



БЕЗОПАСНОСТЬ
ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА

ОПТИМИЗАЦИЯ
КОНТРОЛЯ
ТРУБОПРОВОДА

ЗАЩИТА МГП

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [132] 2022

ТРАНСПОРТИРОВКА. СИНЕРГИЯ ПРОИЗВОДСТВА И НАУКИ



Входит в перечень ВАК



СУДОХОДНАЯ КОМПАНИЯ МОРВЕННА

- ВСЕ ВИДЫ БУКСИРОВОК
- ПЕРЕВОЗКА НЕГАБАРИТНЫХ ГРУЗОВ
- МЕНЕДЖМЕНТ ФЛОТА
- УСЛУГИ АГЕНТИРОВАНИЯ НА ВВП РФ
- АРЕНДА ФЛОТА



СОБСТВЕННЫЙ ФЛОТ
>50 СУДОВ

+7 (495) 151-85-20

РЕКЛАМА



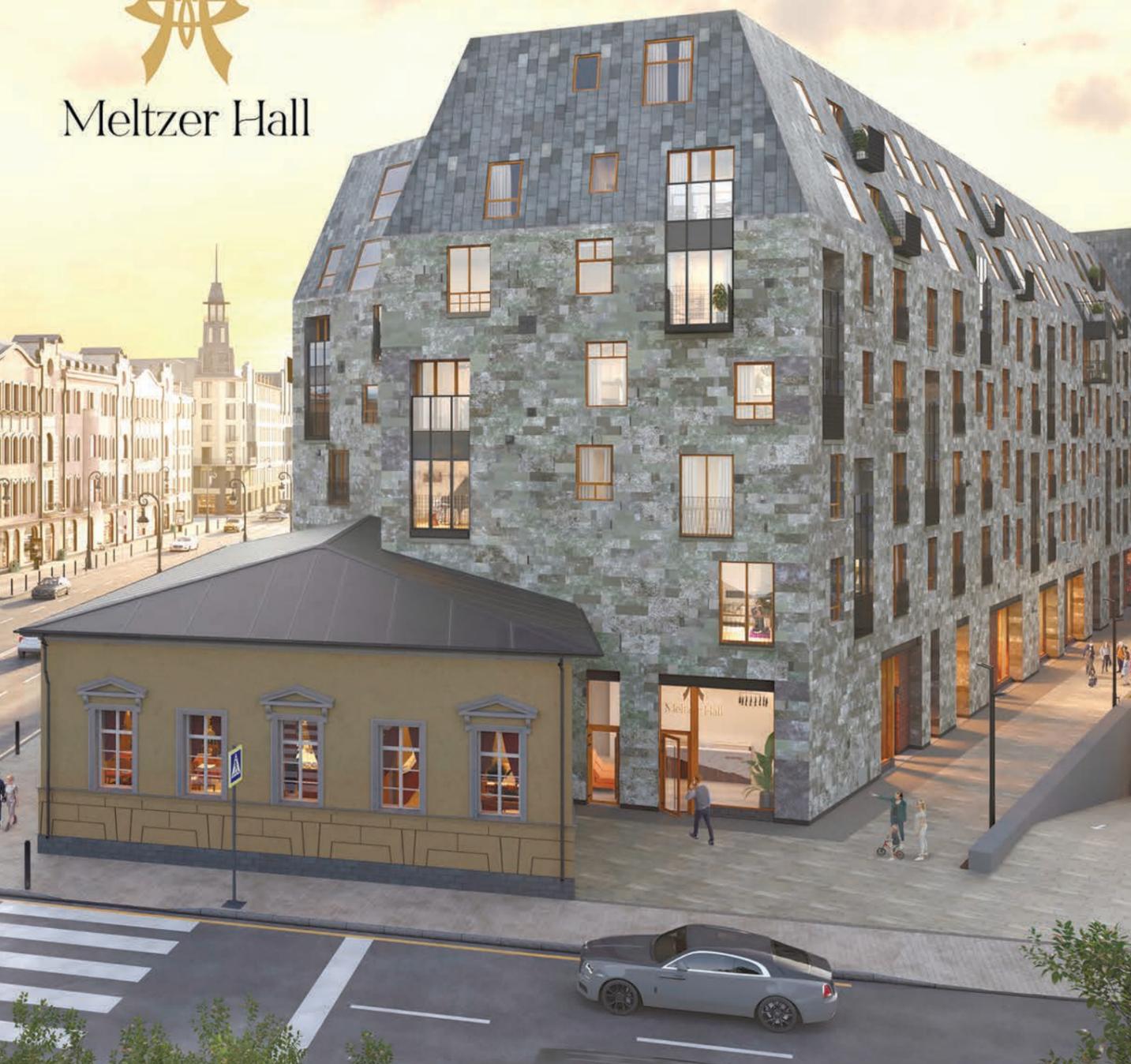
chartering@mwship.com

Общество с ограниченной ответственностью «Судоходная компания Морвенна»

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



Meltzer Hall



Реклама

ЭЛИТНЫЙ КЛУБНЫЙ
ДОМ В ИСТОРИЧЕСКОМ ЦЕНТРЕ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

8 812 200 40 20

MELTZER HALL
СИЛА В ГАРМОНИИ

WWW.MELTZERHALL.RU





ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

36

Интеллектуальное управление моделированием структурных форм течения газожидкостных потоков в трубопроводах



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

41

Нормативно-правовая база в области проектирования, сооружения и эксплуатации нефте- и газопроводов

СОДЕРЖАНИЕ

Исследование изменения распределения давления по длине газопровода при перекачке метано-водородной смеси



48

Композиты или сталь: моделирование конструкции неметаллического защитного футляра МГП на переходе через автомобильную дорогу



54

Эпохи НГК 6

РОССИЯ Главное

Уперлись в потолок 8

Налоги на нефтянку увеличат 10

События 12

Первой строчкой 14

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

К вопросу о безопасности трубопроводного транспорта нефти и газа 16

Синергия производства и науки 22

Экономическая эффективность применения ЧРП 28

Система пикового реагирования 32

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Интеллектуальное управление моделированием структурных форм течения газожидкостных потоков в трубопроводах 36

Нормативно-правовая база в области проектирования, сооружения и эксплуатации нефте- и газопроводов 41

Оценка прочности и надежности сварных соединений трубопроводов сжиженного газа и конденсата 44

Перекачка метано-водородной смеси. Исследование изменения распределения давления по длине газопровода 48

Россия в заголовках 53

Композиты или сталь: моделирование конструкции неметаллического защитного футляра МГП на переходе через автомобильную дорогу 54

Анализ реологических свойств водонефтяных эмульсий 64



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

74

Диверсификация научно-технического развития и управления эффективностью предприятий ТЭК в нестабильной макроэкономической среде

Системы термостабилизации грунта: опыт и перспективы



88

Беспроводная передача данных для оптимизации контроля состояния подводного трубопровода



92

Эксплуатация малодебитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности



96

НЕФТЕСЕРВИС

Geosplit: стратегия лидерства в области мониторинга горизонтальных скважин 70

Диверсификация научно-технического развития и управления эффективностью предприятий ТЭК в нестабильной макроэкономической среде 74

Развитие потенциала молодых специалистов – одно из приоритетных направлений работы с персоналом в Сибирской Сервисной Компании 80

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

Технические стратегии в нефтегазовом строительстве 84

АРКТИКА

Системы термостабилизации грунта: опыт и перспективы 88

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Беспроводная передача данных для оптимизации контроля состояния подводного трубопровода 92

ДОБЫЧА

Эксплуатация малодебитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности 96

Modus Vivendi

ODISSEYA Wellness Resort в лучших традициях европейских курортов 105

Превентивная медицина – основа красоты и здоровья 106

Оазис медицины высшего уровня 108

Новогодние каникулы в Cosmos Sochi Hotel 109

Каждый мужчина желает знать, как жить долго и всегда быть успешным 110

Цитаты 112

361 год назад

В 1661 году впервые был найден метанол, его обнаружили в древесном спирте, но лишь в 1834 г. выделили из продуктов сухой перегонки древесины и установили его химическую формулу.

203 года назад

В 1819 году зажжен первый уличный газовый фонарь в Санкт-Петербурге.

163 года назад

В 1859 году в Москве учреждено Акционерное Общество «Товарищество сжатого, переносного газа».

159 лет назад

В 1863 году построен газовый завод для освещения Большого и Малого Императорских театров.

158 лет назад

В 1864 году в Москве проведены первые торги на сооружение системы уличного газового освещения.

156 лет назад

В 1866 году в Москве построен первый завод по производству светильного газа.

111 лет назад

В 1911 году создано «Ставропольское товарищество для исследования и эксплуатации недр земли» – первая российская компания по добыче и использованию природного газа.

109 лет назад

В 1913 году разработан синтетический способ получения метанола из окиси углерода и водорода на цинк-хромовом катализаторе, через десять лет процесс осуществлен в промышленном масштабе.

89 лет назад

В 1933 году приказом Наркомата тяжелой промышленности создано Управление газовой промышленности и промышленности искусственного жидкого топлива – Главгаз.

77 лет назад

В 1945 году введена в эксплуатацию газовая магистраль Войвож – Ухта.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко

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., ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
000 Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



Фото на обложке: Сварка сварочным автоматом «Протеус», ООО «Газпром трансгаз Москва»

ШИНЫ

грузовые, крупногабаритные, сверхкрупногабаритные



Надёжный партнёр
на рынке грузовых шин

+7 (4852) 47-60-60
г. Ярославль, Московский проспект, 74



ТЕХНОТОРГ



Два крупнейших НПЗ Индии отказались от российской нефти



Россия не будет поставлять энергоносители странам, поддерживающим ценовой потолок



Российские компании могут сократить добычу



Эмбарго вступит в силу 5 декабря

УПЕРЛИСЬ В ПОТОЛОК

Анна Павлихина

В начале осени страны G7 договорились установить предел цены на углеводороды из России. К концу сезона определились с ценой на газ и немного не дотянули до согласования цены на нефть. Разногласия в странах блока приходится преодолевать путем уступок и компромиссов, но дата уже определена, эмбарго вступит в силу 5 декабря.

В результате Европа лишится почти миллиона баррелей нефти в сутки. Российские эксперты полагают, что заменить эти объемы странам ЕС пока нечем. Что касается газа, то он был исключен из совместных закупок, зато установленная цена в 3 тыс. долл. за 1 тыс. м³ почти в два раза превышает нынешний уровень. Так что этот потолок для российских компаний экономически удобен, хотя и морально унизителен.

С ценой на нефть сложнее. Непревыхаемый максимум пока установили на отметке 65–70 долл. В зависимости от вовлеченности в процесс разные страны отнеслись к этому по-разному. Так, Греция и Мальта, участвующие в перевозках российской нефти, выступили за потолок в 70 долл., а Польша и Литва – за более низкую границу в 30 долл. Российские эксперты считают, что себестоимость марки Urals варьируется в пределах 40 долларов. Себестоимость – основной критерий, который учитывался при определении максимума цены. Логика ценообразователей заключалась в том, что стоимость нефти должна быть выше себестоимости добычи, чтобы сохранить для российских компаний заинтересованность и сокращать добычу, но ниже рыночной, чтобы уменьшить поступления от продажи сырья в российскую казну.

США обеспокоены вероятностью повышения цены на нефть и нефтепродукты, а эти меры, по их мнению, должны снизить цену на энергоносители. Такая позиция формируется из представления, что Россия будет поставлять нефть в не меньшем объеме, чем до эмбарго. Если этого не произойдет и российские



компании ответят сокращением добычи, то провал на рынке сырья могут компенсировать страны ОПЕК, которые соберутся для обсуждения этого вопроса в начале декабря в Вене. Но это будет уже не та дешевая нефть, на которую рассчитывают Соединенные Штаты.

Россия уже обозначила свою позицию относительно стран, которые поддержат потолок цен заявив, что не будет поставлять им не только нефть или газ, но и другие виды топлива. Сократив поставки нефти

в Европу на 90%, Россия переориентировала три четверти объемов нефти, отгружаемой в Балтике, на восток, где продает ее с большой скидкой. Заявление, вероятно, основано на уверенности в непоколебимости позиции торговых партнеров, а они ведут себя неоднозначно.

Так, китайские компании, несмотря на позицию регулятора, в преддверии принятия решения относительно установления максимальной цены

на российскую нефть, частично приостановили ее закупку. Китай и без того покупает у России нефть по цене существенно ниже рыночной, но упускать возможность еще более выгодных сделок не стал.

Также два крупнейших индийских нефтеперерабатывающих завода приостановили закупки и отказались от российской нефти после вступления в силу эмбарго.

Кроме того, Турция с 1 декабря вводит дополнительные требования к нефтетанкерам, перевозящим нефть через Босфор и Дарданеллы.

Неожиданно на ситуации решила заработать Белоруссия. Из-за возможного уменьшения прокачки нефти через нефтепровод «Дружба» она попросила Россию увеличить тариф на 34% с 1 января 2023 года. Дружба дружбой, а тариф – дороже.

Учитывая это события могут развиваться по-разному. Например, Россия может сократить добычу. Аналитики убеждены, что компаниям выгоднее продавать меньше нефти по хорошей цене. Ранее глава «Зарубежнефти» отмечал, что компания может безболезненно сократить добычу на 70%. Но другим компаниям, в частности, работающим за полярным кругом, это будет сделать намного сложнее. В целом сокращение добычи негативно скажется на российской добывающей отрасли.

Есть и другой путь – в обход. Эксперты утверждают, что обойти потолок цен можно. Более того, инициаторы его введения сами заложили лазейки в виде отсрочек и исключений. Так, потолок цен можно не учитывать при покупке нефти и газа, если они будут переработаны за пределами России. Также добавлен переходный полуторамесячный период для перехода к закупкам в пределах установленной цены и трехмесячный – на случай изменения уровня цены. Кроме того, в максимальную цену не будут включаться расходы на транспорт и страховку. А также эмбарго не затрагивает нефть, перекачиваемую по нефтепроводу «Дружба».

Существует точка зрения, согласно которой нет вообще никакой необходимости как-то реагировать на ценовой потолок, ведь максимальная цена не превышает цену нефти, продаваемую с большим дисконтом.

Какое-то время так, возможно, и будет, но нерыночные механизмы регулирования рынка рано или поздно скажутся на всех участниках. Они уже внесли существенные изменения в торговые маршруты, а в будущем приведут к изменениям на рынке услуг и новым энергетическим союзам. ●

НАЛОГИ НА НЕФТЯНКУ УВЕЛИЧАТ

Елена Алифирова

В 2023–2025 гг. налоговая нагрузка на российскую нефтегазовую отрасль увеличится. Для Газпрома на 50 млрд руб. в месяц повышается НДС, таким образом размер дополнительных выплат компании за три года составит 1,8 трлн руб. Это уже второе изъятие сверхдоходов у Газпрома осенью 2022 г.

Налог на прибыль для экспортеров СПГ в плановые 3 года будет повышен с 20% до 34%. Изменение коснется производителей СПГ, которые до 31 декабря 2022 г. осуществили экспорт хотя бы одной партии СПГ на основании лицензии на осуществление исключительного права на экспорт газа.

Сумма налога будет делиться поровну между федеральным и региональным бюджетами. В 2023 г. доходы федерального бюджета от введения данной меры увеличатся до 200 млрд руб.

Эти меры должны увеличить поступления в бюджет от НДС на нефть в 2023–2025 гг. на 629 млрд руб. Также запланировано временное увеличение (с 1 января по 31 марта 2023 г.) ставок НДС на 380 руб. за тонну на все марки угля, кроме бурого, что даст бюджету дополнительно порядка 30 млрд руб.

Подписанный закон предусматривает смягчение бюджетного правила на ближайшие два года. Из нефтегазовых доходов за три года можно будет израсходовать 8 трлн руб., при этом с 2026 г. сумма будет индексироваться на 4%.

Предельный объем расходов федерального бюджета будет рассчитываться из суммы доходов от экспорта несырьевых товаров, базовых нефтегазовых доходов, расходов на обслуживание госдолга и квази-фискальных операций.

Как ожидается, в 2023–2024 гг. бюджетные расходы окажутся выше расчетов, а дефицит бюджета составит 2% и 1,4% ВВП соответственно.

В связи с этим устанавливаются временные границы, в рамках которых на компенсацию дефицита можно направлять средства из ФНБ. В 2023 г. эта сумма составит 2,9 трлн руб., в 2024 г. – 1,6 трлн руб. При этом закон не изменяет базовые принципы бюджетного баланса и позволяет задействовать рентные сверхдоходы в кризисные периоды. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

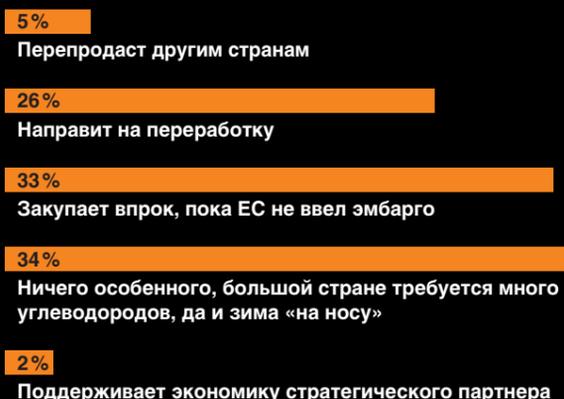
Страны «Большой семерки» – Великобритания, Германия, Италия, Канада, США, Франция, Япония договорились о введении фиксированной цены на нефть из России. А. Новак заявляет, что Россия не будет поставлять нефть тем странам, которые присоединятся к механизму ценового потолка. Какие изменения в связи с этим произойдут на нефтяном рынке?

Как отразится на рынке введение потолка цен на нефть?



С конца февраля Китай закупил у России энергоносителей почти на 60 млрд долларов. Даже с учетом быстро растущих перерабатывающих мощностей «переварить» такие объемы непросто. Зачем Китаю столько нефти?

Зачем Китай закупает столько нефти у России?



СТРОИМ В 7 РЕГИОНАХ РОССИИ

Москва · Московская область · Санкт-Петербург
Екатеринбург · Казань · Тюмень · Омск



95

построенных объектов
в крупнейших
городах России



ЭТАЛОН

etalongroup.ru

+7 (800) 511-58-12

РЕКЛАМА. ГРУППА «ЭТАЛОН». ПРОЕКТНЫЕ ДЕКЛАРАЦИИ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ

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

Утверждены правила перевозки энергоносителей по СМП

Правительство утвердило перечень видов деятельности, в соответствии с которым будут осуществляться перевозки угля и углеводородов по СМП. В перечень вошли морские перевозки нефти, газа, газового конденсата и угля, добытых в РФ и погруженных на суда в акватории Севморпути, до первого пункта выгрузки или перегрузки. А также их хранение, если оно осуществляется на судне в акватории СМП. В перечень включены каботаж, ледокольная проводка, гидротехнические, подводно-технические и подобные работы во внутренних морских водах, санитарный, карантинный и другие виды контроля, ледокольная и лоцманская проводки. Постановление вступает в силу 1 марта 2023 г. и действует до 1 марта 2029 г., ограничения на перевозки углеводородов и угля, а также каботаж вводятся с 1 марта 2026 г., ограничения в части гидротехнических работ – с 1 марта 2027 г. В 2021 г. с целью развития импортозамещения в судостроении и обеспечения заказами российских верфей, вышло постановление, согласно которому только суда российской постройки могут перевозить уголь и углеводороды по СМП, заниматься каботажем, ледокольной и лоцманской проводкой. Но это

Российские компании и инвесторы заключили соглашения по разработке нефтяных и газовых месторождений в Иране на сумму 4,5 млрд долл., некоторые проекты реализованы на 7–35%. Россия и Иран наращивают торгово-экономическое сотрудничество. В январе – июле 2022 г. двусторонний товарооборот увеличился на 44,9% и составил 2,8 млрд долл. США

После четырехлетнего перерыва Епi возобновила поставку венесуэльской нефти в Европу объемом один млн барр. Ранее Госдепартамент США разрешил Епi и Repsol возобновить поставки небольших объемов для уменьшения зависимости стран Евросоюза от экспорта энергоносителя из РФ

требование не распространяется на уже сданные или заказанные суда. Кроме того, разрешение могут получить и иностранные суда, если в России отсутствуют технологические возможности их строительства.

ЛУКОЙЛ построил КПНО

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию комплекс переработки нефтяных остатков на Нижегородском НПЗ. КПНО позволяет перерабатывать сырье, состоящее из вакуумного остатка с существующих установок первичной переработки нефти и битума с установки деасфальтизации, получая дополнительные объемы дистиллятного сырья для производства моторного топлива. Мощность КПНО по сырью составляет 2,1 млн т/год. КПНО позволит увеличить глубину переработки нефти с 80 до 97% и нарастить выход светлых нефтепродуктов с 63 до 74%. Реализация проекта позволит увеличить мощность производства дизельного топлива экологического класса Евро-5 на 1,1 млн т/год

и сократить долю мазута в корзине продукции. В целом по группе ЛУКОЙЛ запуск КПНО на Нижегородском НПЗ позволит сократить выпуск мазута до уровня ниже 4% и довести выход светлых нефтепродуктов до 75%.

Правительство потратит 9,4 млрд руб. на создание 8 экотехнопарков к 2025 году

К концу 2024 г. в Краснодарском, Приморском и Ставропольском краях, в Ленинградской, Московской, Нижегородской, Новосибирской и Челябинской областях планируют открыть экотехнопарки. РЭО получит субсидию в виде имущественного взноса, сумма будет вложена в уставной капитал Экологического цифрового оператора – компании-застройщика. Речь идет о капитальных вложениях в строительство объектов инфраструктуры, в т.ч. дорог, научно-технического центра, объектов электроснабжения, водоотведения, газоснабжения. Уже заключены соглашения о создании производств по утилизации отходов и производству продукции из вторичного сырья с более чем 25 резидентами. Сумма поддержки может превысить 17 млрд руб. Она может выражаться в компенсации или софинансировании до 95%. Экопромшленные парки помогут в создании экономики замкнутого цикла и сокращении объема мусора, который отправляют на полигоны.

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

Водородный хаб в Восточном Йоркшире

Норвежская Equinor и британская Centrica подписали соглашение о совместном изучении возможности создания низкоуглеродного хаба для производства водорода в Изингтоне (Восточный Йоркшир), через который поступает до трети всего импортируемого Великобританией природного газа, поступающего в основном с норвежских предприятий Equinor. Изингтон расположен недалеко от крупнейших в мире морских ветряных электростанций, предлагающих большой потенциал для производства голубого и зеленого водорода. Кроме того, регион должен будет стать одним из пунктов размещения газопровода для улавливания углерода East Coast Cluster (кластер восточного побережья); по трубопроводу будут транспортировать CO₂ для безопасного хранения глубоко под морским дном. Centrica и Equinor ожидают, что переоборудование терминала в Изингтоне может привести к дополнительному производству 1 ГВт низкоуглеродистого водорода в сочетании с необходимыми потребителям 200 МВт.

Старые и новые проекты российско-иранского сотрудничества

Сопредседатели межправкомиссии России и Ирана подписали документ о развитии двусторонних

Россия стала крупнейшим поставщиком нефти в Индию, на ее долю пришлось 22% всего импорта сырой нефти, который в октябре 2022 г. вырос по сравнению с сентябрем на 5%, а импорт из России – на 8%. Морские поставки российской нефти в Индию были на 34% выше, чем в ЕС. Но они могут снизиться из-за ограничений на предоставление услуг по транспортировке, после запрета ЕС 5 декабря

отношений между странами. Также был подписан Меморандум о сотрудничестве в области здравоохранения, меморандум о взаимопонимании по реализации проектов ЕРС (проектирование, закупки и строительство) для трубопроводов и соглашение о займе для электрификации проекта железной дороги Гармсар – Инче Бурун, который в свое время являлся ключевым проектом сотрудничества России и Ирана. Он предполагал электрификацию 32 станций, 95 тоннелей, строительство 7 тяговых подстанций, 11 постов секционирования, 6 дежурных пунктов контактной сети и зданий дистанции электроснабжения, предусматривалась поставка 40 локомотивов, рельсов и стрелочных переводов, а также обеспечение техподдержки в течение первого года эксплуатации. Реализация планировалась за счет российского кредита в размере 1,2 млрд евро. Но в апреле 2020 г. РЖД Интернешнл прекратила работу

по проекту. Сейчас Россия и Иран нацелены на развитии международного транспортного коридора (МТК) Север – Юг, который открывает для России выход в Индийский океан через иранские порты. Для реализации проекта Минэкономики России и Ирана согласовали предоставление займа Ирану.

Крупнейшая в мире ветровая электростанция появится в Египте

В рамках экологической «Инициативы зеленого коридора» в Египте, согласно которой к 2035 году в этой стране энергия, получаемая из возобновляемых источников, должна составлять 42% энергетического баланса, будет построена крупнейшая в мире ветровая ветровая электростанция. Эмиратская Infinity Power и египетская Hassan Allam Utilities Company заключили с египетским правительством соглашение о реализации проекта по строительству в Египте ветряной электростанции мощностью 10 ГВт. Ежегодно электростанция будет производить 47 790 ГВтч энергии, что предотвратит выбросы 23,8 млн тонн (9% текущих выбросов CO₂ в Египте), а также урежет ежегодные затраты Египта на природный газ на сумму в 5 млрд долл. На строительстве и обслуживании новой электростанции будет задействовано сто тысяч человек. ●

Запущен Газоприемный терминал Baltic Pipe в Ньюбру в Западной Ютландии, пока с половиной от общей мощности – 6700 МВтч/ч, выход на полную мощность ожидают не позднее конца текущего года. Запуск терминала означает, что норвежский газ теперь поступает в новый газопровод Baltic Pipe и может поставляться в Польшу через датскую газовую систему

200,24

млрд долл.

