5,3	0	4
16	- 32,9	12,5	- 11,6	15,3	15,7	- 6,6	-4,4	- 6,4	- 21,8	- 1,8	0,9	6,1
20	- 30,9	7,7	- 12,3	17,3	18,7	- 5,6	-0,9	- 11,5	- 11	- 1,1	2,1	4

Литература

1. *Физическая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия. 4 1994.*
2. *Ультразвуковые измерения. М.: Издательство стандартов, 1970.*
3. *Получение СПГ как метода утилизации ПНГ / И.М. Ванчугов, К.С. Резанов, С.М. Ватузов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 2 (134). – С. 70–75.*
4. *Демпфирующие свойства никелида титана как одна из ключевых особенностей при создании нефтегазового оборудования / А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов, О.Ю. Елагина [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 3 (117). – С. 8–13. – DOI 10.33285/1999-6934-2020-3(117)-8-13.*

KEYWORDS: *steel grades, mechanical and thermal load, acoustic and mechanical vibrations, thermophysical properties of steel, materials for the power engineering industry.*

Посетители выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

К. Левицкий

Экспонаты на выставке Нефтегаз-2023

Экспонат на выставке Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Стенд компании Камкабель на выставке Нефтегаз-2023

Посетители выставки Нефтегаз-2023

Стенд компании Нефтемаш на выставке Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

М. Гуляев

Стенд компании U-Tair на выставке Нефтегаз-2023

Стенд компании ТЭМПО на выставке Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

В. Лазутин

Стенд Алтайского края на выставке Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Стенд компании Нефть Сервис на выставке Нефтегаз-2023

ЦИТАТЫ

А. Новак

Россия продолжит добровольное сокращение экспорта нефти в сентябре 2023 г., но теперь на 300 тыс. барр. в сутки

А. Байрактар

Мы хотим, чтобы Турция стала центром, где устанавливаются цены на природный газ и ведется торговля им

А. Слусарь

Необходимо закупить больше газа по доступным ценам

А.М. Лопес Обрадор

Консолидация Северной Америки важна для правительства Мексики

Р. Хабек

Мы планируем самостоятельно покрывать треть потребности в водороде

М. Малик

Проект МГП Мир застопорился из-за санкций в отношении Ирана

А. Лихачев

Африка уже почувствовала вкус мирного атома

М. Эбрард

Мексика разделяет видение и ценности БРИКС

Ф. Мерц

Германия теряет конкурентоспособность

Переключающий клапан серии HTKH-B
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTO/B HTDO/B
Размеры: 1"D2"~20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C

Линейная заглушка быстрого действия серии HTLB
Размеры: 1/2"~48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C

Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2''~16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C

Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии HTXD
Размеры: 1"×2"~10"×14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии HTBP (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited
Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com
e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

РЕКЛАМА

COLDY

TALLER

ОФИСЫ КЛАССА **ИНТЕЛЛЕКТ+** В ЦЕНТРЕ МОСКВЫ

Готовность
через 8 месяцев

Реклама. «TALLER». ООО «Специализированный застройщик «Таллер». tr-8.ru. ИНН 7716887724.
Проектная декларация на сайте наш.дом.рф.