составила прибыль нефтедобывающих и перерабатывающих компаний США во 2-м и 3-м кварталах 2022 г.



\$ 13,5 млрд

привлечет в свой бюджет Британия за счет налогов нефтяных компаний



83 млрд евро

потратит ФРГ в 2023 г. на меры поддержки населения из-за роста цен на газ и электроэнергию



На 3%

увеличили объемы производства нефтехимические компании Татарстана, отчисления в бюджет республики за 9 месяцев выросли в 1,5 раза, до 94 млрд руб.



До 258,9

тыс. т увеличилась суточная добыча нефти и газового конденсата в Казахстане в ноябре



В 1,7 раза

до 130,34 млрд долл.

выросла чистая прибыль Saudi Aramco за 9 месяцев 2022 г.



К 2035 г. Китай планирует

В 2 раза

увеличить долю АЭС в энергетическом балансе страны, доведя ее до 10%



7,5 млрд руб.

нефтегазовых доходов недополучил в октябре российский бюджет



145 тыс.

домовладений подключили к газу в рамках программы догазификации, газовые сети подведены до границ 360 земельных участков



На 18,6%

Газпром снизил добычу газа по итогам 10 месяцев, поставки в дальнее зарубежье – на 42,6%



4,8 млрд руб.

потратила Башнефть на природоохранные проекты с начала года, снизив воздействие на атмосферный воздух на 11%



На 17,86%

до \$79,57 за барр., подорожала нефть Urals в январе-октябре 2022 г.



21 млрд руб.

инвестируют Россети в ЛЭП для электроснабжения Транссиба

В состав нового энерготранзита войдут 2 ЛЭП протяженностью 190 км и 211 км



ЕС выделил Украине

25,5 млн евро

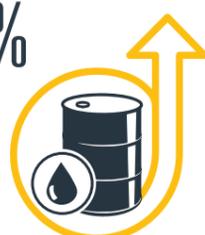
на поддержание энергосистемы



На 9%

выросла добыча нефти в Якутии за 9 месяцев 2022 г.

Ожидается, что к 2030 г. добыча угля в республике увеличится до 80-90 млн т, газа – до 50 млрд м³



На 40%

по сравнению с прошлым годом, до 770 единиц, выросло число действующих нефтяных и газовых буровых установок в США



На 35%

больше грузов, чем в 2021 г., обработал самый северный порт России Певек в рамках навигации-2022, грузооборот составил 380 тыс. т



43,14

млн т нефти

импортировал Китай в октябре 2022 г., что на 7,2% больше, чем в сентябре



К ВОПРОСУ О БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Гибадулин Павел Дмитриевич

студент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Уланов Валерий Владимирович

доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

С КАЖДЫМ ГОДОМ ПРОТЯЖЕННОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗО- И НЕФТЕПРОВОДОВ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ И ДАННЫЙ ВИД ТРАНСПОРТА НАХОДИТ ВСЕ БОЛЕЕ ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ В НАШЕЙ СТРАНЕ, ДОЛГИЕ ГОДЫ ОСТАВАЯСЬ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ БЛАГОДАРЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТНОСИТЕЛЬНО ДРУГИХ ВИДОВ ТРАНСПОРТА. ГАЗО- И НЕФТЕПРОВОДЫ ОТНОСЯТСЯ КО ВТОРОМУ КЛАССУ ОПАСНОСТИ, ЧТО ДЕЛАЕТ НЕОБХОДИМЫМ ПОСТОЯННОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ

EVERY YEAR THE LENGTH OF MAIN GAS AND OIL PIPELINES INCREASES AND THIS TYPE OF TRANSPORT IS INCREASINGLY USED IN OUR COUNTRY, FOR MANY YEARS REMAINING AN INTEGRAL PART OF THE TRANSPORT INFRASTRUCTURE DUE TO ITS ECONOMIC EFFICIENCY RELATIVE TO OTHER MODES OF TRANSPORT. GAS AND OIL PIPELINES BELONG TO THE SECOND HAZARD CLASS, WHICH MAKES IT NECESSARY TO CONSTANTLY IMPROVE THE METHODS OF DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION IN ORDER TO INCREASE THEIR EFFICIENCY AND RELIABILITY

Ключевые слова: трубопровод, система газоснабжения, магистральный газопровод, обнаружение утечки, транспортировка нефти и газа.

В 1863 году Менделеев впервые предложил доставлять нефть не только в бочках, но и по трубам [1]. В 1878 году в России был построен первый нефтепровод от Баку до нефтеперерабатывающих заводов. Он имел протяженность в 10 километров и его диаметр составлял 76 миллиметров. С его помощью можно было перекачивать порядка 1280 тонн нефти в сутки. Проектировал и строил эти нефтепроводы Владимир Шухов, советский инженер, архитектор и великий изобретатель.

На сегодняшний день по территории России проходит свыше 200 тыс. км трубопроводов, большая часть из которых имеет диаметр до 1220 мм для нефтепроводов и до 1420 мм для газопроводов. Сегодня в эксплуатации находится более 1 млн километров промышленных, магистральных и распределительных

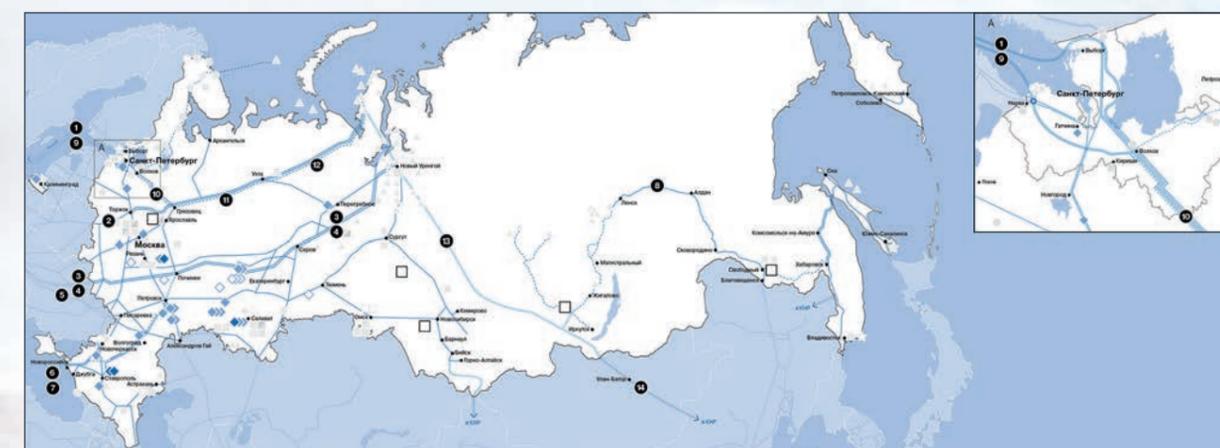
ФАКТЫ

Свыше
200 ТЫС. КМ
трубопроводов проходит по территории России

продуктопроводов. Вся эта система покрывает 35% территории страны, на которой проживает более 60% всего населения [2].

На рисунках 1 и 2 изображена единая система газоснабжения России и схема магистральных нефтепроводов по состоянию на 2022 год. По данным компании «Газпром», за период с 1 января по 15 марта 2022 года добыча газа составила 111,5 млрд м³, что соответствует уровню аналогичного периода 2021 года. Поставки на внутренний рынок снизились на 5,7%, экспорт в страны дальнего зарубежья упал на 28,5% [3].

РИСУНОК 1. Единая система газоснабжения России в 2022 году



Основные МГ

- Построенные и действующие газопроводы
- Строящиеся и перспективные газопроводы
- Перспективные направления поставок
- Разведываемые площади под ПХГ

Объекты ПХГ

- ◆ Действующие объекты с активной емкостью более 5 млрд м³
- ◆ Действующие объекты с активной емкостью менее 5 млрд м³
- ◇ Строящиеся и перспективные объекты

Основные маршруты поставки газа на экспорт

- 1 Газопровод «Северный поток»
- 2 Газопровод Ямал – Европа
- 3 Газопровод «Прогресс»
- 4 Газопровод Уренгой – Ужгород
- 5 Газопровод «Союз»
- 6 Газопровод «Турецкий поток»
- 7 Газопровод «Голубой поток»
- 8 Газопровод «Сила Сибири»

Газотранспортные проекты

- 9 Газопровод «Северный поток-2»
- 10 Проекты реконструкции ГТС в целях обеспечения поставок этаносодержащего газа от месторождений Надым-Пур-Тазовского региона до побережья Балтийского моря
- 11 Газопровод «Ухта – Торжок-3»
- 12 Газопровод «Бованенково – Ухта-3»
- 13 Газопровод «Сила Сибири-2»
- 14 Газопровод «Союз Восток» (продолжение газопровода «Сила Сибири-2» по территории Монголии)

Проект «Северный поток-2» технически готов к эксплуатации: в 2021 г. завершено строительство обоих ниток газопровода и их заполнение газом.

РИСУНОК 2. Схемы магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть» в 2022 году



По информации «Транснефти», схема трубопроводов, по которым перекачивается нефть, имеет общую протяженность в 250 тыс. км [4].

По данным экспертов, часть транспортной магистрали эксплуатируется 27–30 лет, превысив нормативную отметку, составляющую 25 лет [5]. По информации ТАСС, всемирно известному нефтепроводу «Дружба» в октябре 2022 года исполнится 58 лет [6].

Аварии и повреждения какой-либо части трубопроводной транспортной системы могут привести к серьезным последствиям, причем не только с экономической точки зрения, но и экологической [12]. Причем, очевидно, зачастую второе важнее. Основными причинами роста числа аварий при эксплуатации нефте- и газопроводов являются критический уровень износа их элементов (машин, насосов, компрессоров, трубопроводов), нарушения производственной дисциплины и технологических норм на разных этапах жизни трубопровода (сооружение, ремонт, эксплуатация и т.д.). Такие случаи, к сожалению, не редкость в реальной жизни. Безусловно, на всех заводах по переработке, промыслах и системах транспорта углеводородов есть нормативные документы, которым необходимо следовать, чтобы свести аварийность к минимуму. Одним из них является приказ Ростехнадзора от 21.12.2021, который строго указывает на требования для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов:

1. Эксплуатация трубопровода разрешена только в том случае, если предприятие получило лицензию от Ростехнадзора.

ФАКТЫ

1220 мм

составляет диаметр большей части нефтепроводов, проходящих по территории России

1420 мм

составляет диаметр большей части газопроводов, проходящих по территории России

2. Технические устройства, которые используются на трубопроводах, должны соответствовать требованиям промышленной безопасности.
3. Предприятие должно иметь систему управления промышленной безопасностью трубопроводного транспорта.
4. Все сотрудники предприятия должны быть обучены правилам промышленной безопасности.
5. До начала ввода трубопровода в режим эксплуатации на предприятии должен быть разработан план ликвидации возможных аварий.

Если авария все же произошла, то, в соответствии с указом Министерства энергетики РФ, план ликвидации должен включать в себя следующие действия сотрудников:

- сообщить о выходе нефти оператору нефтеперекачивающей станции (НПС) и диспетчеру работы двигателя при противодавлении (РДП);
- продублировать сообщение по телефону или радиации с ближайшей НПС;
- приступить к ликвидации аварии, действуя согласно плану ликвидации аварий.

При облете трассы и обнаружении выхода нефти летный наблюдатель или бортовой оператор должны:

- сообщить через диспетчера аэропорта диспетчеру районного нефтепроводного управления об обнаруженном месте выхода нефти;
- сделать круг над ближайшей НПС и сбросить вымпел с сообщением об обнаружении выхода нефти;
- продублировать свое сообщение диспетчеру РДП с ближайшего аэропорта;
- находиться на связи в ожидании указаний диспетчера РДП.

Все предприятия прикладывают большие усилия для максимальной защиты от всевозможных аварий и различных нештатных ситуаций. По последней опубликованной статистике от Министерства энергетики, только за 2019 год зафиксировано более 17 171 случая, связанного с разливом нефти. Последний подобный случай произошел в августе 2021 года, когда на морском терминале Каспийского трубопроводного консорциума под Новороссийском произошел выход нефти из-за разрушения внутренней полости гидрокомпенсатора ВПУ-1. Согласно данным ТАСС, в результате со спутника удалось зафиксировать появление нефтяного пятна площадью почти 80 квадратных километров [7].

Следовательно, для повышения безопасности трубопроводного транспорта нужно иметь постоянный контроль над всеми протекающими процессами во время транспортирования нефти или газа. По данным техэнергосвязи, такое возможно осуществить с помощью непрерывного дистанционного управления техническим состоянием, так как это один из способов на постоянной основе контролировать процессы на всех участках трубопровода и оперативно реагировать на отклонения их параметров от нормативных значений. По рекомендациям по охране особо важных объектов с применением интегрированных систем безопасности, идеальный подобный механизм должен обладать следующими функциями [8]:

- 1) Обнаружение утечек.
- 2) Регистрация механических воздействий.
- 3) Высокое быстродействие и проведение необходимых мероприятий.
- 4) Отсутствие ложной тревоги.

Обнаружение утечек является одним из самых важных качеств и достоинств этой системы [11]. За все время существования трубопроводов даже самые незначительные и трудно выявляемые утечки могли бы привести к серьезным последствиям, наподобие выбросов в окружающую среду и существенных экономических последствий. Кроме того, существует нижний предел параметров утечек, при которых они не выявляются, так как они практически не поддаются обнаружению применяемыми системами контроля. Чтобы определить техническое состояние контролируемого объекта, используют комбинированные методы диагностики, чтобы обеспечить применение всех видов физических полей и излучений, а также мониторинг с помощью автомобильного и авиационного транспорта. По данным исследований Омского государственного технического университета, итогом таких наблюдений становится

ФАКТЫ

1 млн км

промышленных, магистральных и распределительных продуктопроводов находится сегодня в эксплуатации

35 %

территории России покрывает сеть магистральных, промышленных и распределительных трубопроводов

определение остаточного ресурса трубопровода и принятие решения по изменению режима перекачки углеводородов по участку трубопровода [9, 11, 13].

Чтобы обеспечить высокую эффективность мониторинга за линейной частью, применяют комбинированные методы внутритрубоного неразрушающего контроля – магнитный и ультразвуковой. Наличием двух методов, конечно же, мониторинг не ограничивается, и внутри методов существуют разделения на подвиды методов, которые как раз и комбинируют между собой во время пропускки внутритрубоных диагностических устройств. Например, внутритрубоный снаряд с магнитной секцией и носителем ультразвуковых датчиков.

Внутритрубоный контроль стал активно развиваться в 1980-е годы, когда начали появляться первые промышленные внутритрубоные диагностические устройства. Вместе с потоком нефти их запускали в трубу, где они с помощью ультразвука и магнитного поля позволяли контролировать состояние трубопровода. Но самое главное, за что их ценили, – применение без изменения режима перекачки.

Одна из таких разработок – течеискатель АЭТ – 1МСС (рисунок 3), с его помощью можно определить, в каком месте расположился сквозной дефект или трещина. Он имеет широкое применение в болотистых районах и на переходах через естественные и искусственные препятствия. Прибор позволяет бесконтактно определить местоположение незначительного дефекта на подводном участке магистрали.

РИСУНОК 3. Течеискатель АЭТ – 1МСС



Его принцип действия основан на фиксировании акустического шума, возникающего при истечении жидкости через сквозную трещину. Он может находить подобные дефекты, находящиеся в воде на глубине до 30 метров. Несмотря на то, что коррозия трубы или различного рода вмятины и истончение стенок – неизбежный результат процесса перекачки, но с помощью течейскаателя можно вовремя обнаружить дефект, обеспечив своевременный ремонт.

В 1991 году в Подмоскowie компания «Транснефть» создала Центр технической диагностики «Диаскан». Изначально предприятие закупало у иностранных партнеров все необходимые приборы для работы. Вскоре была поставлена задача начать собственное производство приборов для внутритрубной диагностики. В начале 2000-х годов был разработан и успешно опробован отечественный дефектоскоп. После успешных испытаний ультразвуковой дефектоскоп был пущен в эксплуатацию. Чтобы успешно провести диагностику, достаточно последовательного пуска трех приборов. Они должны проследовать друг за другом и по очереди выполнить свою задачу.

Сегодня же это самое важное оборудование, без которого не обходится ни одно крупное предприятие. «Транснефть» обладает рядом уникальных диагностических приборов для трубопроводов совершенно разных диаметров от 150 до 1200 мм.

При обнаружении дефекта совсем не обязательно сразу вызывать аварийную службу. По словам специалистов, у каждого дефекта на трубопроводе может быть свой срок эксплуатации. Основная задача компании – максимально точно рассчитать срок возможного ремонта и дать рекомендации, чтобы корректно спланировать специальные работы на объекте.

Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов и продуктов их переработки – это финансовая, экологическая и социальная задача, которая сегодня из-за своих масштабов выходит за рамки отдельных предприятий и требует незамедлительного решения. Первоочередное значение для решения этого вопроса имеет оснащение трубопроводов системами обнаружения утечек [11 – 13].

Безусловно, значимость трубопроводного транспорта для России определяется значительной удаленностью основных месторождений нефти и газа от потребителей, а также высоким процентом экспорта продуктов в другие страны. По данным Федеральной службы государственной статистики, в настоящее время Россия обладает трубопроводной сетью, которая включает 62 тыс. км магистральных нефтепроводов и 150 тыс. км газопроводов. По нефтепроводной системе Российской Федерации перекачивается сегодня более 300 млн т нефти. Газотранспортная система России рассчитана на 600 млрд м³ газа [10].

Как и все виды транспорта, трубопроводный вид имеет свои достоинства и недостатки. Несмотря на низкую скорость доставки и потенциальную экологическую угрозу, относительно низкая себестоимость транспортировки грузов и возможность работы практически в любых условиях обеспечивает трубопроводному транспорту конкурентное преимущество перед другими видами доставки.

ФАКТЫ

27-30 ЛЕТ

составляет срок службы транспортной магистрали, превышая нормативный срок почти на 5 лет

58 ЛЕТ

исполнилось нефтепроводу «Дружба» в октябре 2022 года

Очевиден тот факт, что трубопроводный транспорт имеет огромное преимущество перед остальными видами транспортировки. Его назначение с каждым годом расширяется, ведь этот вид транспорта может функционировать при любых погодных условиях. Поэтому необходимо постоянное совершенствование методов проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов с целью повышения их надежности, эффективности и безопасности. Область их применения очень обширна: огромные территории России и стран СНГ – от центральных, хорошо освоенных, до областей, где трубопроводы практически являются одним из самых важных объектов. Следовательно, очень важно следить за безопасностью всех элементов конструкции трубопроводной транспортной системы, по которым осуществляется транспортировка, чтобы избежать экономических и экологических последствий. ●

Литература

1. profile.ru/culture/topit-pech-assignatsiyami-6878/
2. asunef.ru/prochee/truboprovodnyj-transport-nefteproduktov-plyusy-vidy-truby.html
3. gazprom.ru/investors/disclosure/actual-supplies/2022/
4. transneft.ru/pipelines/
5. tk-servis.ru/news/1424942725
6. tass.ru/ekonomika/13507253
7. tass.ru/proisshestiya/12093469
8. rulaws.ru/acts/R-089-2022.-Rekomendatsii-po-ohrane-osobo-vaznyh-obektov-s-primeneniem-integrirrovannyh-sistem-bezopa/
9. [omgtu.ru/general_information/faculties/radio_engineering_department/departament_quot_radio_devices_and_diagnostic_systems_quot/educational-materials/Methods_of_technical_diagnostics/Methods_of_technical_diagnostics_\(Lectures\).pdf](https://omgtu.ru/general_information/faculties/radio_engineering_department/departament_quot_radio_devices_and_diagnostic_systems_quot/educational-materials/Methods_of_technical_diagnostics/Methods_of_technical_diagnostics_(Lectures).pdf)
10. asunef.ru/prochee/truboprovodnyj-transport-nefteproduktov-plyusy-vidy-truby.html
11. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Расширение параметрических методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3. – С. 57–59.
12. Жаркова В.В., Ванчугов И.М., Шестаков Р.А. Разработка мер по экологическому мониторингу технологического участка магистрального нефтепродуктопровода Рязань-Москва // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2022. – № 5 (308). – С. 62–69.
13. Шестаков Р.А., Ганеева Л.К. Анализ волоконно-оптических методов обнаружения утечек в трубопроводах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – № 2. – С. 56–64.

KEYWORDS: pipeline, gas supply system, main gas pipeline, leak detection, oil and gas transportation.

ДОСФЛОТА 10

АПАРТАМЕНТЫ У РЕКИ



СКИДКА \ 10%*

499 502 10 10 \ Dosflota10.ru

Реклама. Срок проведения акции с 28.11 по 31.12.2022. Подробности на сайте dosflota10.ru



Застройщик:
АО Специализированный
Застройщик «Капитал-Инвест»



ФИНАНСИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

СИНЕРГИЯ ПРОИЗВОДСТВА И НАУКИ

Одной из основ безопасной и эффективной эксплуатации любого промышленного объекта является сбор достоверных данных о его функционировании. От того, насколько точной и своевременной будет полученная информация, зависят ключевые производственные показатели и слаженность работы всей системы. Формат организации сбора данных в современных компаниях немислим без сверхточных контрольно-измерительных приборов и программного обеспечения, позволяющих автоматизировать процесс мониторинга, вписывая его в общую концепцию энергоэффективной работы предприятия. О том, какие собственные научно-технические разработки обеспечивают безаварийную работу одного из ведущих предприятий топливно-энергетического комплекса России, рассказал главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром трансгаз Москва» Сергей Григорьевич Марченко

THE BASIS FOR THE SAFE AND EFFICIENT OPERATION OF ANY INDUSTRIAL FACILITY IS THE COLLECTION OF DATA ON ITS FUNCTIONING. THE KEY PERFORMANCE INDICATORS AND THE COHERENCE OF THE ENTIRE SYSTEM DEPEND ON HOW ACCURATE AND TIMELY THE INFORMATION RECEIVED WILL BE. THE FORMAT OF ORGANIZING DATA COLLECTION IN MODERN COMPANIES IS UNTHINKABLE WITHOUT ULTRA-PRECISE INSTRUMENTATION AND SOFTWARE THAT AUTOMATE THE MONITORING PROCESS, FITTING IT INTO THE OVERALL CONCEPT OF ENERGY EFFICIENT OPERATION OF THE ENTERPRISE. SERGEI GRIGORYEVICH MARCHENKO, CHIEF ENGINEER – FIRST DEPUTY GENERAL DIRECTOR OF GAZPROM TRANSGAZ MOSCOW, SPOKE ABOUT WHAT OWN SCIENTIFIC DEVELOPMENTS ENSURE ACCIDENT-FREE OPERATION OF ONE OF THE LEADING ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF RUSSIA

Ключевые слова: газотранспортная система, мониторинг технологического оборудования, геоинформационная система.

УДК 528: 004



**Марченко
Сергей Григорьевич**

*главный инженер –
первый заместитель
генерального директора,
ООО «Газпром трансгаз
Москва»*

– Сергей Григорьевич, в «Газпром трансгаз Москва» уделяют повышенное внимание надежности работы газопроводов, чем это обосновано?

– Газопроводы – это промышленные объекты повышенной опасности. «Газпром трансгаз Москва» эксплуатирует одну из самых протяженных трубопроводных систем в России и является основным предприятием по поставкам газа в Центральном федеральном округе, где сосредоточено наибольшее количество населенных пунктов, в которых живут более 32 миллионов человек. ЦФО – лидер по количеству промышленных, административных производственных, культурно-исторических центров и объектов инфраструктуры. В непосредственной близости от них проходит, зачастую невидимая постороннему глазу, сеть газопроводов, что накладывает огромную ответственность в вопросе обеспечения безопасного функционирования всей газотранспортной системы.

– Насколько это сложная задача – обеспечение безаварийной работы газотранспортной системы (ГТС)?

– Многие промышленные объекты имеют весьма «почтенный» возраст. Будучи запущенными в эксплуатацию в середине прошлого века, они требуют постоянной диагностики. Чтобы предотвратить возможные отказы оборудования, аварийные ситуации и обеспечить своевременную доставку газа, необходимо проводить большой

объем диагностических работ. Протяженность газотранспортной системы, эксплуатируемой «Газпром трансгаз Москва», составляет более 21 000 км. Работы по сбору данных проходят постоянно, это приводит к накоплению огромного массива информации с полученными результатами обследования. Поэтому одна из главных задач заключается в том, чтобы объединить эти разрозненные данные в единую систему, позволяющую выполнить комплексный анализ технического состояния магистральных газопроводов. В этой связи особую актуальность приобретает дистанционный мониторинг трасс газопроводов и удаленный контроль производственной деятельности.

– Есть технологии, которые позволяют это сделать?

– Да. В повседневной производственной деятельности предприятия мы применяем геоинформационные технологии. Они получили широкое распространение с развитием компьютерных технологий, которые придали новый импульс картографии, выделилось отдельное фундаментальное направление – геоинформатика. Появилось программное обеспечение, в том числе картографическое, геоинформационное, фотограмметрическое, и теперь пространственная информация стала одним из главных источников получения данных для управления промышленным производством.

– Как это позволяет повысить безопасность работы газопровода?

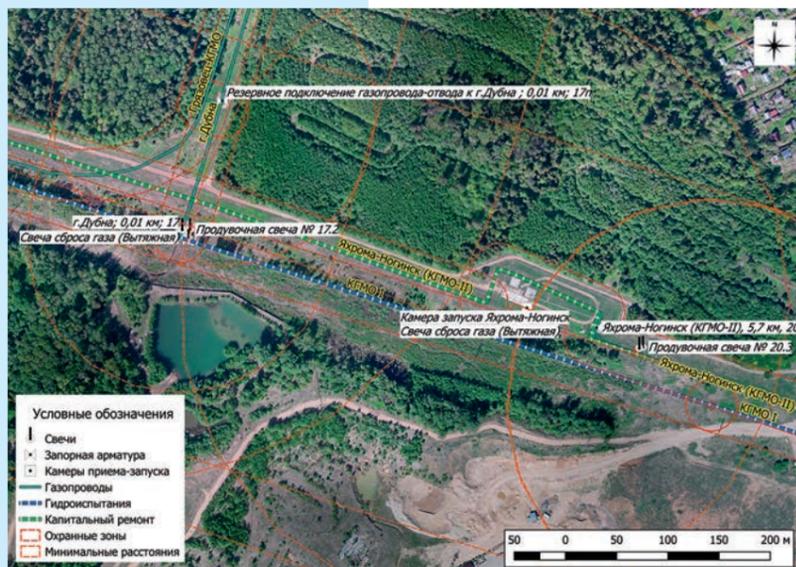
– До появления геоинформационных технологий мониторинг заключался в регулярных обходах трасс специалистами предприятия, а также в обследовании их при помощи вертолетного облета. Это требовало значительных сил и средств. Так, например, при обследовании с вертолета сотрудник должен был на глаз оценить расстояние до зданий и сооружений и определить наличие нарушений минимальных расстояний на скорости порядка 100 км/ч, а при пешем обходе – произвести такую оценку при наличии на пути до объекта преград. Конечно, такой подход не обеспечивал достаточную оперативность, точность и объективность

выявления нарушений. Более того, при выходе объекта из прямой видимости с точки стояния он не мог идентифицироваться как нарушение, так как замер расстояния доступным методом был чрезмерно трудозатратен – требовались геодезические изыскания, а вместе с ними – время, средства и специально обученные для проведения таких работ кадры.

Теперь сотрудник предприятия может производить все необходимые работы из своего кабинета, наблюдая актуальную обстановку на трубопроводах с экрана монитора. Геоинформационная технология позволяет организовать работу по мониторингу трасс газопроводов при помощи беспилотников и получить ортофотоплан в высоком разрешении в масштабе 1:2000. Технология дает возможность создавать не просто картографические материалы, но также проводить аналитические операции, в которых будут учтены данные производственной, статистической и тематической информации. Для обеспечения эффективного и безопасного функционирования объектов транспорта газа на основе геоинформационной системы (ГИС) был разработан комплекс решений, предназначенных для контроля за техническим состоянием магистральных газопроводов – Система мониторинга технического состояния ГТС. В качестве базовой информации в Систему изначально заложены данные истории и состояния объекта: о том, когда газопровод был введен в эксплуатацию, характеристики прилегающих участков, расположенных вблизи населенных пунктов, промышленных предприятий, других объектов, информация о капитальных ремонтах на разных участках, проведении внутритрубной диагностики и другие данные, дающие информацию об объекте.

Основное преимущество ГИС – это пространственный анализ территорий и происходящих на них явлений. «Положив» на карту большие массивы информации, даже визуально можно выполнить оценку каждого участка магистральных газопроводов и в результате запланировать необходимые мероприятия.

– То есть Система позволяет проводить комплексный контроль технического состояния



ГИС

– система мониторинга технического состояния магистральных газопроводов на основе геоинформационной системы, сформированная в ООО «Газпром трансгаз Москва».

Задача – контроль технического состояния линейной части ГТС на основе информации об утечках, оперативное выявление несанкционированных работ и анализ состояния линейной части на основе актуальных данных об участках капремонта, диагностики, проектных изысканий, с возможностью отображения эксплуатационных данных на картографической основе.

Преимущество – пространственный анализ территорий и происходящих на них явлений. ГИС дает возможность одновременно видеть и анализировать разнородные данные. Собранные в одном ГИС-проекте, они позволяют оценить информацию в качественно новом свете, сопоставить различные данные и сделать новые выводы.

Результат – своевременное устранение дефектов, поддержание надлежащего технического состояния объектов ГТС

газопроводов. А какую конкретно информацию можно получить с ее помощью?

– Например, статистику по утечкам метана, обнаружить нарушение минимального расстояния и охранной зоны, получить информацию об участках выполненного капитального ремонта и внутритрубной диагностики, сделать предварительный анализ для проектных изысканий и технических условий, оценить удаленность того или иного объекта от баз снабжения. Это дает возможность спланировать своевременную замену или ремонт участков газопровода, эксплуатация которых связана с наибольшими рисками. Данные отображаются на материалах дистанционного зондирования в виде аэрофотосъемки или космических снимков.

– Какие наиболее сложные задачи можно решить с применением геоинформационной технологии?



– Значительные сложности создает строительство новых автомобильных трасс и других объектов инфраструктуры в местах прохождения газопроводов. Для контроля технических условий необходимо создание подробных картографических схем, для чего проводится целый комплекс работ по геодезическим изысканиям на обширных участках местности, включая в том числе предварительное ознакомление с объектом исследования. Применение Системы на основе геоинформационных данных – единственный способ создать необходимые схематические планы и оценить обстановку в зоне прилегающей к территории строительства объектов перед началом замеров и выездов на место будущих работ. В отдельных случаях после анализа геоинформационных данных даже отпадает необходимость выезжать на местность.

Также ГИС стала основным инструментом по сбору информации об объектах окружения в 500-метровой зоне. Только благодаря этой системе удалось собрать всю необходимую векторную информацию об объектах природного и антропогенного происхождения, причем сделать это с минимальной затратой времени. На основе полученных данных в информационной системе сформирована программа капитального ремонта газопроводов на ближайшие годы.

Кроме того, с помощью Системы выполнено централизованное хранение и актуализация массива данных, включающих аэрофотоснимки и космическую съемку, векторизованные слои и атрибутивное описание.

– Какова периодичность поступления данных?



– В настоящий момент информация с БПЛА поступает не чаще одного раза в месяц, при этом также требуется время на обработку результатов его полета. Однако даже такая периодичность позволяет работать многократно эффективнее. Выявление нарушений охранных зон и минимальных расстояний объектов газотранспортной сети увеличилось более чем в три раза.

– Вы эксплуатируете компрессорные станции. Какие там применяются методы диагностики?

– Для диагностики газопроводов внедрены и широко применяются методы внутритрубной диагностики линейной части, подводных переходов, коррозионных обследований. Вместе с тем в эксплуатации находятся газопроводы на территории 22 компрессорных станций.

Проблема оценки технического состояния подземных трубопроводов площадных объектов в настоящее время также не может быть решена без применения средств внутритрубной диагностики.

Мы применяем внутритрубные автоматизированные диагностические комплексы. Необходимо отметить, что наше Общество принимало активное участие в их внедрении.

На базе испытательного участка на КС Первомайская были проведены натурные аттестационные испытания роботизированных диагностических комплексов различных производителей, результаты которых были

учтены при разработке реестра диагностических комплексов для ВТД ТТ КС ПАО «Газпром».

И сейчас они являются наиболее эффективным и производительным методом оценки состояния протяженных, труднодоступных участков трубопроводов компрессорных станций. Данный метод позволяет с высокой вероятностью определить местоположение и тип дефекта. Однако, с учетом ряда технических ограничений, для комплексной оценки технического состояния объектов данный метод контроля дополняют наружными обследованиями. Таким образом, совместным применением различных методов контроля обеспечивается исчерпывающая полнота диагностических данных при оптимальном соотношении затрат.

– Какие еще технологии внедрены в ООО «Газпром трансгаз Москва» для повышения надежности газотранспортной системы?

– Одним из направлений работы, которому у нас придается большое значение, является увеличение надежности работы системы противокоррозионной защиты. Это достигается за счет оптимизации нагрузки на установки электрохимической защиты, обеспечивающей уменьшение процента загрузки оборудования, увеличения ресурса работы анодных заземлителей, силовых элементов установок катодной защиты и систем электроснабжения. Нагрузку оптимизируют с помощью оборудования коррозионного мониторинга совместно с программно-аналитическим

Система коррозионного мониторинга

– методика аппаратного анализа для нахождения оптимальных режимов работы станций катодной защиты, оценки остаточного ресурса элементов противокоррозионной защиты, расчета показателей надежности системы ПКЗ.

Задача – получение достоверной информации для оценки защищенности газопроводов, формирования обоснованных планов капитального ремонта и составления коррозионного прогноза; непрерывный контроль сохранности оборудования, сокращение периодичности проверки установок катодной защиты.

Преимущество – программно-аналитический комплекс обеспечивает построение математической модели системы электрохимической защиты от коррозии, расчет оптимальных режимов работы станций катодной защиты, остаточного ресурса оборудования и элементов системы ПКЗ, формирование показателей надежности и технического состояния системы ПКЗ.

Результат – оборудование совместно с программно-аналитическим комплексом обеспечивает увеличение надежности работы системы электрохимической защиты за счет оптимизации нагрузки, обеспечивает контроль за защищенностью газопровода в онлайн-режиме. Разработанный комплекс применен как инструмент поддержки принятия управленческого решения в работе систем ПКЗ



Внутритрубный автоматизированный диагностический комплекс

— специализированное средство внутритрубного технического диагностирования, предназначенное для автоматизированного неразрушающего контроля основного металла и сварных соединений элементов трубопроводов.

Задача — контроль технического состояния технологических трубопроводов, выявление дефектов и особенностей, определение их местоположения и параметров, обеспечение целевого показателя полноты диагностических данных.

Преимущество — высокая производительность по сравнению с ручными методами контроля; диагностирование недоступных участков, сокращение удельных затрат на проведение диагностирования протяженных участков за счет отсутствия необходимости вскрытия газопровода, снятия и восстановления защитного покрытия.

Результат — своевременное выявление и устранение дефектов, поддержание технического состояния площадных объектов

комплексом, также обеспечивающим контроль за защищенностью газопровода в онлайн-режиме.

— Какие технологии для этого существуют?

— В нашей компании разработаны методики аппаратного анализа для нахождения оптимальных режимов работы станций катодной защиты. Это программно-аналитический комплекс, который обеспечивает построение математической модели системы электрохимической защиты от коррозии, производит расчет оптимальных режимов работы станций катодной защиты и остаточного ресурса оборудования, а также элементов системы противокоррозионной защиты (ПКЗ), формирование показателей надежности и технического состояния системы ПКЗ для Системы управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы.

— Методика уже апробирована на объектах компании?

— Да, эти технические и программные решения внедрены на магистральных газопроводах ООО «Газпром трансгаз Москва». Разработанный комплекс также применяется как инструмент поддержки принятия управленческого решения в работе систем противокоррозионной защиты, формирования планов технического обслуживания и ремонта защищаемого объекта и оборудования ПКЗ, а также планов диагностических обследований. Кроме того, работа стала лауреатом премии «Газпрома» в области науки и техники.

— Технологии, разработанные в «Газпром трансгаз Москва», применяются в других компаниях?

— Да. ПАО «Газпром» проанализировало темпы и основные векторы развития геоинформационной системы на опыте «Газпром трансгаз Москва» и экстраполировало задачи для выполнения всеми газотранспортными предприятиями Группы «Газпром». В частности, одной из самых актуальных задач стало обеспечение соответствия данных, размещаемых в Федеральной государственной информационной системе территориального планирования (ФГИС ТП) по объектам ГТС, с данными Схем территориального планирования в области трубопроводного транспорта и сведениями Единого государственного реестра недвижимости. Для поддержания этих государственных информационных систем не обойтись без информации, которую содержит ГИС «Газпром трансгаз Москва».

Кроме того, эта методика не стоит на месте. Мы развиваем и совершенствуем систему благодаря постоянной актуализации информации об объектах газотранспортной системы, планируя 100-процентное воздушное патрулирование магистральных газопроводов с последующим анализом данных аэрофотосъемки для инвентаризации объектов в границах охранных зон и минимальных расстояний и внося эту информацию в ГИС. База данных объединяет материалы об устранении существующих и предупреждении новых нарушений охранных зон и минимальных расстояний эксплуатируемых объектов, информацию о проведенных работах и ремонтах, а также блок планирования работ.

Что касается развития геоинформационного направления в масштабах ПАО «Газпром», то прорабатывается вопрос о создании единой геоинформационной среды для дочерних Обществ.

Сегодня можно смело утверждать: технологии, о которых мы говорим, делают транспорт газа безопаснее, а работу по его транспортировке — эффективнее, и это связано, в том числе, с тем, что многие процессы выполняются удаленно, с применением автоматизированных систем. ●



ООО «Газпром трансгаз Москва» — крупнейшее газотранспортное подразделение ПАО «Газпром», одно из важнейших звеньев Единой системы газоснабжения России, обеспечивающее своевременные бесперебойные поставки природного газа потребителям 14 субъектов европейской части Российской Федерации (г. Москвы, Белгородской, Брянской, Владимирской, Воронежской, Калужской, Курской, Липецкой, Московской, Орловской, Рязанской, Тамбовской, Тверской, Тульской областей), поставку газа на внутренний рынок, транзит в страны ближнего и дальнего зарубежья

ООО «Газпром трансгаз Москва» эксплуатирует системы магистральных газопроводов:

- Ужгородский коридор
- Тульский коридор
- Малый Курск
- Северный Кавказ — Центр
- Средняя Азия — Центр
- Александров — Гай — Острогжск
- Нижняя Тура — Пермь — Горький — Центр
- Тула — Белоусово
- Белоусово — Торжок
- Московское кольцо (КГМО)
- Грязовец — КГМО
- Касимов — КГМО
- Острогжск — Шебелинка



21 000 км

общая протяженность магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Москва»

В 14

субъектов РФ поступает топливо по сети ООО «Газпром трансгаз Москва»



> 165 млрд м³

транспорт газа в год

22

компрессорные станции с 41 цехом, 719 газораспределительных станций (это четверть всех ГРС Газпрома)



223 гпа

суммарная мощность 2 277,3 МВт

721

ГРС и КРП



ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП

для корректировки давления роторов магистральных насосов нефтеперекачивающих станций

РАЗРАБОТАН МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ РОТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

A METHODOICAL APPROACH HAS BEEN DEVELOPED TO ASSESS THE ECONOMIC EFFICIENCY OF USING A VARIABLE-FREQUENCY DRIVE TO CONTROL THE PRESSURE OF THE ROTORS OF THE MAIN PUMPS OF OIL PUMPING STATIONS

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, трубопровод, насос, гидромуфта, оценка экономической эффективности, преобразователь частоты, электропривод, нефтеперекачивающая станция, магистральный насос, частотно-регулируемый привод.

**Шарнина
Гульнара Салаватовна**

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

**Щур
Станислав Викторович**

магистрант факультета
трубопроводного транспорта,
ФГБОУ ВО Уфимский государственный
нефтяной технический университет

В настоящее время все чаще применяется регулирование давления роторов магистральных насосов нефтеперекачивающих станций изменением частоты вращения ротора с помощью преобразователей частоты электропривода или регулируемых гидравлических муфт [1]. Эти два принципиально различных устройства регулирования зачастую рассматриваются как альтернатива друг другу [4]. В работах [1, 2, 3] говорится о том, что применение регулируемых гидравлических муфт позволяет

экономить электроэнергию в среднем от 15 до 20 %. Однако в работе [5] говорится, что с точки зрения потребления электроэнергии регулирование с помощью преобразователя частоты электропривода эффективнее, чем с помощью гидравлической муфты.

В работе [6] предположение о неэффективности энергосбережения при регулировании давления с помощью гидравлической муфты подтверждается значительными потерями мощности в полном диапазоне частот. А именно, при уменьшении частоты вращения насоса до 50 % коэффициент полезного действия (КПД)

гидромуфты уменьшается до 40,6% (для различных гидромуфт значение может изменяться), при этом механический КПД составляет 81,2%, а гидравлический – 50%.

Изучив работы [4, 6, 7, 8], проведен сравнительный анализ наиболее значительных преимуществ и недостатков применения гидравлической муфты и частотно-регулируемого привода (ЧРП) по следующим признакам.

Величина КПД регулирующего устройства

- КПД гидромуфты, при полном заполнении ее маслом, составляет 93–96%, однако со снижением частоты вращения КПД гидромуфты падает, поэтому ее применение целесообразно при небольшом (10–15%) диапазоне регулирования частоты вращения вниз от номинальной. При работе на пониженной частоте вращения гидромуфта малоэффективна из-за больших потерь. При снижении частоты вращения ниже 80% КПД гидромуфты значительно уменьшается, падает ее энергоэффективность.
- КПД частотно-регулируемого привода в номинальном режиме составляет 96% и в рабочем диапазоне практически не изменяется.

Величина пускового тока электродвигателя

- При пуске электродвигателя от гидромуфты пусковой ток в 6–7 раз превышает номинальное значение тока, необходимое для работы в нормально-устойчивом режиме. Существуют более сложные гидромуфты с облегченным пуском, которые позволяют снизить продолжительность пуска, но не уменьшают величину пускового тока.
- При пуске электродвигателя от преобразователя частоты пусковой ток, как правило, не превышает номинального значения.

Точность регулирования технологических параметров

- Механические средства регулирования, к которым относится и гидромуфта, имеют изначальный люфт, который во время работы возрастает

из-за износа механических частей, засорения и т.д., что снижает точность регулирования технологических параметров.

- Частотно-регулируемый привод обеспечивает высокую точность управления основными технологическими параметрами насоса.

Автоматизация технологического процесса

- При использовании гидромуфты системная интеграция считается достаточно условной.
- Частотно-регулируемый привод позволяет в полной мере автоматизировать систему управления технологическим процессом на верхнем уровне SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных).

Работа двигателя

- При использовании гидромуфты электродвигатель всегда вращается с полной скоростью и выделяет тепло в соответствии с текущим значением КПД.
- В частотно-регулируемом приводе электродвигатель вращается с переменной скоростью, при этом уровень напряжения и частоты меньше, чем у источника питания, что приводит к уменьшению выделения тепла, увеличению срока службы подшипников двигателя и обеспечивает больший срок службы двигателя.

Надежность технологического процесса

- В случае повреждения гидромуфты невозможно быстро подключить насос напрямую к электродвигателю, что влечет за собой остановку технологического процесса.
- В случае неисправности частотно-регулируемого привода возможно подключение двигателя напрямую к сети осуществляется при помощи «электрического байпаса», что не повлечет нарушение технологического процесса.
- Исключение дополнительных потерь при номинальной работе насоса.
- Если частотно-регулируемый привод по условиям технологического процесса

должен длительное время работать с номинальной частотой вращения, то с помощью «синхронного байпаса» электродвигатель может быть переключен на сеть в режиме точной автоматической синхронизации (без бросков тока и провалов напряжения). При этом исключаются дополнительные потери в преобразователе частоты в этом режиме.

- С гидромуфтой этот режим принципиально нереализуем.

Защита электродвигателя

- При использовании гидромуфты требуется отдельная релейная защита электродвигателя.
- В частотно-регулируемом приводе имеется встроенная защита электродвигателя с функцией защиты от тепловой перегрузки, перегрузки по току и т.д., то есть не требуется отдельная релейная защита.

Воздействие на электрическую сеть

- Частотно-регулируемый привод вносит гармонические искажения в электрическую сеть. Однако для современных частотно-регулируемых приводов уровни этих искажений являются минимальными и соответствуют нормам электромагнитной совместимости.
- Электродвигатель гидромуфты не вносит гармонических искажений в электросеть.

Возможность использования одного устройства для регулирования нескольких электродвигателей насосов

- Гидромуфта обеспечивает регулирование только одного электродвигателя.
- Преобразователь частоты позволяет осуществить групповое управление несколькими электродвигателями насосов, что существенно снижает затраты на оборудование и его установку.

Загрязнение окружающей среды

- В муфтах используется большое количество рабочего масла, которому периодически необходима замена.

УДК 621.6



- При работе частотно-регулируемых приводов масло не применяется.

Экономическая эффективность применения частотно-регулируемых приводов (ЧРП) не ограничивается лишь уменьшением денежных затрат на покупку электроэнергии. Согласно работе [10], критерии оценки эффективности применения ЧРП также учитывают снижение затрат на ремонт электродвигателя за счет снижения числа его пусков; увеличение межремонтного интервала трубопровода за счет снижения величины перепадов давления в нем. Поэтому при оценке эффективности применения ЧРП целесообразно использовать не только энергетические критерии эффективности, но и критерии, связанные с повышением остаточного ресурса и снижением затрат на эксплуатацию и ремонт трубопровода и электродвигателей.

В данной работе проведен расчет экономической эффективности применения ЧРП. Методика расчета экономической эффективности применения ЧРП основана на примерах, изложенных в работах [9, 10]. Исходные данные для расчета экономической эффективности приведены в таблице 1.

Годовая экономия денежных средств после внедрения ЧРП, тыс. руб./год, определяется по формуле

$$\Delta Z_{\text{э}} = \Delta Z_{\text{эз}} + \Delta Z_{\text{эд}} + \Delta Z_{\text{ту}} - Z_{\text{обсл}}, \quad (1)$$

где $\Delta Z_{\text{эз}}$ – снижение затрат на оплату электроэнергии, тыс. руб.;

$\Delta Z_{\text{эд}}$ – снижение затрат на проведение ремонтов электродвигателей, тыс. руб.;

$\Delta Z_{\text{ту}}$ – снижение затрат на ремонт трубопровода технологического участка, тыс. руб.;

$Z_{\text{обсл}}$ – годовые затраты на обслуживание ЧРП специализированной организацией, тыс. руб.

Годовые затраты на обслуживание ЧРП специализированной организацией определяются по формуле

$$Z_{\text{обсл}} = K_{\text{обсл}} \cdot N_{\text{чрп}} \cdot Z_{\text{чрп}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{обсл}} = 0,14$ – коэффициент, принимаемый на основе опыта эксплуатации либо по данным заводов-изготовителей или обслуживающих организаций;

$N_{\text{чрп}}$ – количество устанавливаемых ЧРП, шт.;

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для расчета экономической эффективности

Количество ЧРП $N_{\text{чрп}}$, шт.	4
Стоимость ЧРП $Z_{\text{чрп}}$, тыс. руб.	50 000
Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб.	1,5
Снижение числа пусков электродвигателя за год ΔN , шт.	70
Время работы электродвигателя между текущим ремонтом $T_{\text{тр}}$, ч	6000
Время работы электродвигателя между капитальным ремонтом $T_{\text{кр}}$, ч	15 000
Затраты на текущий ремонт электродвигателя $Z_{\text{тр}}$, тыс. руб.	2500
Затраты на капитальный ремонт электродвигателя $Z_{\text{кр}}$, тыс. руб.	4000
Затраты на ремонт одного дефекта трубопровода $Z_{\text{р}}$, тыс. руб.	1000
Число ремонтов труб участка магистрального нефтепровода между соседними нефтеперекачивающими станциями nP , шт.	23

$Z_{\text{чрп}}$ – стоимость одного преобразователя частоты, тыс. руб.;

$$Z_{\text{обсл}} = 0,14 + 4 \cdot 50000 = 2800 \text{ тыс. руб.}$$

Экономия затрат электроэнергии на перекачку нефти при работе четырех ЧРП составляет $\Delta E_{\text{уд}} = 0,4$ кВт·ч/т. Это значит, что на каждую тонну перекачиваемой нефти экономия электроэнергии будет составлять 0,4 кВт·ч. Значит, за плановый объем перекачки нефти 32,1 млн тонн/год, будет сэкономлено $E = 12,83 \cdot 106$ кВт·ч электроэнергии.

Тогда снижение затрат на оплату электроэнергии, при тарифе $r = 1,5$ рубля за 1 кВт·ч электроэнергии будет составлять

$$\Delta Z_{\text{эз}} = E \cdot r, \quad (3)$$

где E – количество сэкономленной электроэнергии в год при внедрении ЧРП, кВт·ч;

r – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

$$\Delta Z_{\text{эз}} = 12,83 \cdot 106 \cdot 1,5 = 19239,48 \text{ тыс. руб.}$$

При расчете снижения затрат на ремонт электродвигателей необходимо учитывать снижение числа пусков ΔN за год вследствие использования ЧРП. При условии, что один пуск сокращает межремонтный интервал электродвигателя на 100 часов, время сокращения срока службы электродвигателя вследствие прямых пусков при циклической перекачке составит

$$\Delta T_{\text{тр}} = 100 \cdot \Delta N, \quad (4)$$

где ΔN – снижение числа пусков за год.

$$\Delta T_{\text{тр}} = 100 \cdot 70 = 7000 \text{ ч.}$$

Коэффициент увеличения межремонтного интервала электродвигателя $k_{\text{тр}}$ в относительных единицах определяется по формуле

$$k_{\text{тр}} = \Delta T_{\text{тр}} / T_{\text{тр}}, \quad (5)$$

где $\Delta T_{\text{тр}}$ – время сокращения срока службы электродвигателя вследствие прямых пусков при циклической перекачке, ч;

$T_{\text{тр}} = 6000$ – межремонтный период электродвигателя, ч.

$$k_{\text{тр}} = 7000 / 6000 = 1,16.$$

Вследствие увеличения межремонтного интервала среднегодовые затраты на проведение текущих ремонтов i -ого электродвигателя, приведенные к одному году, снижаются на величину

$$\Delta Z_{\text{три}} = k_{\text{тр}} \cdot Z_{\text{три}}, \quad (6)$$

где $Z_{\text{три}}$ – затраты на текущий ремонт i -ого электродвигателя, тыс. руб.;

$k_{\text{тр}}$ – коэффициент увеличения межремонтного интервала электродвигателя.

$$\Delta Z_{\text{три}} = 1,16 \cdot 2500 = 2916,67 \text{ тыс. руб.}$$

По аналогии с формулой (5) выводится формула для определения коэффициента увеличения интервала между капитальными ремонтами электродвигателей за год:

$$k_{\text{кр}} = \Delta T_{\text{кр}} / T_{\text{кр}}, \quad (7)$$

где $\Delta T_{\text{кр}}$ – время сокращения срока службы электродвигателя вследствие прямых пусков при циклической перекачке, ч: $\Delta T_{\text{кр}} = \Delta T_{\text{тр}}$;

$T_{\text{кр}} = 15000$ – межремонтный период электродвигателя, ч.

$$k_{\text{кр}} = 7000 / 15000 = 0,46.$$

Затраты на проведение капитальных ремонтов i -ого электродвигателя, приведенные к одному году, снижаются на величину

$$\Delta Z_{\text{кри}} = k_{\text{кр}} \cdot Z_{\text{кри}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{кри}}$ – затраты на ремонт обмотки i -ого электродвигателя во время капитального ремонта, тыс. руб.;

$k_{\text{кр}}$ – коэффициент увеличения межремонтного интервала электродвигателя.

$$\Delta Z_{\text{кри}} = 0,46 \cdot 4000 = 1866,67 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов снижения затрат на текущий и капитальный ремонты электродвигателей суммируются:

$$\Delta Z_{\text{эд}} = (\Delta Z_{\text{кри}} + \Delta Z_{\text{три}}) \cdot 4, \quad (9)$$

где $\Delta Z_{\text{кри}}$ – среднегодовые затраты на проведение капитальных ремонтов i -ого электродвигателя, тыс. руб.;

$\Delta Z_{\text{три}}$ – среднегодовые затраты на проведение текущих ремонтов i -ого электродвигателя, тыс. руб.

$$\Delta Z_{\text{эд}} = (1866,67 + 2916,67) \cdot 4 = 19133,33 \text{ тыс. руб.}$$

Увеличение межремонтного периода трубопровода вследствие сокращения перепадов давления влечет за собой снижение затрат на ремонт трубопровода.

При известном значении уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, снижение затрат на ремонт участка трубопровода между соседними нефтеперекачивающими станциями при использовании частотно-регулируемого привода определяется по формуле

$$\Delta Z_i = nДПР \cdot Z_{\text{р}}, \quad (10)$$

где $nДПР$ – уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту на i -ом участке между соседними станциями;

$Z_{\text{р}}$ – затраты на ремонт одного дефекта, тыс. руб.

Если уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту, неизвестно, то оно может быть приближенно определено по формуле

$$nДПР = nP \cdot (1 - 1 / k_{\text{сц}}), \quad (11)$$

где nP – число ремонтов труб участка магистральных насосов между соседними нефтеперекачивающими станциями при работе трубопровода без использования частотно-регулируемого привода;

$k_{\text{сц}} = 1,8$ – коэффициент снижения цикличности нагружения, представляющий собой отношение цикличности нагружения при работе магистральных насосов без применения частотно-регулируемого привода к прогнозируемому значению цикличности нагружения при работе магистральных насосов с применением частотно-регулируемого привода.

$$nДПР = 23 \cdot (1 - 1 / 1,8) = 10,22 \text{ шт.}$$

$$\Delta Z_{\text{ту}} = 10,22 \cdot 1000 \cdot 4 = 40888,89 \text{ тыс. руб.}$$

В результате годовая экономия денежных средств после внедрения ЧРП будет составлять

$$\Delta Z = 19239,48 + 19133,33 + 40888,89 - 2800 = 76461,7 \text{ тыс. руб.}$$

При упрощенной оценке срок окупаемости ЧРП определяется по формуле

$$T_{\text{ок}} = (1 + k_{\text{м}}) \cdot N_{\text{чрп}} \cdot Z_{\text{чрп}} / \Delta Z, \quad (12)$$

где $Z_{\text{чрп}}$, $N_{\text{чрп}}$ – то же, что и в формуле (2);

$k_{\text{м}} = 0,35$ – коэффициент, учитывающий затраты на строительные, монтажные, пусконаладочные и другие работы;

ΔZ – годовая экономия при применении ЧРП, тыс. руб.

$$T_{\text{ок}} = (1 + 0,35) \cdot 4 \cdot 50000 / 76461,7 = 3,5 \text{ года.}$$

Расчет экономической эффективности показал, что, несмотря на высокую стоимость преобразователя частоты, срок окупаемости проекта в несколько раз превосходит срок службы рассматриваемого оборудования. При этом было показано, что экономический эффект от использования преобразователя частоты не ограничивается лишь уменьшением денежных затрат на покупку электроэнергии.

Критерии оценки эффективности применения ЧРП также учитывают снижение затрат на ремонт электродвигателя за счет снижения числа его пусков; увеличение межремонтного интервала трубопровода за счет снижения неблагоприятных перепадов давления в нем. ●

Литература

1. Зайнутдинов Э.А. Опыт внедрения энергосберегающих технологий специалистами ООО «Камэнергоремонт-холдинг» / Э.А. Зайнутдинов, Д.И. Атланов // Энергетика Татарстана. – 2005. № 2. – С. 41–44.
2. Зотов Б.Н. К вопросам прогнозирования энергопотребления при транспортировке нефти и энергосбережения на нефтепроводах / Б.Н. Зотов // Территория нефтегаз. – 2016. №10. – С. 94–100.
3. Иванов В.Б. Оценка эффективности внедрения гидромурфт для регулирования производительности центробежных насосов / А.В. Иванов, В.И. Ситас, М. Рихтер // Энергетика, энергосберегающие технологии и оборудование. – 2015. № 4/1 (24). – С. 55–59.
4. Кожухова А.В. Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки / А.В. Кожухова, К.Н. Рамазанов // Международный научный журнал «Символ науки». – 2016. № 11–3. – С. 95–96.
5. Вязунов Е.В. Оптимизация потребляемой НПС мощности при различных способах регулирования / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. № 4 (38). – С. 4–7.
6. Евтух К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромурфтами / К.А. Евтух, Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. № 2 (14). – С. 15–21.
7. Лазарев Г.А. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях // Силовая электроника. – 2007. № 3. – С. 41–48.
8. Тергемес К.Т. Повышение энергоэффективности режимов работы насосных агрегатов нефтеперекачивающей станции с регулируемым электроприводом / К.Т. Тергемес, С.Г. Костин // Вестник Алматинского университета энергетики и связи. – 2016. №1 (32). – С. 30–35.
9. Шабанов В.А. Эффективность использования бестрансформаторных многоуровневых преобразователей частоты в электроприводе магистральных насосов / В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, А.Р. Калимгулов, М.И. Хакимьянов, Д.А. Токмаков, А.В. Шепелин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. № 5. – С. 493–515.
10. Шабанов В.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов / В.А. Шабанов, А.Р. Калимгулов, Э.Ф. Хакимов, П.А. Ревель-Муроз // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. № 2. – С. 11–17.

KEYWORDS: pipeline transport, pipeline, pump, hydraulic coupling, economic efficiency assessment, frequency converter, electric drive, oil pumping station, main pump, frequency-controlled drive.

СИСТЕМА ПИКОВОГО РЕАГИРОВАНИЯ



Хан Сергей Александрович
заместитель начальника
Департамента – начальник
Управления
ПАО «Газпром»

НА НАЧАЛО 2022 ГОДА В МИРЕ ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ 702 ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ) С АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ХРАНЕНИЯ 413,5 МЛРД М³. СУММАРНАЯ СУТОЧНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ЭТИХ ХРАНИЛИЩ СОСТАВЛЯЕТ ПОРЯДКА 7,7 МЛРД М³. ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ДОЛЮ В ЭТИХ ОБЪЕМАХ СОСТАВЛЯЕТ КОМПЛЕКС ПХГ, ВХОДЯЩИЙ В СТРУКТУРУ «ГАЗПРОМА». КАК КОМПАНИЯ ОБЕСПЕЧИВАЕТ НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ СЕТИ СВОИХ ГАЗОХРАНИЛИЩ И КАКОЕ БУДУЩЕЕ ЖДЕТ ДАННЫЕ ОБЪЕКТЫ С РАЗВИТИЕМ ГЛОБАЛЬНЫХ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ, В ЭКСКЛЮЗИВНОМ ИНТЕРВЬЮ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛ ЗАМЕСТИТЕЛЬ НАЧАЛЬНИКА ДЕПАРТАМЕНТА – НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» СЕРГЕЙ ХАН

AS OF THE BEGINNING OF 2022, THERE ARE 702 UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES (UGSF) OPERATING IN THE WORLD WITH AN ACTIVE STORAGE CAPACITY OF 413.5 BILLION M³. THE TOTAL DAILY CAPACITY OF THESE STORAGE FACILITIES IS ABOUT 7.7 BILLION M³. A SIGNIFICANT SHARE OF THESE VOLUMES IS THE UGSF COMPLEX, WHICH IS PART OF THE STRUCTURE OF GAZPROM. DEPUTY HEAD OF THE DEPARTMENT – HEAD OF THE DIRECTORATE OF PJSC GAZPROM SERGEY KHAN, IN AN EXCLUSIVE INTERVIEW WITH NEFTEGAZ.RU SPOKE ABOUT HOW THE COMPANY ENSURES THE RELIABILITY OF ITS GAS STORAGE NETWORK AND WHAT THE FUTURE HOLDS FOR THESE FACILITIES WITH THE DEVELOPMENT OF GLOBAL INFRASTRUCTURE PROJECTS

Ключевые слова: подземные хранилища газа, единая система газоснабжения, система пикового реагирования, газопотребление, импортозамещение.

– Сергей Александрович, в последнее время в СМИ очень часто говорят о ПХГ. Почему их значение так возросло? И какую роль подземные хранилища играют в цепочке Единой системы газоснабжения?

– Одним из важнейших факторов, который делает природный газ надежным и эффективным ресурсом, доступным по месту, времени и цене, является то, что он может храниться. Причем храниться в весьма значительных объемах, составляющих 20–30 и более процентов от годовых потребностей страны или региона. Принципиальным фактором, обеспечивающим

эффективность ПХГ, является их работа как неотъемлемого элемента Единой системы газоснабжения. В связке с газотранспортными и газодобывающими системами ПХГ позволяют оптимизировать всю цепочку, сокращая объем капитальных и операционных затрат, обеспечивая наиболее эффективные режимы эксплуатации компрессорного оборудования, снимая пиковые нагрузки с системы добычи и переработки газа, обеспечивая стабильную максимально возможную загрузку трубопроводов.

Калининградское ПХГ, обеспечивающее энергетическую безопасность российского экспорта



УДК 622.691.24

И хотя ПХГ не являются единственным средством обеспечения энергетической безопасности, их роль в этом процессе трудно переоценить, так как подземные хранилища позволяют гарантированно обеспечивать потребителей природным газом независимо от времени года, колебаний температуры, форс-мажорных обстоятельств, внося тем самым важнейший вклад в обеспечение энергетической безопасности страны.

– Какие существуют планы по развитию системы ПХГ ПАО «Газпром»?

– Стратегия развития мощностей ПХГ в нашей стране базируется на поддержании и развитии действующих хранилищ, а также строительстве ПХГ в новых регионах с увеличением преимущественно суточной производительности. Программой ускоренного развития предусматривается реализация 81 инвестиционного проекта ПХГ и прилегающих участков ГТС, из которых 26 уже находятся в стадии реализации, по 33 начаты проектно-изыскательские работы, по 22 ведется подготовка заданий на проектирование. Указанные проекты направлены на реконструкцию, техническое перевооружение и расширение действующих объектов, а также строительство новых ПХГ.

В целом же планы «Газпрома» по развитию подземных хранилищ газа базируются на следующих принципах:

- во-первых, строительство и расширение пиковых подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли: действующих Калининградского и Волгоградского, проектируемого Новомосковского и базовых в пористых пластах;
- во-вторых, обеспечение современных требований безопасности и повышение эффективности управления технологическими процессами за счет внедрения современных и высокотехнологичных решений посредством реконструкции действующих хранилищ и прилегающих участков газотранспортной системы, обеспечивающих отбор и закачку газа в ПХГ;
- в-третьих, строительство новых объектов подземного хранения газа, в связке с реализацией масштабной программы газификации регионов страны, направленное на создание необходимых резервов газа в регионах с возрастающим уровнем газопотребления, для покрытия сезонной и пиковой неравномерности в периоды пикового спроса на голубое топливо;
- в-четвертых, продолжение реализации программы реконструкции скважин с целью повышения надежности

их эксплуатации, обеспечения противодивергентной безопасности и восстановления проектных производительностей.

Целевой задачей данных мероприятий является поэтапное увеличение суточной производительности на начало сезона отбора газа до 1 млрд м³ газа, а также увеличение запасов хранения газа до уровня 80,5 млрд м³ природного газа.

– ПАО «Газпром» уделяет большое внимание развитию пиковых хранилищ газа. Почему именно пиковым по назначению подземным хранилищам «Газпром» уделяем особое внимание?

– В настоящее время в системе ПАО «Газпром» в эксплуатации находятся два основных типа подземных хранилищ газа: базовые и пиковые. Базовые хранилища предназначены для покрытия сезонной неравномерности потребления газа и задействованы в подаче дополнительных объемов газа в течение всего осенне-зимнего периода. В сравнении с ними пиковые ПХГ предназначены для компенсации нагрузок в короткие периоды похолодания. Они позволяют оперативно переходить от режима отбора газа к его закачке.

На сегодня «Газпром» эксплуатирует два пиковых хранилища в отложениях каменной соли – Калининградское и Волгоградское ПХГ, а также Калужское ПХГ в водоносной структуре. Помимо указанных хранилищ, в пиковом режиме эксплуатации используются структуры Елшано-Курдюмского ПХГ в Саратовской области, Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ в Республике Башкортостан и Удмуртского резервирующего комплекса – одного из ключевых проектов компании в индустрии подземного хранения газа.

– Расскажите, пожалуйста, подробнее о развивающемся центре подземного хранения газа в Удмуртской Республике.



ФАКТЫ

702 ПХГ

с активной мощностью хранения 413,5 млрд м³ эксплуатируется в мире на данный момент

7,7

млрд м³

составляет суммарная суточная производительность всех ПХГ в мире

Сергей Хан во время рабочей поездки в Саратовскую область. Обсуждение производственных вопросов с начальником филиала ООО «Газпром ПХГ» «Елшанское УПХГ» Игорем Молей





▲ Производственная площадка Совхозного подземного хранилища газа в Оренбургской области

– Проект «Удмуртский резервирующий комплекс ПХГ» предполагает создание в четырех обособленных геологических структурах газохранилищ, объединенных в единый технологический комплекс. В первую очередь стоит задача обеспечения надежного газоснабжения населения и промышленных предприятий (в основном оборонного профиля) Удмуртии, а по газопроводу «Миннибаево – Ижевск» и всего Нижнекамского промышленного узла (города Елабуга, Набережные Челны, Миннибаево). При этом увеличение газопотребления предприятий Удмуртии и Татарстана снизит экологическую нагрузку в регионе. Немаловажным аспектом является обеспечение надежности работы магистральных газопроводов, проходящих вблизи создаваемого комплекса ПХГ («Прогресс», «Ямбург – Елец», «Ямбург – Тула», «Уренгой – Центр») и поставляющих газ в центральные и западные регионы России, Республику Беларусь.

– Оцените, насколько эффективна в России система управления мощностями хранения газа?

– Сегодня на территории России «Газпром» эксплуатирует 23 подземных хранилища газа, включающих 27 объектов хранения. Эти ПХГ расположены в 15 субъектах РФ, их разделяют сотни и даже тысячи километров. Для повышения надежности и оперативности эксплуатации газохранилищ, упрощения обмена информацией на всех уровнях ответственности в середине 2000-х годов руководством компании было принято решение о создании единого оператора системы подземных хранилищ газа страны – ООО «Газпром ПХГ». Тот факт, что нигде больше аналогичной структуры не существует, еще раз

доказывает уникальность «Газпрома» и подтверждает его значимость на мировой арене. К слову, такая тенденция позволила Обществу в этом году добиться очередного производственного рекорда: создание оперативного резерва газа в объеме 72,662 млрд м³ и достижение потенциальной максимальной суточной производительности до отметки 852,4 млн м³ метров газа – небывалые цифры для отечественной энергетики!

– Впечатляющие показатели. В каких регионах сегодня назрела необходимость для проработки возможности создания там ПХГ?

– «Газпром» продолжает традицию, заложенную со времен СССР – проведение геолого-разведочных работ исключительно для целей ПХГ и формирование портфеля подготовленных структур в различных регионах России. В настоящее время основной акцент в изучении смещается в Восточную Сибирь и на Дальний Восток. Так же остро стоит проблематика хранения гелиевого концентрата, так как залежи всех месторождений Восточной Сибири богаты гелием, и его выделение, как и сохранение, является стратегической задачей для отрасли.

Также завершается проектирование и ведется подготовка к выполнению строительно-монтажных работ на Шатровском ПХГ в Курганской области, Беднодемьяновском ПХГ на границе Пензенской области и Республики Мордовии, а также Арбузовском ПХГ в Республике Татарстан. Помимо этого, в связи с возрастающими объемами потребления газа в Центральном регионе, предусматривается расширение Калужского ПХГ и строительство нового пикового хранилища в отложениях

каменной соли – Новомосковского ПХГ в Тульской области. По данным объектам уже выполняются проектно-изыскательские работы.

– Как на объектах ПХГ ПАО «Газпром» реализуются программы импортозамещения, внедрение которых стало жизненно необходимым в условиях нового времени?

– Политика импортозамещения в ПАО «Газпром» определена задолго до того, как актуальность этого вопроса возросла в последние годы. Обеспечена реализация единой технической политики в данной сфере, и уже сегодня на объектах подземного хранения газа используется до 90% отечественного оборудования и комплектующих. К примерам успешного импортозамещения можно отнести замещение запасных частей, необходимых для выполнения текущего и капитального ремонта импортных поршневых ГПА, и замещение дозирующих насосов для метанола. Более того, на зарубежных объектах ПХГ применяется оборудование отечественного производства при диагностическом обследовании и капитальном ремонте скважин, при эжектировании газа на компрессорных станциях.

– Расскажите, существует ли практика взаимодействия и обмена знаниями между российскими специалистами и их коллегами из дружественных государств и стран СНГ?

– Дважды в год ПАО «Газпром» организует заседания Комиссии газовой промышленности по результатам сезонов отбора и закачки газа, где, кроме наших специалистов, участвуют представители принадлежащих Обществу зарубежных объектов ПХГ в Белоруссии, Армении и Сербии.

На принадлежащем «Газпрому» ПХГ «Банатский Двор» в Сербии действует специальный технический комитет, который дважды в год встречается и обсуждает вопросы эффективной и безопасной эксплуатации ПХГ.

Значительную работу выполняет рабочая группа по сотрудничеству в области подземного хранения газа между ПАО «Газпром» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией. Стороны выполняют совместную работу по геолого-техническому изучению возможностей создания ПХГ на территории КНР. Это очень важный вопрос для обеспечения эффективности, гибкости и надежности поставок российского газа в Китай.

Активное сотрудничество осуществляется со специалистами из Ирана, Узбекистана, Киргизии, Азербайджана и Казахстана. Практикуется организация технологических

визитов на производственные объекты сторон. В ходе таких поездок специалисты из партнерских компаний могут ознакомиться с организацией работ на объектах, посмотреть, как решаются похожие вопросы у принимающей стороны, получить информацию о новых технологиях и инновационном оборудовании.

– «Газпром» сегодня – крупнейший экспортер газа в КНР. Будут ли создаваться сопутствующие ПХГ для обеспечения функционирования газопроводов «Сила Сибири» и «Сила Сибири-2»?

– Поворот России на Восток связан с внешнеэкономической переориентацией на страны Азии. Одним из важнейших направлений этой деятельности России является укрепление позиций на азиатском газовом рынке. Новые проекты по поставкам газа в Китай могут быть поддержаны путем строительства ПХГ на конечных участках магистральных газопроводов «Сила Сибири» и «Сила Сибири-2», на территории КНР для обеспечения надежности и гибкости поставок российского газа на экспорт. Китайское правительство хорошо понимает роль ПХГ для обеспечения надежности газоснабжения и энергетической безопасности страны. Потребление природного газа в КНР характеризуется крайней сезонной неравномерностью. Как правило, за 5 месяцев отопительного сезона потребляется до 60% годового объема поставок газа. В таких условиях роль ПХГ трудно переоценить. В стране действует государственная программа строительства хранилищ. В этой ситуации помощь, оказываемая ПАО «Газпром» через совместные работы с КННК по созданию ПХГ, весьма важна. Наши специалисты работают на нескольких объектах: ПХГ «Шэнпин» и ПХГ «Байцзюй» в пористой среде, а также на ПХГ «Чучжоу» в каменных солях.

Согласно государственным требованиям, в течение 14-й пятилетки в Китае необходимо создать мощности по хранению газа в объеме не менее 16% от годового объема потребления газа в стране. Для нас это тоже будет полезно, так как наличие ПХГ в Китае будет способствовать оптимизации режимов эксплуатации нашей экспортной трубопроводной системы. С подписанием договора о поставках российского газа в Китай можно судить о возникновении на Евразийском континенте уникальных условий по созданию единой трансконтинентальной системы газоснабжения. ●

KEYWORDS: *underground gas storage facilities, unified gas supply system, peak response system, gas consumption, import substitution.*

ФАКТЫ

23

ПХГ эксплуатирует сегодня «Газпром» на территории России

72,662

млрд м³ газа составляет оперативный резерв, созданный «Газпромом» в 2022 г.

До 90%

отечественного оборудования и комплектующих используется сегодня на объектах подземного хранения газа «Газпрома»

ФАКТЫ

81

инвестпроект ПХГ предусмотрен программой ускоренного развития

26

инвестиционных проектов ПХГ находятся в стадии реализации, по 33 начаты проектно-изыскательские работы, по 22 ведется подготовка заданий на проектирование

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЕМ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ ТЕЧЕНИЯ газожидкостных потоков в трубопроводах



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Дудин Сергей Михайлович
старший преподаватель кафедры
«Транспорт углеводородных ресурсов»

Подорожников Сергей Юрьевич
доцент кафедры
«Транспорт углеводородных ресурсов»,
к.т.н.

Чижевская Елена Леонидовна
доцент кафедры
«Транспорт углеводородных ресурсов»,
к.э.н.

Земенков Юрий Дмитриевич
заведующий кафедрой
«Транспорт углеводородных ресурсов»,
д.т.н., профессор

Халин Анатолий Николаевич
к.т.н., доцент

Земенкова Мария Юрьевна
профессор кафедры
«Транспорт углеводородных ресурсов»,
д.т.н.
Тюменский индустриальный университет

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО НА КАФЕДРЕ «ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ» ФГОУ ВО «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ» ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОЙ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДАХ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА МЕСТНОСТИ СО СЛОЖНЫМ РЕЛЬЕФОМ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СТЕНДА ПОЗВОЛЯЮТ РЕШАТЬ ЗАДАЧИ УЧЕБНОГО И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ХАРАКТЕРА В РАМКАХ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ВЫСШЕЙ КВАЛИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ. НА ОСНОВЕ МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОЛНОГО ФАКТОРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА НА СТЕНДЕ ВЫПОЛНЕНА СЕРИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ЭКСПЕРИМЕНТОВ ОСНОВНОГО ЦИКЛА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДАХ С ВОСХОДЯЩИМИ И НИСХОДЯЩИМИ УЧАСТКАМИ ПРИ РАЗНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

THE ARTICLE DESCRIBES AN EXPERIMENTAL STAND DEVELOPED AT THE DEPARTMENT OF TRANSPORTATION OF HYDROCARBON RESOURCES OF THE FEDERAL STATE EDUCATIONAL INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION "TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY" WITH THE ABILITY TO SIMULATE AND INTELLIGENTLY CONTROL THE FLOW REGIMES OF A TWO-PHASE GAS-LIQUID MIXTURE IN PIPELINES LAID ON SURFACE WITH COMPLEX TERRAIN. THE TECHNOLOGICAL CAPABILITIES OF THE STAND ALLOW SOLVING PROBLEMS OF AN EDUCATIONAL AND RESEARCH NATURE AS PART OF THE TRAINING OF HIGHLY QUALIFIED OIL AND GAS SPECIALISTS. BASED ON THE METHODOLOGY FOR PLANNING A FULL FACTORIAL EXPERIMENT, A SERIES OF PRELIMINARY EXPERIMENTS AND EXPERIMENTS OF THE MAIN CYCLE WERE PERFORMED ON THE STAND TO SIMULATE THE STRUCTURAL FORMS OF A TWO-PHASE GAS-LIQUID FLOW IN PIPELINES WITH ASCENDING AND DESCENDING SECTIONS AT DIFFERENT PERFORMANCE VALUES

Ключевые слова: моделирование, гидродинамика, трубопровод, экспериментальный стенд, структура потока, режим течения, гидравлические потери, газожидкостный поток, жидкость, газ.

Система трубопроводного транспорта является одной из важнейших отраслей России, функционирование которой имеет высокое стратегическое и тактическое значение для обеспечения безопасности государства в целом. Смещение интересов добывающих компаний в сторону территорий со сложными природно-климатическими условиями делает необходимой проработку вопросов транспорта извлекаемых углеводородов с учетом специфики протекающих в подобных условиях процессов и учета их в технологии транспортировки. Объективно необходима система интеллектуального выбора режимов течения газожидкостных потоков в зависимости от условий внешней среды.

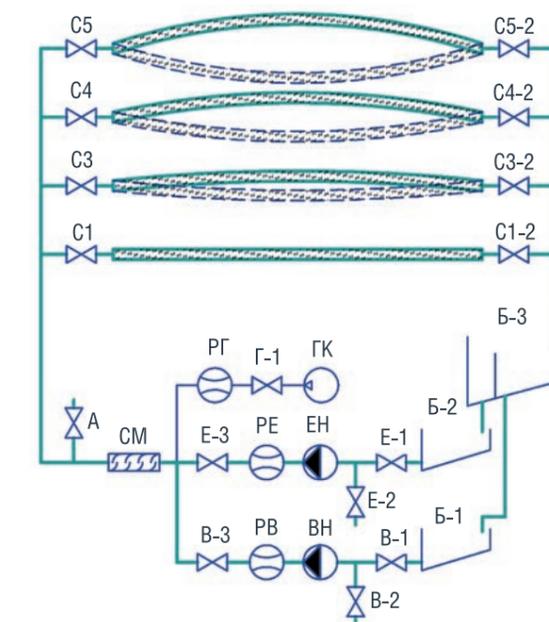
Моделирование и изучение двухфазного газожидкостного течения в трубопроводах, проложенных на местности со сложным рельефом, выполняются на разработанном сотрудниками кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» ФГОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» экспериментальном стенде «Гидродинамика многофазных потоков в трубопроводах» (рис. 1).

Экспериментальный стенд состоит из трех участков для моделирования и изучения двухфазного газожидкостного течения в трубопроводах, проложенных на местности со сложным рельефом (рис. 2, 3).

РИС. 1. Экспериментальный стенд «Гидродинамика многофазных потоков в трубопроводах»

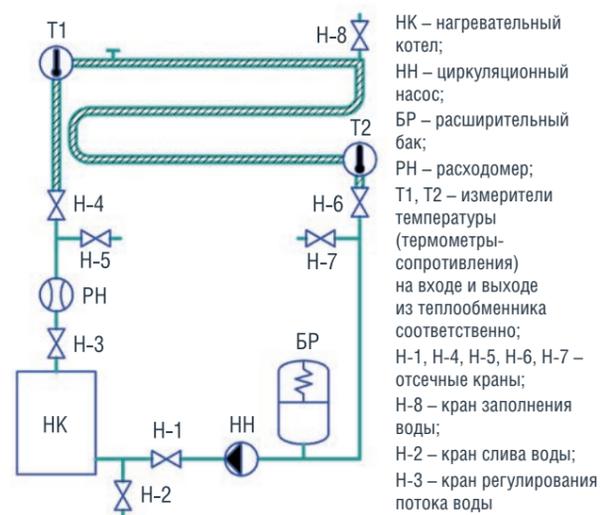


РИС. 2. Технологическая схема участков экспериментальной установки для изучения газожидкостного течения в горизонтальных трубах и трубопроводах, проложенных через возвышенности и низины местности



Б-1 – бак воды; Б-2 – бак «Exxsol»; Б-3 – бак разделительный (отделяющий воду от «Exxsol»); В-1 – кран подачи воды в систему прозрачных трубопроводов; В-2 – кран слива воды из системы прозрачных трубопроводов; ВН – насос воды; РВ – расходомер воды; В-3 – кран регулирования потока воды; Е-1 – кран подачи «Exxsol» в систему прозрачных трубопроводов из бака Б-2; Е-2 – кран слива «Exxsol» из системы прозрачных трубопроводов; ЕН – насос «Exxsol»; РЕ – расходомер «Exxsol»; Е-3 – кран регулирования потока «Exxsol»; ГК – компрессор подачи воздуха в систему прозрачных трубопроводов; Г-1 – кран регулирования подачи воздуха в систему прозрачных трубопроводов; РГ – ротаметр; СМ – смеситель «жидкость-газ»; С1, С1-2 – входной и выходной отсечные краны горизонтального участка прозрачного трубопровода; С3, С3-2 – входной и выходной отсечные краны участка прозрачного трубопровода с углом наклона 3°; С4, С4-2 – входной и выходной отсечные краны участка прозрачного трубопровода с углом наклона 6°; С5, С5-2 – входной и выходной отсечные краны участка прозрачного трубопровода с углом наклона 9°

РИС. 3. Технологическая схема участка экспериментальной установки для моделирования нестационарного теплопереноса в трубопроводах и определения коэффициента теплопередачи



На участке 1 (рис. 2, показан сплошными линиями) создается модельная система движения по горизонтальному трубопроводу жидкости и газа в условиях наличия возвышенностей, в которых могут концентрироваться газы и создаваться газовые пробки. Участки подъема имеют углы наклона 3°, 6°, 9° и изготовлены из прозрачных материалов в видимой области спектра.

На участке 2 (на рис. 2, показан пунктирными линиями) моделируется гидродинамика газожидкостной смеси в трубопроводе, проложенном на местности с пониженными участками. Участки опускания имеют углы наклона 3°, 6°, 9° и изготовлены из стеклянных трубок.

Участок 3 предназначен для решения задач определения коэффициента теплоотдачи, определения объемов, прокачанных жидкостей и газа, потерь давления и других задач (рис. 3). Данный участок изготовлен из металлических труб.

На экспериментальной установке реализована интеллектуальная система сбора, обработки информации и наблюдения за гидродинамикой процессов в трубопроводе в режиме реального времени. Для цифровой визуализации структурных форм течения на стенде предусмотрены участки, изготовленные из прозрачных материалов в видимой области спектра и оснащенные веб-камерами, которые транслируют изображения участка на рабочее место оператора установки. Все участки укомплектованы высокотехнологичными современными средствами регулирования потока жидкости и газа, управление которыми осуществляется через компьютер.

Указанные конструкторско-технологические особенности стенда являются его отличительной характеристикой в сравнении с подобными исследовательскими стендами.

Экспериментальная установка позволяет обучающимся по направлениям подготовки бакалавров 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазотранспортных систем») и магистров 21.04.01 «Нефтегазовое дело» (программы «Технологии транспорта и хранения нефти и газа в сложных природно-климатических

условиях», «Надежность и безопасность объектов транспорта углеводородных ресурсов», «Управление эффективностью систем транспорта, хранения нефти и газа») выполнять следующие задачи:

- изучение тепловых и гидродинамических режимов работы трубопровода при перекачке двухфазных и многокомпонентных сред с высокой и сниженной вязкостью;
- исследование пропускной способности нефтепровода на местности со сложным рельефом с учетом образования газовых полостей в возвышенных участках трассы трубопровода;
- изучение технологических режимов перекачки с учетом накопления воды в пониженных участках трассы газопроводов;
- исследование пропускной способности многониточных трубопроводов с регулируемыми перемычками;
- экспериментальное исследование эффективности подогревающих устройств для перекачки высоковязкой нефти;
- моделирование неустановившихся режимов перекачки нефти, газа и газожидкостных сред.

В рамках научно-исследовательской работы на экспериментальной установке можно решать следующие задачи в области повышения энергоэффективности трубопроводного транспорта углеводородных ресурсов:

- разработка методики оперативного расчета технологических параметров выноса жидкой и газовой фазы из пониженных и повышенных участков трубопровода;
- экспериментальные исследования условий формирования газовой фазы в повышенных участках трассы трубопровода;
- определение условий выноса жидкой фазы из пониженных участков трассы трубопровода;
- определение условий выноса газовой фазы из повышенных участков трассы трубопровода;
- исследование структурных форм течения газожидкостной смеси в трубопроводе;
- определение потерь давления в трубопроводе при дисперсном режиме течения;
- изучение пробкового и эмульсионного режимов течения.

Автоматизация стенда построена на базе трехуровневой структуры автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП):

- нижний уровень обеспечивает сбор данных о параметрах технологического процесса перекачки и состояния оборудования, реализует управляющие воздействия оператора установки;
- средний уровень реализован на основе контроллеров, которые позволяют выполнять задачи автоматического управления и регулирования, пуска и остановки оборудования, логико-командного управления, аварийных отключений и защит;
- верхний уровень реализован на базе автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и позволяет решать задачи управления процессами, оптимизации режимов, визуализации и архивирования процесса, диагностики и коррекции программного обеспечения установки.

На верхнем уровне АСУ ТП экспериментального стенда реализуются следующие функции:

- сбор данных с измерительных приборов и контроллеров;
- визуализация технологического процесса в режиме реального времени;
- построение и вывод трендов технологических параметров;
- предоставление возможности дистанционного ручного и автоматизированного управления технологическим процессом;
- ведение архивов значений параметров, событий, управляющих директив и донесений об их исполнении;
- предоставление информации на АРМ в виде мнемосхем, графиков, столбиковых диаграмм и таблиц;
- подготовка и генерирование отчетов о ходе технологического процесса.

Верхний уровень АСУ ТП в виде программного модуля выполнен на языке Delphi. Нижний и средний уровни АСУ ТП стенда представлены следующим оборудованием (табл. 1, 2).

ТАБЛИЦА 1. Первичные датчики АСУ ТП стенда

Название	Кол-во
Дифференциальный датчик давления Метран 150	1
Термометр сопротивления во взрывозащищенном исполнении ТСПУ Метран 276-08	2
Расходомер воды ZENNER	3

ТАБЛИЦА 2. Оборудование второго уровня АСУ ТП стенда

Название	Кол-во
Промышленный тахометр-расходомер ЭРКОН-415	3
Измеритель и позиционный регулятор Термодат-22М1	1

В соответствии с методикой полного факторного эксперимента [4] на стенде выполнена серия предварительных экспериментов и экспериментов основного цикла. При планировании эксперимента учитывались следующие факторы: расход жидкой фазы, расход газовой фазы, температура на входе в участок трубопровода, температура в конце участка трубопровода, перепад давления от самой нижней точки до самой верхней точки экспериментальной установки.

На первом этапе экспериментальных исследований выполнены работы по изучению структурных форм газожидкостных течений в трубопроводах. На рис. 4, 5 приведены результаты экспериментальных наблюдений режимов перекачки газожидкостного потока для участков с разным наклоном трубы относительно горизонта. В опытах имитировались технологические режимы при разных значениях производительности перекачки жидкости с постоянным неизменным расходом газа.

РИС. 4. Структурное течение многофазного потока на вогнутом участке с углом наклона трубы к горизонту на участке визуального наблюдения $\alpha = 6^\circ$



РИС. 5. Структурное течение многофазного потока на выпуклом участке с углом наклона трубы к горизонту на участке визуального наблюдения $\alpha = 9^\circ$



В результате экспериментальных исследований выявлены следующие характерные структуры потока газожидкостной смеси на контрольном участке трубопровода:

- пузырьковая (эмульсионная), характеризующаяся движением пузырьков газа в потоке жидкости;
- пробковая (снарядная, пробково-дисперсная), характеризующаяся чередованием жидкостных и газовых объемов по длине трубопровода.

Формирование, устойчивое существование и смена структурных форм течения газожидкостной смеси в трубопроводе зависит от ряда условий при входе в контрольный объем (участок) трубопровода: теплофизических свойств жидкой и газовой фаз; скорости двухфазного потока и угла наклона оси трубопровода к горизонту. К основным критериям подобия газожидкостных потоков в трубопроводах относятся [6, 7]:

- число Рейнольдса смеси, характеризующее отношение сил инерции и вязкости:

$$Re_{см} = \frac{v d \rho_{см}}{\mu_{см}},$$

где v – скорость течения смеси, м/с;
 d – диаметр трубопровода, м;
 $\rho_{см}$ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³;
 $\mu_{см}$ – динамическая вязкость газожидкостной смеси, Па·с;

- число Фруда смеси, характеризующее отношение сил поверхностного натяжения и сил тяжести:

$$Fr_{см} = \frac{v^2}{g d},$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;
 v – скорость течения, м/с;
 d – диаметр трубопровода, м.

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета многофазного потока на вогнутом участке с углом наклона трубы к горизонту на участке визуального наблюдения $\alpha = 6^\circ$

Характеристики газожидкостных потоков	Обозначение	Единицы измерения	Расчетное значение
Скорость течения смеси	v	м/с	0,31
Число Рейнольдса смеси	$Re_{см}$	–	2117,5
Число Фруда смеси	$Fr_{см}$	–	0,41
Объемное расходное газосодержание	V_g	–	0,60
Критическое число Фруда	$Fr_{кр}$	–	0,67
Структурная форма течения	Пузырьковая		

В табл. 3, 4 приведены результаты расчета характеристик газожидкостного потока на участках экспериментальной установки с разным наклоном трубы относительно горизонта. Расчетные данные свидетельствуют об адекватности полученных результатов экспериментальных наблюдений структурных форм течения газожидкостного потока.

Расчетное определение границ существования различных структур в настоящее время носит лишь оценочный прогнозный характер и является важной, не решенной в полной мере задачей. Различные авторы на основе ограниченных баз экспериментальных данных предлагают карты режимов в различных переменных.

Выводы

- Конструктивно-технологическими характеристиками экспериментальной установки предусмотрена возможность моделировать и изучать газожидкостные потоки в трубопроводах, имитировать течение газонасыщенной углеводородной жидкости, анализировать гидродинамические и теплообменные процессы при трубопроводном транспорте многофазных потоков.
- На экспериментальной установке реализована интеллектуальная система управления процессом моделирования и перекачки газожидкостных смесей в трубах в широком диапазоне объемного газосодержания потока. Для цифровой визуализации структурных форм течения смонтированы прозрачные участки трубопроводов, оснащенные веб-камерами, которые транслируют изображения участка на персональный компьютер. Все участки укомплектованы высокотехнологичными современными средствами регулирования потока жидкости и газа, управление которыми осуществляется через компьютер.
- В соответствии с методикой планирования эксперимента на стенде выполнена серия экспериментов предварительного и основного циклов по моделированию течения двухфазного газожидкостного потока в трубопроводах с восходящими и нисходящими участками при разных

ТАБЛИЦА 4. Результаты расчета многофазного потока на выпуклом участке с углом наклона трубы к горизонту на участке визуального наблюдения $\alpha = 9^\circ$

Характеристики газожидкостных потоков	Обозначение	Единицы измерения	Расчетное значение
Скорость течения смеси	v	м/с	0,83
Число Рейнольдса смеси	$Re_{см}$	–	13 420,7
Число Фруда смеси	$Fr_{см}$	–	2,9
Объемное расходное газосодержание	V_g	–	0,22
Критическое число Фруда	$Fr_{кр}$	–	8,7
Структурная форма течения	Пробковая		

значениях производительности. По результатам лабораторных исследований выявлено, что пробковая (снарядная) и эмульсионная структурные формы течения являются наиболее характерными для заданных гидродинамических режимов перекачки. ●

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Литература

1. Дудин С.М. Моделирование режимов течения двухфазных сред в трубопроводах при лабораторных исследованиях / С.М. Дудин, А.Н. Шиповалов, С.Ю. Подорожников // Нефтегазовый терминал: сборник научных статей Международной научно-технической конференции, Тюмень, 17–20 ноября 2015 года / Под общей редакцией С.Ю. Подорожникова. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 76–81.
2. Дудин С.М. Проблемы, возникающие при трубопроводном транспорте газожидкостных углеводородных смесей / С.М. Дудин, С.Ю. Подорожников – Текст: непосредственный // НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ. Материалы Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья». Под. общ. ред. С.Ю. Подорожникова. – Издательство: Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень. 2019. – С. 190–194.
3. Дудин С.М. Основные принципы моделирования газожидкостных потоков в неизотермических трубопроводах / С.М. Дудин, П.С. Козицын – Текст: непосредственный // НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ. Материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового океана». Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень, 2021. – С. 369–372.
4. Методология научных исследований в нефтегазовой отрасли: монография / Земенкова М.Ю., Чекардовский С.М. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 312 с. – Текст: непосредственный.
5. Современные проблемы транспорта жидких углеводородов: монография / Земенков Ю.Д., Подорожников С.Ю., Земенкова М.Ю. [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2019. – 345 с. – Текст: непосредственный.
6. Управление энергоэффективностью: моделирование режимов течения углеводородного сырья в трубопроводах: монография / С.М. Дудин, Ю.Д. Земенков, Е.В. Курушина [и др.] – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2016. – 333 с. – Текст: непосредственный.
7. Чекардовская И.А. Методологические исследования и принципы моделирования процессов в нефтегазовом деле. Учебное пособие для обучающихся направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / И.А. Чекардовская, В.А. Курушина, С.М. Дудин – Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2019. – 123 с. – Текст: непосредственный.
8. Экспериментальные исследования газожидкостных потоков в трубопроводах / С.М. Дудин, М.Ю. Земенкова, С.Ю. Подорожников [и др.] // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–3. – С. 18.

KEYWORDS: modeling, hydrodynamics, pipeline, experimental stand, flow structure, flow mode, hydraulic losses, gas-liquid flow, liquid, gas.

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА в области проектирования, сооружения и эксплуатации нефте- и газопроводов



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

АВТОРЫ СТАТЬИ АНАЛИЗИРУЮТ СИСТЕМУ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РАЗЛИЧНЫЕ ПЕРИОДЫ СУЩЕСТВОВАНИЯ ОТРАСЛИ. АНАЛИЗ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В КОЛИЧЕСТВЕННОЙ И КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, А ТАКЖЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ НОРМИРОВАНИЯ НА ПРЕДМЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАТУСА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ И ПРАВОМЕРНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE ANALYZE THE SYSTEM OF REGULATORY DOCUMENTS IN THE FIELD OF CONSTRUCTION OF HYDROCARBON PIPELINES IN VARIOUS PERIODS OF THE INDUSTRY'S EXISTENCE. THE ANALYSIS CONSISTS IN A QUANTITATIVE AND QUALITATIVE ASSESSMENT OF THE SYSTEM OF REGULATORY DOCUMENTS STATE, AS WELL AS A STUDY OF THE MODERN SYSTEM OF REGULATION IN ORDER TO DETERMINE THE STATUS OF REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS AND THE LEGALITY OF THEIR APPLICATION

Ключевые слова: законодательство, нормативные документы, стандарты, строительство, сооружение трубопроводов, транспортировка углеводородного сырья.

Согласно действующему законодательству на всех этапах создания систем транспортировки углеводородного сырья инженер опирается на комплекс нормативных документов, связанных между собой регламентов и норм, правил и стандартов.

В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 трубопроводные системы транспортировки углеводородного сырья являются опасными производственными объектами [1].

Постановление Правительства РФ № 401 от 30 июля 2004 года «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)» указывает на то, что функции по контролю и надзору в сфере промышленной безопасности трубопроводных систем транспортировки углеводородного сырья осуществляются Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) – федеральным органом исполнительной власти, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации [2].

Таким образом, система нормативных документов систематически дополнялась новой информацией, имела строго выстроенную иерархию, в которой нормы, правила, положения и требования четко определяли порядок создания и эксплуатации сооружений различного назначения.

В последнее время система нормативных документов изменилась, в результате чего строительные нормы и правила (далее – СНиП) были переработаны в своды правил (далее – СП), статус которых толкуется специалистами по-разному.

Целью настоящей статьи является исследование нормативно-правовой базы, регламентирующей проектирование, сооружение и эксплуатацию трубопроводов транспорта углеводородного сырья,

Петров Олег Николаевич

доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, доцент, к.т.н.

Сокольников Александр Николаевич

заведующий кафедрой проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, доцент, к.т.н.

Верещагин Валерий Иванович

доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, доцент, к.т.н.

Агровиченко Дарья Валентиновна

старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ

на предмет определения статуса нормативно-технических документов и правомерности их применения.

Создание нормативно-правовой базы в сфере строительства направлено на:

- приведение технической политики в строительстве к единству;
- обеспечение качества, надежности и безопасности создаваемых объектов и изделий для жизни и здоровья людей в процессе их производства и эксплуатации;
- охрану природы и окружающей среды;
- рациональное использование природных, материальных, энергетических, трудовых и финансовых ресурсов;
- обеспечение надежности создаваемых объектов и изделий;
- ускорение научно-технического прогресса в строительстве и внедрение новых достижений науки и техники, отечественного и зарубежного опыта в производство.

Перечень основных нормативных документов представляет собой структуру с вертикальной формой управления (см. рис. 1).

В СССР, согласно п. 2 СНиП 1.01.01 – 82* [3], нормативные документы были следующих видов:

- общесоюзные;
- ведомственные;
- республиканские нормативные документы.

К общесоюзным нормативным документам относились: строительные нормы и правила (СНиП) и общесоюзные нормы технологического проектирования (ОНТП); к ведомственным – ведомственные (отраслевые) строительные нормы (ВСН), ведомственные нормы технологического проектирования (ВНТП) и отдельные сметные нормативы; к республиканским – республиканские строительные нормы (РСН) и отдельные сметные нормативы.

Позже в РФ с введением СНиП 10-01 – 94 [4], произошли изменения классификации нормативных документов. Теперь, согласно п. 5.1. данного СНиП [4], нормативные документы подразделялись на:

- государственные федеральные документы;
- документы субъектов Российской Федерации;
- производственно-отраслевые документы субъектов хозяйственной деятельности.

К федеральным нормативным документам отнесли: строительные нормы и правила (СНиП), государственные стандарты (ГОСТ Р), своды правил по проектированию и строительству (СП) и руководящие документы (РД); к нормативным документам субъектов Российской Федерации – территориальные строительные нормы (ТСН) и к производственно-отраслевым нормативным документам – стандарты предприятий (СТП) и стандарты общественных объединений (СТО).

В обеих системах нормативных документов строительные нормы и правила были созданы с целью установления норм проектирования, правил организации, производства и приемки работ; методов определения стоимости строительства и сметных норм. На основании этого, в СНиП 1.01.01 – 82* [1]

РИС. 1. Основные сведения о системе нормативных документов



в приложении 2 был приведен классификатор строительных норм и правил, который делил их на пять частей:

- 1 – организация, управление, экономика;
- 2 – нормы проектирования;
- 3 – организация, производство и приемка работ;
- 4 – сметные нормы;
- 5 – нормы затрат материальных и трудовых ресурсов.

Каждая из приведенных частей делилась на группы и в итоге получался известный нам шифр СНиП, например, СНиП 2.05.06 – 85 [5], где первая цифра – номера части (часть 2 «Нормы проектирования»), две следующие цифры – номер группы (группа 05 «Сооружения транспорта»), следующие две цифры – номер документа в порядке регистрации сквозным способом в пределах каждой группы (06), далее год утверждения (1985).

Согласно п. 5. СНиП 10-01 – 94 [4] ГОСТ Российской Федерации в области строительства устанавливают обязательные и рекомендуемые положения, которые определяют конкретные параметры и характеристики отдельных частей сооружений, изделий и материалов: СП – рекомендуемые положения для обеспечения обязательных требований строительных норм, правил и стандартов; РД – обязательные и рекомендуемые организационно-методические процедуры по осуществлению деятельности в области разработки и применения нормативных документов в изысканиях, проектировании и строительстве; ТСН – обязательные и рекомендуемые положения применительно к конкретной территории РФ, с учетом ее природно-климатических и социальных особенностей, традиций и экономических возможностей; СТП и СТО – положения применительно для конкретного предприятия по организации и технологии производства, а также обеспечению качества продукции.

Нормативные документы не должны нарушать положений, установленных законодательными актами Российской Федерации. Кроме того, положения нормативных документов должны трактоваться однозначно, в то время как есть противоречия внутри самих нормативных документов, например в п. 10.3.4 есть противоречие п. 10.3.2 СНиП 2.05.06 – 85 [5]:

*10.3.2 Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, **ДОЛЖНЫ ПРЕДУСМАТРИВАТЬСЯ В ЗАЩИТНОМ ФУТЛЯРЕ (КОЖУХЕ)** из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется условием производства работ и конструкцией переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.*

10.3.4 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

*При прокладке трубопровода **БЕЗ ЗАЩИТНЫХ ФУТЛЯРОВ** вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода.*

С этой целью в п. 6.3. СНиП 10-01 – 94 [4] указывалось, что в нормативных документах должны использоваться следующие формулировки: «...должно быть запроектировано и построено таким образом, чтобы...» и «...должно быть обеспечено...», или как в зарубежном стандарте CSA Z662-19 [5].

Федеральный закон от 27.12. 2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» [6] стал основополагающим и его цель – выполнение системного регулирования всех технических направлений. С этого момента все нормативно-правовые акты могут применяться лишь при условии, что они не будут ему противоречить. Основные документы, нормы которых должны с этого момента строго соблюдаться, – это Технические регламенты, а все остальные, которым ранее следовали инженеры, теперь стали лишь дополнением к ним. Регламенты при этом не содержат конкретных инструкций или правил, а представляют собой набор требований к объекту, которые делают данный объект безопасным. Согласно Статье 5.1 Федерального закона № 184-ФЗ «Особенности технического регулирования в области обеспечения безопасности зданий и сооружений» устанавливаются Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 [1].

С целью обеспечения соблюдения требований технических регламентов стали разрабатываться своды правил (СП). Например, СНиП 2.05.06–85* [7], устанавливающий нормы проектирования магистральных трубопроводов был переработан

в СП 36.13330.2012 [8], который, согласно новым требованиям, можно применять «на добровольной основе». При этом в п. 1 ст. 6 Федерального закона № 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [9] указано, что некоторые СП (актуализированные редакции СНиП) признаются обязательными.

В соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ СП или их части являются «обязательными для применения», в случае, если они включены в Перечень [10], в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона № 384-ФЗ.

Согласно Федеральному закону №184-ФЗ применение «на добровольной основе» стандартов и (или) сводов правил, включенных в Перечень, является достаточным условием соблюдения требований соответствующих технических регламентов.

На основании Перечня ниже приведен список нормативно-правовых документов, которыми следует руководствоваться при проектировании, инженерных изысканиях и строительстве трубопроводов, транспортирующих углеводородное сырье.

Документы в Перечне разделены на группы: межгосударственные стандарты – ГОСТ; национальные стандарты – ГОСТ Р; своды правил – актуализированные редакции СНиП; своды правил – неактуализированные редакции СНиП и Госстроя России.

Заключение

Таким образом, в настоящее время Федеральным законом № 384-ФЗ установлены требования к зданиям и сооружениям (в том числе трубопроводам транспорта углеводородного сырья), т.е. какими эти сооружения должны быть, а СП и ГОСТ, в свою очередь, определяют каким образом необходимо эти требования выполнить. Следовательно, использование СП и ГОСТ позволит соблюсти требования безопасности сооружений. Тем не менее внутри самих СП и ГОСТ есть некоторые несоответствия в формулировках, количество документов чрезмерно велико и нет единой государственной базы этих документов, что требует тщательной проработки данного вопроса. ●

Литература

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
2. Постановлением Правительства РФ № 401 от 30 июля 2004 года «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)».
3. СНиП 1.01.01–82* «Система нормативных документов в строительстве. Основные положения».
4. СНиП 10-01–94 «Система нормативных документов в строительстве. Основные положения».
5. Стандарт CSA Z662-19 Oil and Gas pipeline system. National Standart of Canada. 2020.
6. Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
7. СНиП 2.05.06–85 «Магистральные трубопроводы».
8. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» – актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85.
9. Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
10. Приказ № 687 от 2 апреля 2020 года «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

KEYWORDS: legislation, regulatory documents, standards, construction, pipeline construction, transportation of hydrocarbon raw materials.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

трубопроводов сжиженного газа и конденсата

ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРОВЕДЕНЫ ИСПЫТАНИЯ МЕТАЛЛА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА НА СТАТИЧЕСКОЕ РАСТЯЖЕНИЕ И МАЛОЦИКЛОВУЮ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ. ИСПЫТАНИЯ ПРОВОДИЛИСЬ НА БЕЗДЕФЕКТНЫХ ОБРАЗЦАХ, ОБРАЗЦАХ С ДЕФЕКТАМИ ТИПА НЕПРОВАР, ПОДРЕЗ, ЕДИНИЧНАЯ ПОРА, ЕДИНИЧНОЕ ШЛАКОВОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ И ОБРАЗЦАХ С ДЕФЕКТАМИ, СОЧЕТАЮЩИМИ НЕПРОВАР И ПОДРЕЗ. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ДЕФЕКТОВ, СОЧЕТАЮЩИХ НЕПРОВАР И ПОДРЕЗ, И ОТДЕЛЬНО РАСПОЛОЖЕННЫХ ДЕФЕКТОВ ТИПА НЕПРОВАР, ПОДРЕЗ, ЕДИНИЧНАЯ ПОРА, ЕДИНИЧНОЕ ШЛАКОВОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ РАСТЯЖЕНИИ И МАЛОЦИКЛОВУЮ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

TO ASSESS THE STRENGTH AND RELIABILITY OF WELDED JOINTS, THE METAL OF WELDED JOINTS OF THE UNSTABLE CONDENSATE PIPELINE WAS TESTED FOR STATIC TENSION AND LOW-CYCLE DURABILITY. THE TESTS WERE CARRIED OUT ON DEFECT-FREE SAMPLES, SAMPLES WITH DEFECTS SUCH AS LACK OF PENETRATION, UNDERCUTTING, A SINGLE PORE, A SINGLE SLAG INCLUSION, AND SAMPLES WITH DEFECTS COMBINING LACK OF PENETRATION AND UNDERCUTTING. A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE DEFECTS EFFECT COMBINING LACK OF PENETRATION AND UNDERCUTTING, AND SEPARATELY LOCATED DEFECTS SUCH AS LACK OF PENETRATION, UNDERCUTTING, A SINGLE PORE, A SINGLE SLAG INCLUSION ON THE TENSILE STRENGTH AND LOW-CYCLE DURABILITY OF WELDED JOINTS HAS BEEN CARRIED OUT

Ключевые слова: трубопровод, сварное соединение, дефект, надежность, прочность, статическое растяжение, малоцикловая долговечность.

Рафиков Салават Кашфиевич

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

Шарнина Гульнара Салаватовна

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

УДК 621.6

Сварные соединения промышленных трубопроводов, предназначенных для транспортировки сжиженного газа и нестабильного конденсата, имеют множество дефектов различного происхождения, причем некоторые отдельно расположенные дефекты при рабочих давлениях, действующих в трубопроводе, являются допустимыми в соответствии с требованиями нормативных документов, но в то же время сочетание двух или более таких дефектов в сварных соединениях приводит к снижению их прочности и долговечности. Была поставлена цель экспериментально исследовать влияние наиболее опасных сочетаний допустимых трещиноподобных дефектов типа подрез и непровар, находящихся в одном сварном соединении в разных поперечных сечениях, каждый из которых по отдельности соответствует нормам отбраковки, на прочность и долговечность сварного соединения.

Обзор

Взаимное влияние сочетания двух и более дефектов в сварных соединениях трубопроводов оценивается теоретическими коэффициентами концентрации напряжений [1]. Согласно нормативному документу [2], единичные дефекты – это дефекты трубопровода, расстояние между которыми превышает длину наибольшего из них, а если расстояние между ними меньше длины наибольшего из дефектов, то их относят к групповым. В нормативном документе [2] рекомендации по учету влияния дефектов сварных соединений, сочетающих несколько допустимых по нормам отбраковки единичных дефектов, на концентрацию напряжений в сварном соединении и по расчету теоретического коэффициента концентрации напряжений для таких дефектов отсутствуют. В источниках [1, 2, 3, 4] формулы теоретических коэффициентов концентрации и деформаций учитывают взаимное расположение дефектов в одном поперечном сечении, размеры дефектов и сечения трубы, но нет рекомендаций по совместному влиянию на концентрацию напряжений их с дефектами, расположенными в других поперечных сечениях сварного шва. В нормативном документе

[5] нормируется суммарная протяженность допустимых по высоте внутренних дефектов: на любые 350 мм сварного соединения она не должна превышать 50 мм, но не более 1/6 части периметра сварного соединения, и даются рекомендации, что сварное соединение ремонтируется, если суммарная протяженность всех выявленных дефектов меньше 1/6 части периметра сварного соединения, в противном случае сварное соединение подлежит вырезке. В источнике [6] рассмотрено напряженно-деформированное состояние сварного соединения и методика оценки опасности от сочетания поперечного смещения концов стыкуемых труб и шлакового включения. Однако сочетание трещиноподобных дефектов, расположенных в разных поперечных сечениях сварного шва, и их совместное влияние на концентрацию напряжений не рассматривались. Нормативные документы [7, 8, 9, 10] ссылаются на критерии отбраковки кольцевых сварных соединений трубопроводов по результатам неразрушающего контроля, учитывающие, в том числе, и приведенные в приложении А [5], но не учитывающие эффект совместного действия непроваров основного металла и подрезов.

Анализ

Формулы для определения теоретических коэффициентов концентрации напряжений [1] получены, исходя из предположения, что дефекты расположены в одном поперечном сечении сварного шва, и при этом будет наблюдаться максимальное влияние дефектов на концентрацию напряжений в сварном шве. В реальности часто дефекты расположены в разных поперечных сечениях сварного шва, и по мере изменения расстояния между дефектами в направлении продольной оси совместное влияние дефектов на концентрацию напряжений тоже будет изменяться. Характер влияния дефектов на концентрацию напряжений в сварных швах варьируется в зависимости от формы дефектов и их происхождения. В качестве объекта исследования был принят трубопровод, транспортирующий нестабильный конденсат, с параметрами:

- трубопровод II категории, условный диаметр $D_y = 200$ мм;
- проектное давление $P = 1,6$ МПа;
- проектная температура перекачиваемой среды $T = 20 - 40$ °С;
- трубы стальные бесшовные, 09Г2С, толщина стенки 8,0 мм;
- сварные соединения выполнены ручной дуговой сваркой.

В результате исследования на сварных соединениях трубопровода выявлены дефекты с допустимыми размерами, среди которых наиболее часто встречались единичные поры (36,42%) и шлаковые включения (31,96%). Также выявлены сочетания допустимых дефектов, такие, как непровар и подрез, непровар и пора, непровар и шлаковое включение, пора и подрез, подрез и шлаковое включение в разных поперечных сечениях сварного шва. Было предположено, что сочетание непровара и подреза даже допустимых размеров является наиболее опасным, так как это – трещиноподобные дефекты, являющиеся концентраторами напряжений, предрасположенными к зарождению и развитию в них трещин. Поэтому для испытаний были выбраны сварные соединения с дефектами, сочетающими непровар и подрез, расположенными в разных поперечных сечениях шва, а также сварные соединения с дефектами типа единичная пора и единичное шлаковое включение, как наиболее часто встречающиеся дефекты, являющиеся концентраторами напряжений, уменьшающими прочность сварного шва.

Эксперимент

Вырезка образцов из сварных соединений трубопровода нестабильного конденсата производилась при выполнении ремонтных работ. В результате были получены девять пластин размерами 160×200 мм с дефектами типа непровар, подрез, единичная пора, единичное шлаковое включение, сочетание непровара и подреза в разных поперечных сечениях сварного шва и одна пластина без дефекта. Для проведения испытаний на статическое растяжение из этих пластин были изготовлены образцы со следующими параметрами: длина 150 мм; ширина 10 мм;

РИСУНОК 1. Образец для испытаний на статическое растяжение



ТАБЛИЦА 1. Результаты испытаний на статическое растяжение

№ образца	Максимальное усилие при разрыве, Н	Усилие при пластическом деформировании, Н
1	66 375	47 041,1
2	62 370	42 639,5
3	60 901	41 652,2
4	51 500	36 148,3

толщина 7 мм. Образцы не подвергались дополнительной обработке, а усиление сварного шва оставалось неснятым. Вид образцов приведен на рисунке 1.

Испытания на статическое растяжение проведены на универсальной разрывной машине компании Instron модели 8801 при температуре 20 °С. Испытано четыре образца:

- образец № 1 без дефектов в сварном шве;
- образец № 2 с единичной внутренней порой;
- образец № 3 с единичным шлаковым включением;
- образец № 4 с дефектом, сочетающим непровар и подрез.

В ходе проведения испытаний на статическое растяжение образцов № 1, 2 и 3 был выявлен разрыв образцов не по сварному шву, а по основному металлу в зонах, приближенных к зажимам разрывной машины (рисунок 2), в результате чего сделан вывод, что единичное шлаковое включение и единичная пора таких размеров практически не влияют на прочность сварного соединения.

При испытаниях образца № 4 разрыв образца произошел по сварному шву (рисунок 2), из чего следует, что наличие в сварном шве дефекта, сочетающего непровар и подрез, влияет на снижение его прочности. В результате испытаний определены максимальное усилие при разрыве и усилие при пластическом деформировании образцов, а также построены диаграммы зависимости удлинения образцов в зависимости от растягивающего усилия. Результаты испытаний представлены в таблице 1.

РИСУНОК 3. Образец для испытаний на малоцикловую долговечность

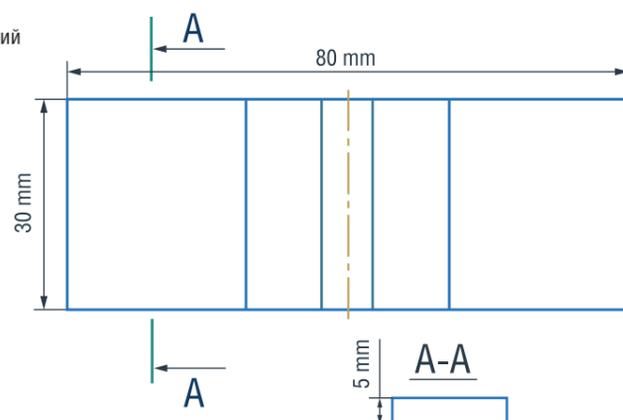


РИСУНОК 2. Образцы после проведения испытаний на статическое растяжение



Для проведения испытаний на малоцикловую долговечность были выбраны пластины, имеющие единичные дефекты (непровар и подрез) и сочетание этих дефектов. Размеры дефектов приведены в таблице 2.

Подбор производился с учетом того, чтобы в образце сварного шва присутствовали допустимые отдельные дефекты типа подрез и непровар и сочетания подреза и непровара в разных поперечных сечениях сварного шва, имеющих допустимые геометрические размеры согласно [5]. Размеры дефектов были определены при проведении неразрушающего контроля сварных соединений радиографическим контролем. Из пластин было изготовлено четыре образца с размерами: длина 80 мм; ширина 30 мм; толщина 5 мм. Вид образцов приведен на рисунке 3.

РИСУНОК 4. Образец после испытаний на малоцикловую долговечность



ТАБЛИЦА 2. Результаты испытаний на малоцикловую долговечность

№ образца	Название дефекта	Размеры дефекта (h – глубина, l – длина по оси сварного шва)	Количество циклов до разрушения образца
1	Непровар	h = 0,57 мм; l = 21,6 мм	24 603
2	Подрез	h = 0,48 мм; l = 15,5 мм	27 625
3	Подрез	h = 0,6 мм; l = 12 мм	12 854
	Непровар	h = 0,2 мм; l = 19 мм	
4	Подрез	h = 0,3 мм; l = 24 мм	9376
	Непровар	h = 0,63 мм; l = 37 мм	

Была произведена механическая обработка сварного шва с целью снятия усиления.

Временное сопротивление разрыву стали 09Г2С по сертификату производителя составляет 420 МПа. Рассчитано усилие для испытаний на малоцикловую долговечность:

$$N = 0,4 \cdot \sigma_{\text{сп}} \cdot a \cdot b = 0,4 \cdot 420 \cdot 5 \cdot 30 = 25200 \text{ Н} = 25,2 \text{ кН}.$$

По результатам расчета подобраны следующие параметры циклического нагружения:

- максимальное усилие 25,2 кН,
- минимальное усилие 3,2 кН,
- амплитуда нагружения 11 кН,
- начальное усилие 14,2 кН.

Циклическое нагружение образцов производилось на универсальной разрывной машине компании Instron модели 8801 при температуре 20 °С. Вид образца после испытаний на малоцикловую долговечность приведен на рисунке 4.

Результаты испытаний представлены в таблице 2.

Выводы

1. Установлено, что прочность при статическом растяжении сварных соединений с дефектами в 1,09–1,29 раза меньше, чем прочность при статическом растяжении бездефектных сварных соединений.
2. Установлено, что сочетание дефектов типа непровар и подрез, расположенных в разных поперечных сечениях сварного шва, снижает прочность при статическом растяжении сварного соединения в 1,19–1,22 раза по сравнению со сварным соединением с отдельными дефектами типа единичная пора, единичное шлаковое включение.
3. Установлено, что при сочетании дефектов типа непровар и подрез малоцикловая долговечность сварного соединения снижается в 2,1–2,9 раза по сравнению с долговечностью сварных соединений с отдельными дефектами типа непровар и подрез.
4. В силу вышесказанного сочетание дефектов типа непровар и подрез в одном

сварном соединении недопустимо даже при допустимых геометрических размерах таких дефектов, и участки сварного шва с сочетанием таких дефектов подлежат ремонту.

5. В ведомственные нормативные документы по контролю качества сварных соединений трубопроводов сжиженного газа и конденсата промыслов, установок головных сооружений по очистке и подготовке продукта к дальнему транспорту рекомендуется внести изменения по нормам отбраковки, не допускающие к приемке в эксплуатацию сварные соединения, содержащие комбинированные дефекты с сочетанием дефектов типа непровар и подрез. ●

Литература

1. Гумеров А.Г. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А.Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Р.С. Гумеров, Х.А. Азметов. – М.: Недра, 1998. – 252 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – 45 с.
3. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. – Новосибирск: Наука, 2005. – 516 с.
4. Винокуров В.А. и др. Сварные конструкции. Механика разрушения и критерии работоспособности / В.А. Винокуров, С.А. Куркин, Г.А. Николаев; Под ред. Б.Е. Патона – М.: Машиностроение, 1996. – 576 с.: ил.
5. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. – М.: ГУП ЦПП, 2014. – 182 с.
6. Вафин Т.И., Рафиков С.К., Шарнина Г.С. Оценка опасности нетрещиноподобных дефектов сварных соединений трубопроводов. – Журнал «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 2020, № 3. – С. 82–86.
7. СП 406.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения. – Утв. Минстрой России, 2018. – ФГУП «Стандартинформ», 2019. – 36 с.
8. СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2006. – 98 с.
9. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартинформ, 2015. – 89 с.
10. Шарнина Г.С. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности длительно эксплуатируемых нефте- и нефтепродуктопроводов. – Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 152 с.

KEYWORDS: pipeline, welded joint, defect, reliability, strength, static tension, low cycle durability.

ПЕРЕКАЧКА МЕТАНО- ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

Исследование изменения распределения давления по длине газопровода



**Лаврова
София Вячеславовна**
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
студент кафедры
нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения



**Шестаков
Роман Алексеевич**
доцент кафедры
нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
к.т.н.

ВОДОРОДНОЕ ТОПЛИВО ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ АЛЬТЕРНАТИВОЙ ТРАДИЦИОННЫМ ВИДАМ ТОПЛИВА. ОНО ЭКОЛОГИЧНО И ЭФФЕКТИВНО В ПРОЦЕССАХ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ С ЕГО УЧАСТИЕМ. ОДНИМИ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ЯВЛЯЮТСЯ ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ВОДОРОДА, А ТАКЖЕ ВОЗНИКНОВЕНИЕ ЯВЛЕНИЯ ВОДОРОДНОГО ОХРУПЧИВАНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ. В СЛЕДСТВИЕ ЭТОГО ЧИСТЫЙ ВОДОРОДНЫЙ ГАЗ НЕВОЗМОЖНО ПЕРЕКАЧИВАТЬ ПО ДЕЙСТВУЮЩИМ ГАЗОПРОВОДАМ. В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРЕДЛОЖЕНА ТРАНСПОРТИРОВКА МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ С РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ ВОДОРОДА

TO DATE, HYDROGEN FUEL IS A PROMISING ALTERNATIVE TO TRADITIONAL TYPES OF FUEL. IT IS ENVIRONMENTALLY FRIENDLY AND EFFECTIVE IN THE PROCESSES OF ENERGY CONVERSION WITH ITS PARTICIPATION. ONE OF THE KEY PROBLEMS IS THE HIGH LEVEL OF HYDROGEN PERMEABILITY, AS WELL AS THE OCCURRENCE OF THE PHENOMENON OF HYDROGEN EMBRITTLEMENT OF METAL PIPELINES. AS A RESULT, PURE HYDROGEN GAS CANNOT BE PUMPED THROUGH EXISTING GAS PIPELINES. IN THIS PAPER, THE TRANSPORTATION OF A METHANE-HYDROGEN MIXTURE WITH DIFFERENT CONCENTRATIONS OF HYDROGEN IS PROPOSED

Ключевые слова: метано-водородная смесь, альтернативные виды топлива, транспортировка метано-водородной смеси.

С каждым годом проблема влияния на экологию традиционных видов топлива набирает все большую масштабность и актуальность [1]. На данный момент одним из привлекательных универсальных и экологически чистых энергоносителей является водород [2]. Водородная энергетика главным образом отличается отсутствием выбросов парниковых газов, в частности диоксида углерода [18]. Этот факт стал наиболее интересным, когда энергетическая комиссия стран Евросоюза объявила, что к 2050 году стремится достичь углеродной нейтральности и направит все имеющиеся ресурсы на решение данной задачи [7]. Однако в связи с перебоями поставок природного газа в Европейский союз по газопроводу «Северный поток» реализация данных планов ставится под сомнение, но это не снимает экологической и технологической актуальности рассматриваемого вопроса.

Водородное топливо изучается уже достаточно длительное время [16], но до сих пор не может называться полноценной альтернативой традиционному виду топлива [14]. Существует множество спорных вопросов по производству, хранению, перекачке и распределению водородного топлива [6]. Одной из ключевых проблем является вопрос транспорта водорода по действующим газопроводам [5]. Это связано с высоким уровнем проницаемости водорода, а также с возникновением явления водородного охрупчивания металлических трубопроводов.

Строить новые трубопроводы для транспортировки водорода экономически невыгодно [8], так как возникнет необходимость в обновлении всей трубопроводной системы, что подразумевает большие затраты [12].

Однако есть вариант транспортировки водородного топлива в составе природного газа с концентрацией водорода до 20%, не проводя серьезной реконструкции газопроводов [3]. Введение водорода

ФАКТЫ Водородная энергетика

отличается отсутствием выбросов парниковых газов, в частности диоксида углерода

в существующую газотранспортную сеть с концентрацией от 5 до 20% при сжигании метано-водородной смеси (МВС) поможет снизить выбросы углекислого газа в атмосферу примерно в два раза [9].

При проработке вопросов, связанных с транспортировкой метано-водородной смеси по существующим газопроводам, для определения изменения давления по длине газопровода при различных содержаниях водорода в метано-водородной смеси были проведены расчеты физических свойств и гидравлический расчет в упрощенном виде.

Как известно, распределение давления по длине газопровода описывается следующей формулой [11]:

$$p(x) = \sqrt{p_n^2 - \frac{16 \cdot M^2 \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot \bar{R}}{m_{cm} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x}, \quad (1)$$

где p_n – давление в начале участка газопровода, МПа; M – массовый расход МВС, кг/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости МВС; T_{cp} – средняя температура МВС, К; $\bar{R} = 8314,46$ Дж/моль·К – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К; m_{cm} – молекулярная масса МВС, кг/кмоль; d – внутренний диаметр газопровода, мм; x – определенное сечение газопровода, мм.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные условного газопровода

Параметр	Значение	Ед. измерения
Коммерческий расход газопровода, Q_k	15	млн м ³ /сут
Протяженность трассы газопровода, L	200	км
Давление перед ГКС, p_H	5,5	Мпа
Средняя температура, T_{cp}	20	°C
Внешний диаметр газопровода, D	820	мм
Толщина стенки газопровода, δ	11	мм

Рассмотрим, как изменяется давление метано-водородной смеси по длине газопровода при постоянном массовом расходе и при постоянном коммерческом расходе.

Если учесть, что массовый расход при транспортировке МВС не изменяется [4], тогда распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода [19] в метано-водородной смеси будет зависеть главным образом от изменения среднего коэффициента сжимаемости и молекулярной массы метано-водородной смеси:

$$p(x)_{M=const} = \sqrt{p_H^2 - \frac{16 \cdot (Q_k \cdot \rho_{см ст.у.(0\%)})^2 \cdot \lambda \cdot z_{cp(0-20\%)} \cdot T_{cp} \cdot \bar{R}}{m_{см(0-20\%)} \cdot \pi^2 \cdot d^5}} \cdot x, \quad (2)$$

где $\rho_{см ст.у.(0\%)}$ – плотность природного газа, без добавления водорода при стандартных условиях, кг/м³; $z_{cp(0-20\%)}$, $m_{см(0-20\%)}$ – средний коэффициент сжимаемости и молекулярная масса МВС, соответственно изменяющиеся в зависимости от концентрации водорода в МВС [13].

При постоянном коммерческом расходе распределение давления по длине газопровода будет напрямую зависеть от изменения плотности [10], среднего коэффициента сжимаемости и молекулярной массы метано-водородной смеси:

$$p(x)_{Q_k=const} = \sqrt{p_H^2 - \frac{16 \cdot (Q_k \cdot \rho_{см ст.у.(0-20\%)})^2 \cdot \lambda \cdot z_{(0-20\%)} \cdot T_{cp} \cdot \bar{R}}{m_{см(0-20\%)} \cdot \pi^2 \cdot d^5}} \cdot x, \quad (3)$$

где $\rho_{см ст.у.(0-20\%)}$ – плотность МВС при стандартных условиях, изменяющаяся в зависимости от концентрации водорода в МВС, кг/м³.

В качестве численной оценки произведем расчет транспортировки метано-водородной смеси по условному участку газопровода. Исходные данные условного участка газопровода, а также заданный состав метано-водородной смеси представлены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Результаты расчета основных показателей физических свойств метано-водородной смеси представлены на рисунках 1, 2, 3.

Исходя из расчета физических свойств метано-водородной смеси, можно заметить, что основные показатели, такие как молекулярная масса, плотность и низшая теплота сгорания при стандартных условиях уменьшаются с увеличением концентрации водорода в МВС.

ТАБЛИЦА 2. Состав МВС в %

CH ₄	H ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂
91,9	0					
86,9	5					
81,9	10	2,05	3,21	2,49	1,2	1,15
76,9	15					
71,9	20					

РИС. 1. Изменение молекулярной массы МВС в зависимости от концентрации водорода



РИС. 2. Изменение плотности МВС при стандартных условиях в зависимости от концентрации водорода

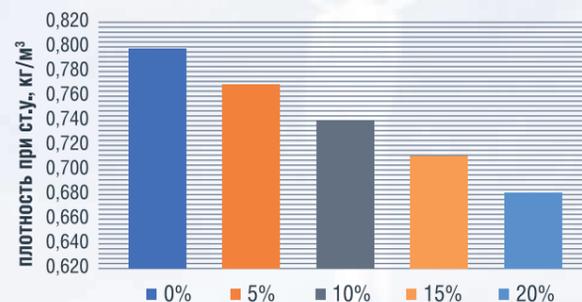
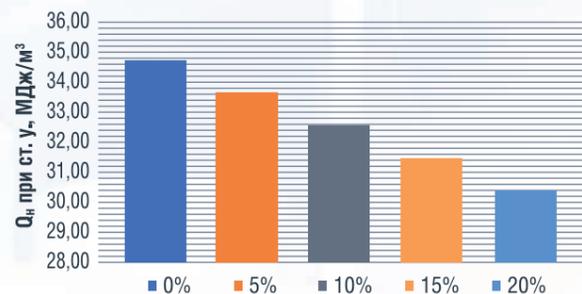
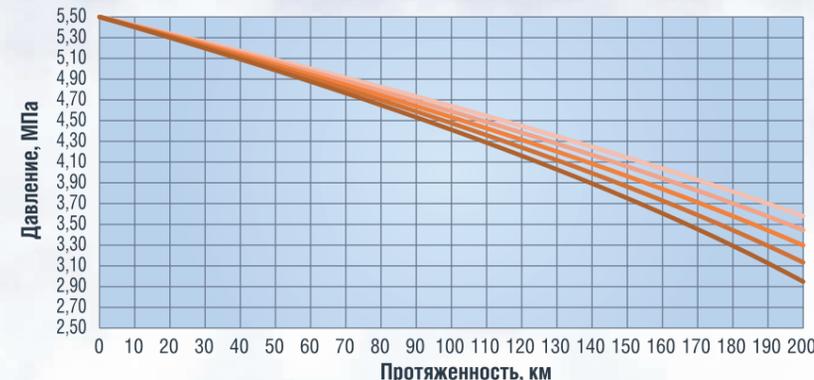


РИС. 3. Изменение низшей теплоты сгорания МВС при стандартных условиях в зависимости от концентрации водорода



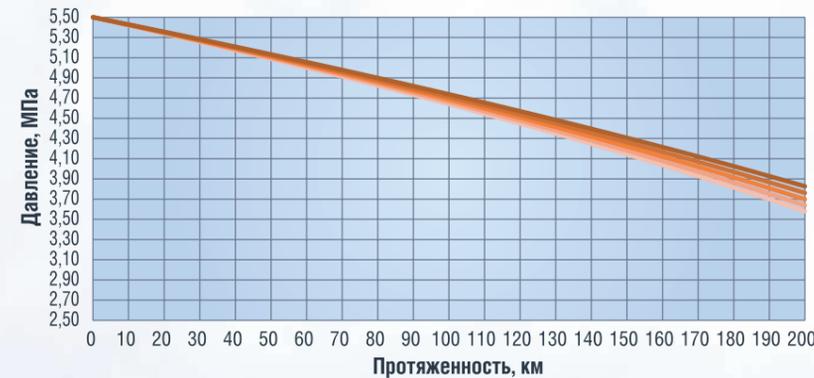
В результате гидравлического расчета были построены графики распределения давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при постоянном массовом расходе (рис. 4) и постоянном коммерческом расходе (рис. 5).

РИС. 4. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при постоянном массовом расходе



0% водорода 5% водорода 10% водорода 15% водорода 20% водорода

РИС. 5. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при постоянном коммерческом расходе

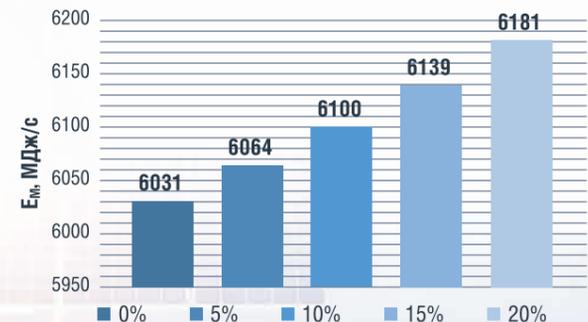


0% водорода 5% водорода 10% водорода 15% водорода 20% водорода

В результате гидравлического расчета можно заметить, что, принимая массовый расход постоянным, потери давления будут расти с увеличением процентного содержания водорода в метано-водородной смеси, в то время как при постоянном коммерческом расходе потери давления снижаются пропорционально повышению концентрации водорода.

Однако, чтобы понять каким количеством энергии может быть обеспечен потребитель [17], необходимо произвести расчет энергетической

РИС. 6. Зависимость энергетической эквивалентности от концентрации водорода в МВС при постоянном массовом расходе

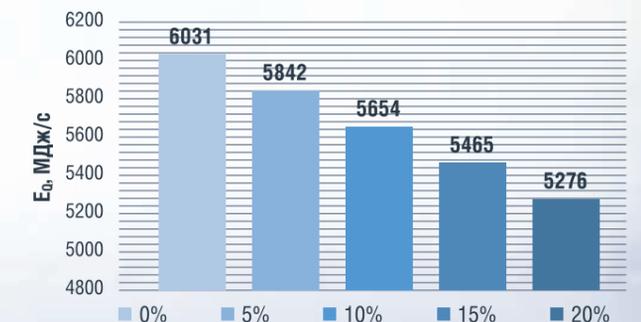


ФАКТЫ

2050 г.

страны ЕС намерены достичь углеродной нейтральности

РИС. 7. Зависимость энергетической эквивалентности от концентрации водорода в МВС при постоянном коммерческом расходе



эквивалентности для постоянного массового и коммерческого расхода по формулам 4 и 5 соответственно.

$$E_{M=const} = \frac{(Q_k(0\%) \cdot \rho_{см ст.у.(0\%)})}{\rho_{см ст.у.(0-20\%)}} \cdot Q_{H ст.у.(0-20\%)}^p, \quad (4)$$

где $Q_{H ст.у.(0-20\%)}$ – низшая теплота сгорания МВС при стандартных условиях, изменяющаяся в зависимости от концентрации водорода в МВС, МДж/м³.

$$E_{Q_k=const} = Q_k(0\%) \cdot Q_{H ст.у.(0-20\%)}^p \quad (5)$$

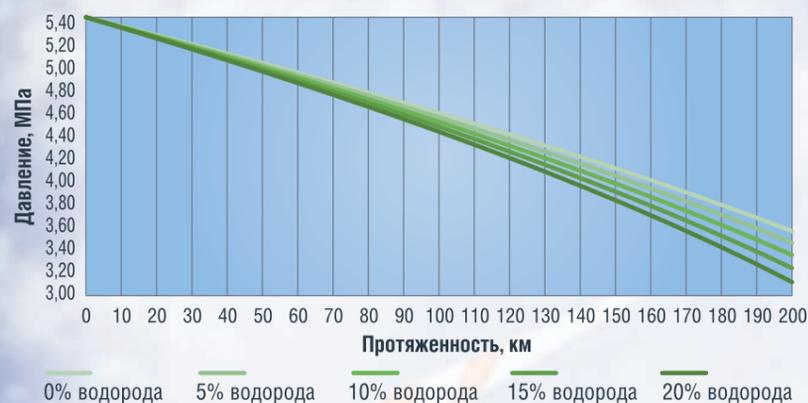
Гистограммы зависимости энергетической эквивалентности от концентрации водорода в метано-водородной смеси при постоянном массовом и коммерческом расходах представлены на рисунках 6 и 7 соответственно.

По приведенным гистограммам видно, что, если принимать постоянным массовый расход, энергетический эквивалент растет вместе с повышением процента водорода, в то время как при неизменном коммерческом расходе его значения снижаются.

Таким образом, если производить расчет, не меняя массовый расход, можно обеспечить потребителей большим количеством энергии, но при этом возрастут и потери давления при транспортировке метано-водородной смеси. Если же принять постоянным коммерческий расход, потери давления, наоборот, сократятся, но в этом случае невозможно обеспечить потребителей достаточным количеством энергии.

Произведем расчет изменения потерь давления в газотранспортной системе при постоянной энергетической эквивалентности по следующей формуле:

РИС. 8. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что энергетическая эквивалентность постоянна



$$p(x)_{E=const} = \sqrt{\frac{P_{нач}^2 - \frac{16 \cdot (Q_{к(0-20\%)} \cdot \rho_{см ст.у.(0-20\%)})^2 \cdot \lambda \cdot z_{(0-20\%)} \cdot T_{ср} \cdot \bar{R}}{m_{см(0-20\%)} \cdot \pi^2 \cdot d^5}}{2}}$$

где коммерческий расход изменяется в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси в соответствии с формулой 7.

$$Q_{к(0-20\%)} = \frac{E_{о(0\%)}}{Q_{Н ст.у.(0-20\%)}}$$

где $E_{о(0\%)}$ – энергетическая эквивалентность природного газа, МДж/с.

Результаты расчета отражены на рисунке 8 в графике распределения давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что энергетическая эквивалентность постоянна.

Данные графика показывают, что потери давления возрастают с увеличением концентрации водорода в метано-водородной смеси так же, как и при постоянном массовом расходе.

Однако при сравнении с графиком потерь давления при постоянном массовом расходе можно заметить, что, не изменяя энергетический эквивалент, потери давления будут меньше.

Таким образом, результаты исследований позволяют сделать вывод о том, что при транспортировке метано-водородной смеси по действующим газопроводам для обеспечения потребителей тем же количеством энергии [15], что и при перекачке природного газа, следует повышать давление на входе пропорционально увеличению концентрации водорода в метано-водородной смеси для компенсации потерь давления по длине газопровода, которые возникают вследствие изменения физических показателей метано-водородной смеси при увеличении содержания в ней водорода. ●

Литература

- Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Тетеревлев Р.В., Романов К.В. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // Транспорт на альтернативном топливе. 2020. № 6 (78). С. 48–59.
- Водородная революция: сверхидеи, мифы и риски // Журнал «Инфомакс» Трубопроводный транспорт нефти, 2021. № 1. С. 68–73. URL: https://www.transneft.ru/journal_file/1261/01-2021_book_cover_72dpi.pdf (дата обращения: 30.09.2022). – Режим доступа: открытый.

ФАКТЫ

В 2 раза

снижается выброс CO₂ в атмосферу при сжигании метано-водородной смеси, если концентрация водорода при введении в существующую газотранспортную сеть составляет 5–20 %

Потери давления

будут расти с увеличением процентного содержания водорода в метано-водородной смеси

При транспортировке метано-водородной смеси по действующим газопроводам, следует повышать давление на входе пропорционально увеличению концентрации водорода в метано-водородной смеси для компенсации потерь давления по длине газопровода

- Гамбург Д.Ю., Семенов В.П., Дубовкин Н.Ф., Смирнова Л.Н. Водород, Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение. – 1989. – 672 с.
- Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 74–82.
- Григорьев С.А., Порембский В.И., Фатеев В.Н. и др. Получение водорода электролизом воды: современное состояние, проблемы и перспективы // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 3 (3). С. 62–69.
- Дусалимов М.Э., Валлиулина С.Я., Гундорова И.Г., Алексеев В.А. Основные проблемы транспорта и хранения водорода // Журнал «Neftegaz.ru». 2022. № 9. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/749043-osnovnye-problemy-transporta-i-khraneniya-vodoroda/> (дата обращения: 01.10.2022). – Режим доступа: открытый.
- Информационное агентство ТАСС. [Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/5846230> (дата обращения: 05.10.2022). – Режим доступа: открытый.
- Карасевич В.А., Федюхин А.В., Повернов М.С. Технические аспекты производства, логистики и использования водорода // Журнал «Neftegaz.ru». 2022. №10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/alternativnaya-energetika/753959-tekhnicheskie-aspekty-proizvodstva-logistiki-i-ispolzovaniya-vodoroda/> (дата обращения: 04.10.2022). – Режим доступа: открытый.
- Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа. Территория нефтегаз. 2020. № 11–12. С. 84–88.
- Лурье М.В. Транспортировка по газопроводам методом последовательной перекачки. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 3–4. С. 86–92.
- Радченко Р.В. Водород в энергетике: учебное пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа; [науч. ред. С.Е. Щеклеин]. – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2014. – 234 с.
- Тарасов Б.П., Лотоцкий М.В., Яртсы В.А. Проблема хранения водорода и перспективы использования гидридов для аккумуляции водорода. – Российский химический журнал (журнал российского химического общества им. Д.И. Менделеева). – 2006. – С. 36–48.
- Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др.: под редакцией проф. Л.И. Быкова. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
- Abdalla A.M., Hossain S., Nisfindy O.B. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review // Energy Conversion and Management. – 2018. PP. 602–627.
- Balat M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems // International Journal of Hydrogen Energy. – 2008. – Vol. 33. – № 15. PP. 4013–4029.
- Gerboni R., Salvador E. Hydrogen transportation systems: Elements of risk analysis // Energy. – 2009. – Vol. 34. – № 12. PP. 2223–2229.
- Kurtz J., Sprik S., Bradley T.H. Review of transportation hydrogen infrastructure performance and reliability // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Vol. 44. – № 23. PP. 12010–12023.
- Sharma S. Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications. Renewable and sustainable energy reviews, 2015. PP. 1151–1158.
- Vancoillie J., Demuynek J. Comparison of the renewable transportation fuels, hydrogen and methanol formed from hydrogen, with gasoline // Engine efficiency study. International Journal. – 2012. – Vol. 37. – № 12. PP. 9914–9924.

KEYWORDS: Methane-hydrogen mixture, alternative fuels, transportation of methane-hydrogen mixture.



СУД В ПОЛЬШЕ ОТМЕНИЛ ШТРАФ «ГАЗПРОМУ» ЗА СТРОИТЕЛЬСТВО «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2»



Польский суд по конкуренции и защите прав потребителей отменил решение о наложении штрафов на «Газпром» и пять компаний (Engie Energy, Uniper, OMV, Shell и Wintershall), ответственных за строительство

газопровода «Северный поток-2». Судопроизводство было начато в мае 2018 года. Два года спустя были наложены штрафы на сумму более 29 млрд злотых на «Газпром» и более 234 млн злотых на другие компании, участвовавшие в проекте. Предприниматели обжаловали это решение, и 21 ноября 2022 года суд отменил решение. Регулятор будет обжаловать этот приговор.

РОССИЯ ТЕРЯЕТ 90% СВОЕГО КЛЮЧЕВОГО ЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА НЕФТИ Bloomberg

Всего за две недели до вступления в силу санкций ЕС Россия уже потеряла более 90% своего рынка в северных странах блока. Морской экспорт упал до самого низкого уровня за год, составив в среднем 569 тыс. барр. в день (исключая поставки в Турцию). Экспорт в страны Средиземноморья

снизился в среднем до 631 тыс. барр. в день. Литва, Франция и Германия прекратили импорт несколько месяцев назад, а Польша в сентябре. Три четверти нефти,



загружаемой в балтийские порты России, теперь направляется в Азию. Общий объем поставок из России упал до 2,67 млн барр. в день в начале ноября. Продолжающееся снижение способствовало тому, что недельные доходы Кремля от торговли нефтью упали до самого низкого уровня с начала января. Совокупные потоки российской нефти снизились на 8% в начале ноября. ●

Компания Itir.ru поздравляет всех с наступающим Новым 2023 годом!

Желаем всем удачного года без промахов!

Не теряйте навыков – тренируйтесь дома!

Приобретайте аналитические стрелковые тренажеры!

SALE

при покупке тира получи скидку 50% на второй комплект для друга*

*достаточно предъявить этот купон при покупке

РЕКЛАМА



Москва, Бережковская наб. 16 к.2
8 (800) 201-37-36
8 (495) 933-05-90
www.itir.ru



КОМПОЗИТЫ или СТАЛЬ:

моделирование конструкции неметаллического защитного футляра МГП на переходе через автомобильную дорогу

Терентьева Марина Владимировна

доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, к.т.н.

Семиткина Екатерина Владимировна

доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, к.т.н.

Бердник Мария Михайловна

доцент департамента недропользования и нефтегазового дела, Российский университет дружбы народов, Старший научный сотрудник отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.

Семиткин Игорь Витальевич

Сосногорский ГПЗ ООО «Газпром переработка», начальник проектно-конструкторского бюро

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ, СОГЛАСНО [15], РАБОЧИЙ ТРУБОПРОВОД ЗАКЛЮЧАЮТ В МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ЗАЩИТНЫЙ КОЖУХ, КОТОРЫЙ, КАК ПОКАЗЫВАЕТ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ, НЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ НЕОБХОДИМЫЙ СРОК СЛУЖБЫ И ТРЕБУЕТ ВОСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ ОТ АГРЕССИВНЫХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ И БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ РАЗРАБОТАН РЯД ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, КОТОРЫЕ СПОСОБНЫ УВЕЛИЧИТЬ РЕСУРС САМОЙ КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕХОДА, ОБЕСПЕЧИТЬ НАДЕЖНОЕ И БЕЗАВАРИЙНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДЕ. ОДНИМ ИЗ ТАКИХ РЕШЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ВАРИАНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАЩИТНЫХ ФУТЛЯРОВ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ОБЛАДАЮЩИХ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТЬЮ, ПРОЧНОСТЬЮ К ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ НАГРУЗКАМ И ВОЗДЕЙСТВИЯМ. ДАННЫЕ КОНСТРУКЦИИ ИМЕЮТ ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ИСПОЛНЕНИЯ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНЫЕ И ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. ОДНАКО В КАЧЕСТВЕ ЗАЩИТНОЙ КОНСТРУКЦИИ НА ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОНИ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ ВВИДУ БОЛЬШИХ ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ МАГИСТРАЛЕЙ, ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ ПРОДУКТА, ПОВЫШЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ ПЕРЕХОДА И НЕДОСТАТОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ РАБОТЫ КОМПОЗИТА ДЛЯ ДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОЗИТНОГО ЗАЩИТНОГО ФУТЛЯРА НА ПЕРЕХОДЕ МГ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНУЮ ДОРОГУ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ КРИТИЧЕСКИХ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ РАБОЧЕГО ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДАННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ COMSOL

TO ENSURE RELIABLE OPERATION OF MAIN PIPELINE CROSSINGS THROUGH ARTIFICIAL OBSTACLES, ACCORDING TO [15], THE WORKING PIPELINE IS ENCLOSED IN A METAL PROTECTIVE CASING, WHICH, AS OPERATING EXPERIENCE SHOWS, DOES NOT PROVIDE THE NECESSARY SERVICE LIFE AND REQUIRES AUXILIARY METHODS OF PROTECTION AGAINST THE AGGRESSIVE PROPERTIES OF SOILS AND STRAY CURRENTS. FOR TODAY, A NUMBER OF TECHNICAL SOLUTIONS HAVE BEEN DEVELOPED THAT CAN INCREASE THE RESOURCE OF THE CROSSING STRUCTURE ITSELF, ENSURE RELIABLE AND ACCIDENT-FREE OPERATION OF THE MAIN GAS PIPELINE AT THE CROSSING. ONE SUCH SOLUTION IS THE OPTION OF USING PROTECTIVE CASING MADE OF COMPOSITE MATERIALS WITH CORROSION, OPERATIONAL LOADS AND IMPACTS RESISTANCE. THESE CONSTRUCTIONS HAVE PRACTICAL APPLICATION FOR THE EXECUTION OF TRANSITIONS THROUGH ROADS AND RAILWAYS OF LOW-PRESSURE GAS DISTRIBUTION NETWORKS. HOWEVER, TODAY THEY ARE NOT USED AS A PROTECTIVE STRUCTURE AT CROSSINGS OF MAIN PIPELINES DUE TO THE LARGE DIAMETERS OF PIPELINES, HIGH PRODUCT PRESSURES, INCREASED REQUIREMENTS FOR THE DESIGN OF THE TRANSITION AND INSUFFICIENT RESEARCH IN THE FIELD OF COMPOSITE PERFORMANCE FOR THESE PARAMETERS. THUS, THE PURPOSE OF THIS WORK WILL BE TO STUDY THE COMPOSITE PROTECTIVE CASING AT THE MAIN GAS PIPELINE CROSSING THROUGH THE HIGHWAY IN THE EVENT OF CRITICAL NON-STATIONARY PROCESSES DURING DEPRESSURIZATION OF THE WORKING PIPELINE BY COMPUTER SIMULATION OF PROCESS DATA IN THE COMSOL SOFTWARE SYSTEM

Ключевые слова: газопровод, автомобильный переход, межтрубное пространство, стеклопластиковый футляр, эквивалентное напряжение, защитный кожух.

Объектам линейной части магистральных газопроводов на пересечениях через искусственные препятствия назначают, как правило [15], высшую или повышенную категорию участка, ввиду их высокой ответственности при транспорте углеводородов. Аварии на данных объектах не только наносят урон окружающей среде, но и могут привести к человеческим жертвам в момент движения транспорта и работе действующей магистрали на переходе.

Согласно современным нормативным требованиям [15], конструкция перехода магистрального трубопровода через искусственные препятствия представляет собой рабочий трубопровод с опорно-направляющими кольцами, который заключают в специальный защитный металлический футляр, оборудованный системой герметичных манжет, вытяжных свечей и отводных трубок для обеспечения отвода углеводородов от полотна дороги в случае аварийной ситуации. В свою очередь сам футляр выполняет защитные и сохранные функции рабочего трубопровода от воздействия

ФАКТЫ

Футляры

из металлических труб не обеспечивают требуемый срок службы и должной защиты от агрессивных свойств грунтов и блуждающих токов

нагрузок подвижного транспорта, грунтового давления, коррозионного влияния агрессивных сред и блуждающих токов.

Футляры изготавливают из материалов, отвечающих условиям прочности, долговечности и надежности. Как показывает опыт эксплуатации, футляры из металлических труб не обеспечивают требуемый срок службы и требуют вспомогательных способов защиты от агрессивных свойств грунтов и блуждающих токов. Согласно статистическим данным [2, 4], разрушение газопроводов и футляров на искусственных переходах вследствие коррозионных язв составляет 45% от общего числа возможных дефектов (рис. 1).

РИС. 1. Основные причины вывода перехода в капитальный ремонт



Анализируя существующие варианты, решением данной проблемы на стадиях строительства и эксплуатации переходов может послужить вариант использования композитных кожухов в качестве защитных конструкций рабочего трубопровода, обладающих коррозионной стойкостью, прочностью и устойчивостью к эксплуатационным нагрузкам и воздействиям.

В данной статье рассмотрен вопрос эффективности работы неметаллического защитного футляра магистрального газопровода на переходе через автомобильную дорогу при разгерметизации рабочего трубопровода.

Теоретическая часть

Проблема повышения надежности переходов магистральных газопроводов через искусственные препятствия обусловлена критериями, которые имеют экономическое, политическое и социальное значение. Один из критериев характеризует подобные объекты как представляющие высокую опасность для окружающей среды, следующий обусловлен высоким уровнем напряженно-деформированного состояния тела трубы на данных участках, последний характеризует данные объекты как трудно ремонтируемые [2].

Анализ теоретических исследований [2, 4, 8] позволяет выявить основные причины, которые приводят к возникновению аварийных ситуаций на переходах МГ через железные и автомобильные дороги:

- разрушения тела трубы вследствие коррозии, активно развивающейся под воздействием среды в межтрубном пространстве «футляр – труба»;

РИС. 2. Общее состояние переходов магистральных газопроводов в системе ПАО «Газпром», где ПОР – дефект первоочередного ремонта, ДПР – дефект, подлежащий ремонту



- наличие и скопление углеводородных фракций в межтрубном пространстве;
- деформации, вызванные изменением температуры окружающей среды, изменением грунтовых условий (смещение грунта, карстовые процессы, обводнения), наличием постоянных нагрузок от подвижного транспорта;
- утечка газа как результат возникновения и развития механических дефектов тела трубы и защитного футляра.

ФАКТЫ Композитные кожухи

в качестве защитных конструкций рабочего трубопровода обеспечивают коррозионную стойкость, прочность и устойчивость к эксплуатационным нагрузкам и воздействиям

Большую долю среди вышеуказанных причин получили коррозионные дефекты рабочего трубопровода и футляра, которые возникают как результат негерметичности межтрубного пространства на этапе строительства и эксплуатации. Дефекты основного металла рабочей трубы и защитного футляра перехода магистрального газопровода приводит к появлению в нем дополнительных напряжений.

К началу 2010 г. в ПАО «Газпром» состояние переходов МГ через искусственные препятствия можно описать путем деления всех переходов на те, что соответствуют нормативным требованиям (категория А), и те, что имеют отклонения (категория Б) (рис. 2).

Остальные переходы, которые не входят в данные категории и имеют отработанный ресурс, должны подлежать ликвидации.

При соблюдении нормативных требований в процессе строительно-монтажных работ заявленный срок службы перехода составляет 50 и более лет [1, 3]. Однако вследствие различия параметров переходов, их загруженности,

инженерно-геологических условий их эксплуатации и продолжительности работы развитие коррозионных повреждений тела трубы на переходах существенно отличаются. Поэтому некоторые переходы после 10-летия эксплуатации имеют удовлетворительное состояние, а другие нет.

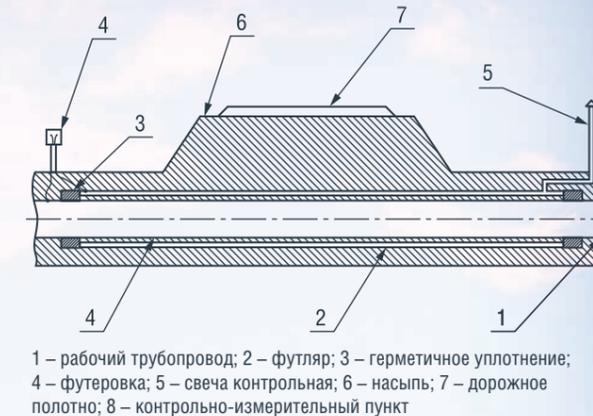
Существующие проектные решения, направленные на снижение риска аварий на переходах МГ с автомобильными и железными дорогами, включают в себя следующие аспекты:

- размещение дополнительного количества запорной арматуры на переходе;
- повышение качества участка МГ на переходе;
- применение специализированного защитного футляра;
- ограничении углов пересечения МГ и дороги.

Оценка технического состояния переходов МГ через искусственные препятствия свидетельствует о принятии нетрадиционных методов увеличения ресурса переходов и повышения их эксплуатационной надежности, поскольку типовые решения обеспечения надежности переходов исчерпали свои возможности.

Классическая схема МГ на пересечении с автомобильной дорогой (рис. 3) включает в себя

РИС. 3. Классическая схема устройства МГ на пересечении с автомобильной дорогой (в защитном футляре)



1 – рабочий трубопровод; 2 – футляр; 3 – герметичное уплотнение; 4 – футеровка; 5 – свеча контрольная; 6 – насыпь; 7 – дорожное полотно; 8 – контрольно-измерительный пункт

Источник: https://findpatent.ru/img_show/796274.html

защитный металлический футляр (кожух) на переходе, диаметр которого определен расчетом, но не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра газопровода.

С течением ряда лет есть вероятность возникновения негерметичности футляра из-за износа устройств для защиты межтрубного пространства (90% случаев) либо некачественного монтажа футляра.

Таким образом, происходит доступ воды и кислорода, которые способствуют развитию коррозии трубопровода. Несмотря на систему электрохимической защиты, образовавшаяся негерметичность между футляром и рабочим трубопроводом приводит сначала к коррозии внутренней поверхности футляра, а затем внешней поверхности стенки самого трубопровода. По статистическим данным, разрушение газопроводов вследствие коррозионных язв составляет 45–51% от общего числа возможных дефектов (рис. 4).

Общая схема разрушения футляров на переходах через искусственные препятствия может развиваться по следующим причинам (рис. 5):

- защитный ток не может достичь трубопровода;
- футляр становится жертвенным анодом и корродирует изнутри;
- электрохимическая коррозия повреждает сам футляр.

В результате развития сквозной коррозии происходит:

- утечка продукта, существенно увеличивается вероятность взрыва внутри футляра (газ);

РИС. 4. Примеры разрушения футляра



1 – пример незащищенного трубопровода; 2 – грязь, ржавчина внутри футляра; 3 – появление конденсата в футляре; 4 – металлические спейсеры, приваренные к трубе, образуют гальваническую пару с самого начала эксплуатации трубопровода; 5 – поверхность, дефекты в результате воздействия блуждающих токов

Источник: <https://dropdoc.ru/doc/601529/antikorrozionnaya-zashhita-trub-v-kozhuhah-podzemnyh-perehodov>

РИС. 5. Общая схема разрушения футляра [18]

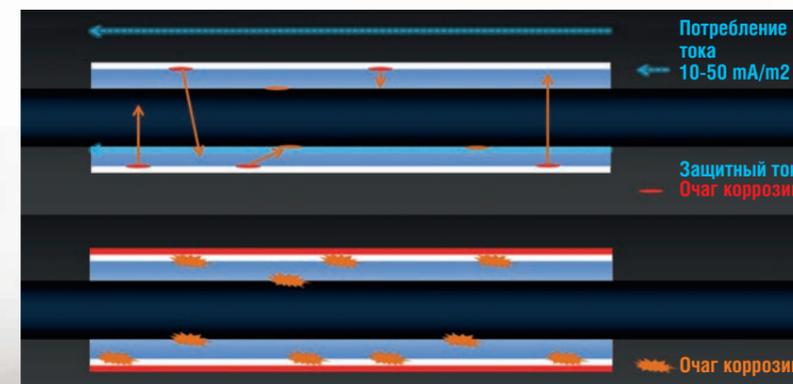


ТАБЛИЦА 1. Сравнительная таблица физических свойств защитного стеклопластикового футляра относительно металлического

Параметры	Футляр стеклопластиковый	Футляр металлический
Химическая стойкость	высокая	низкая
Коррозионная стойкость	высокая	низкая
Теплопроводность	низкая	высокая
Электропроводность	нет	высокая
Применение электро- и химической защиты и изоляции	не требуется	требуется
Срок службы	более 50 лет	20 лет

- остановка перекачки на длительный срок (ввиду большого объема строительного-монтажных работ на переходе);
- загрязнение окружающей среды, что влечет за собой крупные штрафы.

Для предотвращения подобных аварий разработан ряд средств, которые рассчитаны на ликвидацию подобных инцидентов. Современные средства защиты футляров представляют собой:

- использование полиуретановых спейсеров на рабочем трубопроводе;
- изоляцию труб;
- герметизацию футляра и рабочей трубы;
- систему электрохимзащиты и мониторинг переходов и линейной части газопроводов.

На эффективную работу данных средств защиты оказывает существенное влияние человеческий фактор и условия местности прокладки конкретного перехода.

Традиционная конструктивная схема переходов, как показывает практика, не обладает высокой надежностью, что проявляется в виде развития внутренних коррозионных процессов на внутренней полости защитного футляра за счет негерметичности межтрубного пространства. Данная ситуация возникает в период эксплуатации перехода из-за выхода из работы манжет, перепадов температуры окружающей среды и, как следствие, возникновение конденсата в межтрубном пространстве, влекущем за собой развитие коррозионных процессов. На этапе строительного-монтажных работ вследствие сложности выполнения операции по герметизации межтрубного пространства довольно часто уже закладываются ошибочные действия по установке манжет, которые влекут за собой те же последствия, что при эксплуатации.

Традиционная конструкция футляра подвергается не только коррозионному фактору, но и изменению геометрии самого кожуха вследствие длительного времени эксплуатации и нагрузок от проезжающего транспорта, продавливанию опорно-направляющих колец, что влечет за собой возникновение тесного контакта рабочей трубы и кожуха. Данные контакты приводят к возникновению дефектов тела рабочего трубопровода, передачи ему электрического потенциала и дальнейшему разрушению самого трубопровода. К тому же металлический защитный

кожух нуждается в периодическом диагностировании, проведение которого на сегодняшний день не является возможным даже с появлением высокочувствительных диагностических устройств. Поэтому традиционная схема конструкции перехода физически и морально устарела, а ввиду появления новых конструктивных материалов требует внедрения технически надежных решений.

Патентные разработки в свою очередь не получили практического применения в виду своей конструктивной сложности, наличия большого числа металлических элементов, подвергающихся коррозионному фактору.

На сегодняшний день одной из передовых конструктивных разработок в области защитных конструкций переходов газопроводов через искусственные препятствия для сетей низкого давления являются стеклопластиковые защитные футляры, выполненные согласно модели по Пат. РФ № 133248 [17], учитывая ТУ 22.21.10-010-71653326-2017 и требования СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы.

Для подтверждения положительной характеристики неметаллических футляров в табл. 1 представлено сравнение физических свойств защитного стеклопластикового футляра относительно металлического на участке перехода газопровода через искусственные препятствия.

Однако на сегодняшний день данная конструкция перехода имеет ограниченное применение: только для газопроводов диаметром до 400 мм (сети низкого давления), в виду отличительных параметров магистральных газопроводов, связанных с большими диаметрами и давлениями, высокими требованиями к ним, повышенной опасности и категоричности объектов, отсутствия экспериментальных исследований в области поведения стеклопластиковых труб больших диаметров.

Таким образом, обоснованию применения стеклопластиковых футляров для магистральных газопроводов диаметром от 530–1420 мм на переходах через искусственные препятствия посвящена экспериментальная часть работы.

ТАБЛИЦА 2. Основные механические свойства стали 09Г2С и стеклопластика

Показатель	Сталь 09Г2С	Стеклопластик
Модуль упругости, Па	20×10^{10}	$5,5 \times 10^{10}$
Плотность, кг/м ³	7900	2000
Предел выносливости, Па	$6,5 \times 10^8$	$2,269 \times 10^8$
Предел прочности, Па	$4,1 \times 10^8$	$2,269 \times 10^8$
Удельный предел прочности (для металлов предел текучести), Па	$2,95 \times 10^8$	$1,7 \times 10^8$
Температурный коэффициент линейного расширения, 1/°С	0,000018	0,000014
Коэффициент Пуассона	0,345	0,3

Методы исследования

Для достижения указанной цели в работе были использованы теоретические методы исследования в области поиска оптимальной конструкции неметаллического кожуха, пригодного для эксплуатации на переходе МГ при пересечении искусственных препятствий. Произведен анализ полученных сведений и привязка к конкретным параметрам, применен эмпирический подход для моделирования нестационарных процессов в межтрубном пространстве «труба–футляр» магистрального газопровода на переходе через автомобильную дорогу в программном комплексе COMSOL Multiphysics.

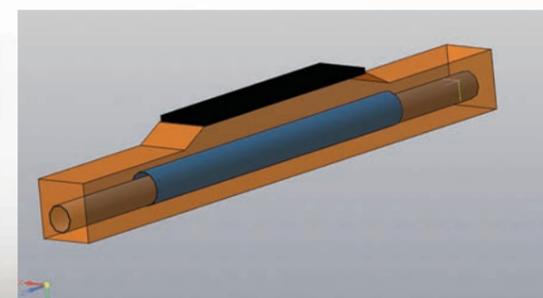
Для исследования надежности конструкции защитного футляра магистрального газопровода проведено компьютерное моделирование разрыва трубопровода на переходе через автодорогу, которое проводилось с целью определения влияния высокого давления и скорости потока газа, истекающего через разрыв в трубопроводе на защитный кожух из стали и стеклопластика.

Граничные условия для выполнения моделирования.

Магистральный газопровод имеет следующие параметры:

- диаметр – 1420 мм;
- толщина стенки – 33,4 мм;
- категория трубопровода – К65;
- материал – сталь 09Г2С;

РИС. 6. Расчетная модель перехода магистрального трубопровода в кожухе под автодорогой



ФАКТЫ

На **200** мм диаметр защитного кожуха должен превышать диаметр магистрального газопровода на участке пересечения с автомобильной дорогой

- перекачиваемый продукт – природный газ;
- рабочее давление – 11,8 МПа (120 кгс/см²).

В месте пересечения с автодорогой газопровод помещен в защитный кожух.

Защитный кожух имеет следующие параметры:

- диаметр – 1720 мм;
- толщина стенки – 16/30 мм;
- материал – сталь 09Г2С/стеклопластик;
- длина – 63 м.

Основные механические свойства стали и стеклопластика представлены в табл. 2 [5, 6].

Свойства материалов стали для трубопровода и стеклопластика для кожуха задаются в соответствии с табл. 2 и прописываются в свойствах модели в библиотеке материалов.

Автодорога принята IV категории, согласно СП 34.13330.2012 «Автомобильные дороги», шириной проезжей части 10 м. Свойства дорожного покрытия при моделировании не учитываются в связи с низким влиянием на трубопровод, грунт представляет собой суглинок средней плотности.

Газопровод располагается под землей на глубине 1 м от верхней образующей кожуха, в районе пересечения автодороги в защитном кожухе глубина залегания составляет 2,2 м. В исходном состоянии трубопровод и кожух касаются друг друга по нижней образующей.

Модель геометрии расчетной модели сформирована в Компас-3Dv19 и представлена на рис. 6 [7].

На рис. 7 изображены трубопровод и кожух в разрезе.

РИС. 7. Схема трубопровода и кожуха в среде APM FEM Компас 3Dv19

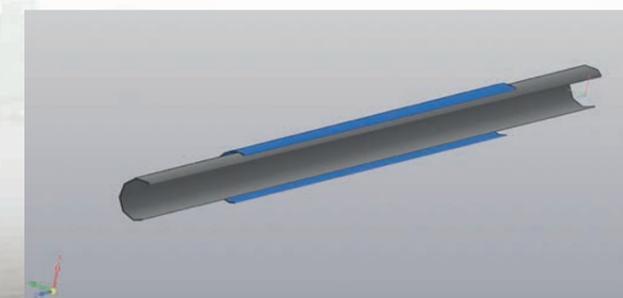


РИС. 8. Обозначение места порыва в сечении трубопровода

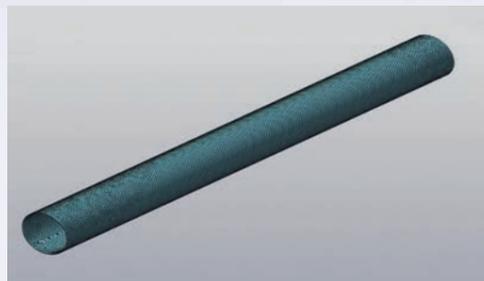


За место порыва и выхода газа примем точку, соответствующую 12 ч циферблата (рис. 8) [8].

Создание конечно-элементной модели защитного кожуха трубопровода. Расчетная модель была разбита на тетраэдры, состоящие из четырех углов. Общая вычислительная размерность расчетной модели кожуха составила 23 669 узлов, число конечных элементов – 71 458 (рис. 9) [7].

Для построения конечно-элементной модели задания граничных условий и расчета напряженно-деформированного состояния в программе Компас-3Dv19 был выбран раздел APM FEM

РИС. 9. Конечно-элементная сетка защитного кожуха



ФАКТЫ

2,2 м

составляет глубина залегания газопровода в защитном кожухе в районе пересечения автодороги

и расчетный модуль статического конструкционного анализа, используемый для трехмерного моделирования осесимметричных конструкций и для решения задач механики деформируемого твердого тела в статической постановке [7, 16, 17].

Контактное взаимодействие по нижним образующим защитного кожуха и трубопровода приводит к неравномерному распределению напряжений, что в свою очередь требует построения соответствующей сетки конечных элементов. Необходимо отметить, что все элементы, в том числе и в зоне наибольшего сгущения, имеют форму, близкую к квадрату, что обеспечивает сходимость вычислений [16, 17].

Для определения полей давления и скоростей потока газа в полости между трубопроводом и внутренней поверхностью защитного кожуха, использовался модуль CFD (Вычислительная гидродинамика), интерфейс TurbulentFlow (Турбулентный поток) в COMSOL Multiphysics – универсальной среде численного моделирования систем, устройств и процессов во всех областях проектирования, производства и научных исследований.

Турбулентность в этом интерфейсе моделируется на основе стандартной модели турбулентности k-ε (k – кинематическая энергия турбулентности, ε – скорость диссипации кинетической энергии) с ограничениями по реализуемости [9, 10].

Результаты расчетов показывают, что после разрыва металла труба соприкасается о нижнюю образующую кожуха вследствие воздействия струи газа высокого давления в верхней части трубопровода и кожуха.

На стенку кожуха начинает воздействовать давление газа, истекающего из точки порыва ввиду высокого давления в газопроводе.

Расчеты показывают, что максимальная скорость потока газа, истекающего через поврежденный участок

РИС. 10. Отображение распределения скоростей газа (левая шкала) в полости между трубопроводом и защитным кожухом



РИС. 11. Отображение полей скоростей газа (показана на цветовой шкале, м/с) в полости между трубопроводом и защитным кожухом

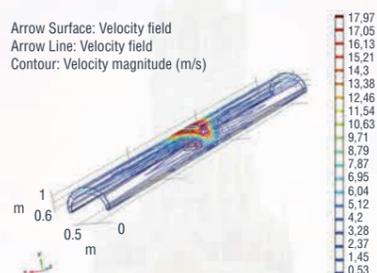


РИС. 12. Поперечный профиль – отображение распределения скорости газа (цветовая шкала, м/с) по межтрубному пространству (трубопровод – стеклопластиковый кожух) от вырывающейся струи газа из образовавшегося дефекта трубы. По горизонтальной и вертикальной осям показаны размеры сечения (м), по которому движется газ

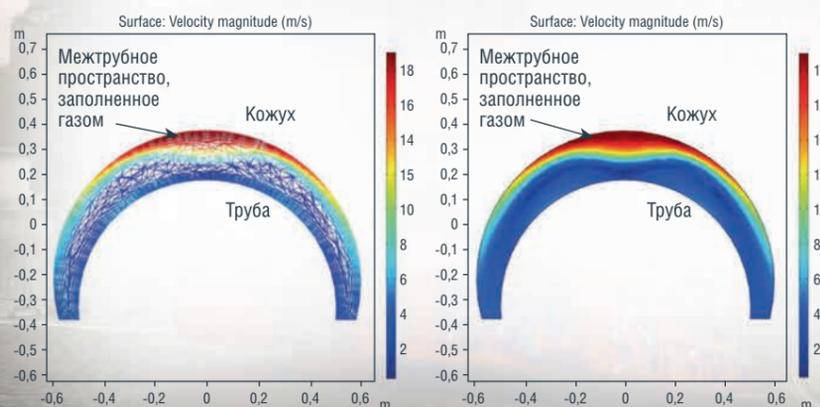
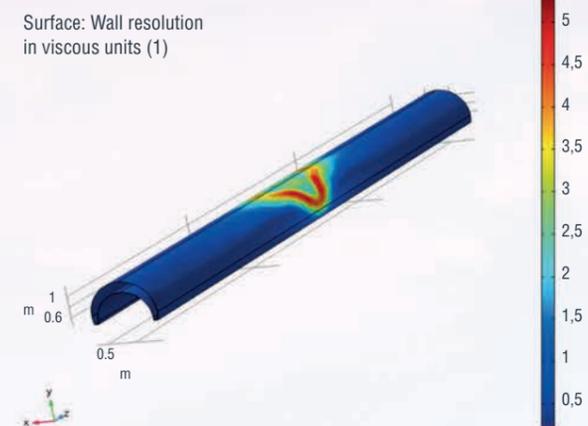


РИС. 13. Отображение отношения инерционных сил к силам вязкого трения в газе



газопровода, находится в области прямо над точкой порыва, но при этом практически мгновенно замедляется в четыре раза и на выходе из-под полости кожуха значение скорости падает до значений ориентировочно 1–2 м/с (рис. 10, 11, 12) [10].

Воздействие давления ведет себя аналогичным способом.

Отношение инерционных сил к силам вязкого трения в газе достигает своего пикового значения (около 5000) в области вокруг зоны над точкой разрыва трубопровода и достигает значения в несколько сотен на выходе из-под полости кожуха (рис. 13).

В ходе проведения дальнейшего моделирования и развития процесса нагнетания давления из поврежденного участка трубопровода и возрастания давления газа на внутреннюю стенку кожуха от 0 до 3,0 МПа был выполнен сравнительный анализ поведения защитного кожуха из стали и стеклопластика. Иллюстрации общей картины развития процесса напряжения, перемещения и деформирования защитного кожуха приведены на рис. 14–16 [7].

РИС. 14. Распределение напряжений в корпусе защитного кожуха, МПа

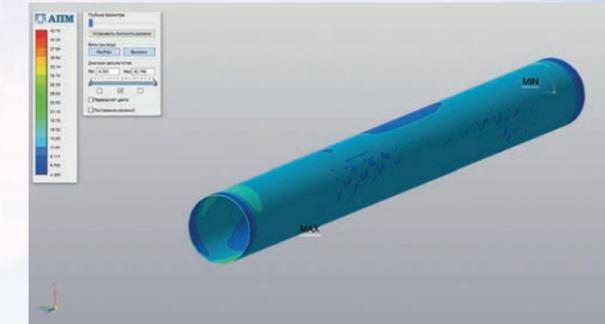


РИС. 15. Распределение перемещений по корпусу защитного кожуха, мм

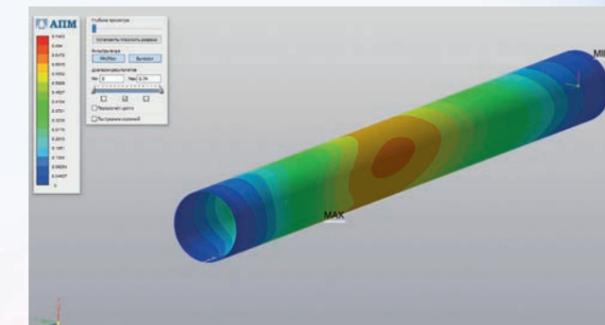


РИС. 16. Распределение деформаций по корпусу защитного кожуха, мм

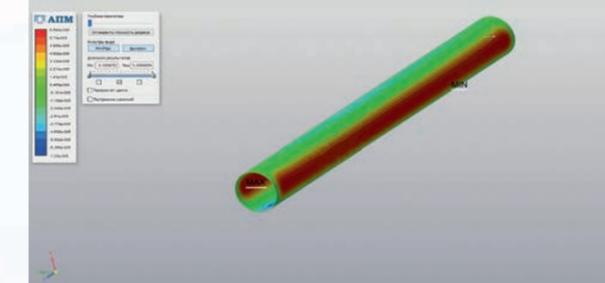


ТАБЛИЦА 3. Результаты статических расчетов при последовательном нагружении защитного кожуха из стали

Давление, МПа	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	2	2,25	2,5	2,75	3
Мах напряжения, МПа	42,74	85,49	128,24	170,99	213,74	256,5	341,99	384,74	427,48	470,23	512,98
Мах перемещения, мм	0,74	1,48	2,22	2,96	3,7	4,44	5,92	6,66	7,4	8,14	8,88
Мах деформации, мм	0,000066	0,00013	0,00019	0,00026	0,00032	0,00039	0,00052	0,00059	0,00065	0,00072	0,00079

ТАБЛИЦА 4. Результаты статических расчетов при последовательном нагружении защитного кожуха из стеклопластика

Давление, МПа	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	2	2,25	2,5	2,75	3
Мах напряжения, МПа	40,15	80,3	120,45	160,6	200,75	240,9	321,21	361,36	401,51	441,66	481,85
Мах перемещения, мм	2,66	5,33	8	10,66	13,33	16	21,33	24	26,67	29,33	32
Мах деформации, мм	0,00023	0,00046	0,00069	0,00092	0,0011	0,001	0,0018	0,002	0,0023	0,0025	0,0027

Из представленных в табл. 4, 5 данных видно, что при одинаковых условиях нагружения эквивалентные напряжения, возникающие в кожухе из стеклопластика, ниже, чем эквивалентные напряжения, возникающие в стальном кожухе, при этом суммарные деформации и перемещения кожуха из стеклопластика превышают те же параметры для стального кожуха. Склонность к деформации стеклопластика связана с пластичностью входящих в стеклопластик веществ – стекловолокнистого наполнителя и полимеров. Данные свойства позволяют стеклопластику при больших деформациях сохранять гораздо большую устойчивость к напряжениям чем стальные конструкции [6, 11–13].

По результатам проведенного исследования можно заключить следующее:

1. Сравнительный анализ существующих конструктивных решений переходов магистральных трубопроводов через автомобильную дорогу показал, что оптимальным защитным кожухом для устройства перехода МГ является стеклопластиковый защитный футляр, характеризующийся своей высокой коррозионной стойкостью и прочностными свойствами.
2. На основании проведенного компьютерного моделирования нестационарных процессов в межтрубном пространстве «труба–футляр» на переходе через автомобильную дорогу сделан вывод:
 - напряжения в стенке защитного кожуха из стеклопластика ниже, чем в стальной конструкции, что положительно влияет на прочность материала при аварийной ситуации;
 - деформации и перемещения в стеклопластиковом корпусе выше, чем аналогичные параметры у стального кожуха, что связано с пластичностью входящих в стеклопластик веществ.

Таким образом, развитие направления по применению стеклопластиковых защитных кожухов при оборудовании переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами является актуальной задачей. Исследуемая конструкция подтвердила свою работоспособность и эффективность. Дальнейшие исследования должны быть направлены на разработку технологии установки таких защитных конструкций, поскольку стандартные бестраншейные методы могут не подойти по причине чрезмерной пластичности материала. ●

Литература

1. СП 109-34-97. Свод правил по сооружению переходов под автомобильными и железными дорогами. – Москва: ИРЦ «Газпром», 1998. – 64 с.
2. Опыт применения систем контроля переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами в ООО «Лентрансгаз» / В.Н. Сивоконь, В.Р. Олексейчук, С.В. Власов, С.А. Егурцов, Р.В. Пиксайкин // Газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 56–61.

ФАКТЫ

На 8%

эквивалентные напряжения в кожухе из стеклопластика ниже, чем в стальном при одинаковых условиях нагружения

3. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001879> (дата обращения: 28.04.2021).
4. Вопросы надежности переходов через дороги / М.З. Асадуллин, Ф.М. Аминев, Р.Р. Усманов [и др.] // Диагностика-2001: материалы II Международной деловой встречи (Тунис, апрель 2001 г.). Т. 2, ч.1. – Москва: ИРЦ «Газпром», 2001. – С. 44–49.
5. Крыжановский В.К. Технические свойства полимерных материалов / В.К. Крыжановский. – Москва: Профессия, 2005. – 280 с.
6. Экспериментальные исследования деформационных и прочностных свойств наномодифицированных стеклотекстолитов / В.З. Вильдеман, А.В. Бабушкин, С.М. Никулин, М.П. Третьяков, Д.С. Лобанов, Н.В. Струк // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2012. – Т. 78, № 7. – С. 57–61.
7. Азбука КОМПАС 3D // АСКОН: [сайт]. – URL: https://kompas.ru/source/info_materials/2018/Azbuka-KOMPAS-3D.pdf (дата обращения: 15.03.2021). – 2018. – 478 с.
8. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
9. Учебный центр Comsol // Comsol: [сайт]. – URL: <https://www.comsol.ru/learning-center> (дата обращения: 20.04.2021).
10. Comsol: мультифизическая энциклопедия: [сайт]. – URL: <https://www.comsol.ru/multiphysics> (дата обращения: 20.04.2021).
11. Селезнев В.Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, Г.С. Клишин. – 2-е изд., перераб. – Москва: КомКнига, 2005. – 328 с.
12. Якубовская С.В. Исследование прочностных свойств армированных полиэтиленовых труб / С.В. Якубовская, Т.М. Пономарева // Нефть и газ Западной Сибири: т. 1. – Тюмень, 2003. – С. 153.
13. Моделирование аварийного разрыва газопровода в месте пересечения с автомобильной дорогой / С.В. Ганага, С.А. Ковалев // Вести газовой науки. – 2012. – № 2 (44). – С. 141–147.
14. СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85*. – М., 2012.
15. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М., 2012.
16. Андронов И.Н. Компьютерное моделирование НДС неразъемного конструкционного соединения с эффектом памяти формы в интерфейсе Ansys / И.Н. Андронов, Е.В. Семиткина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 6. – С. 47–52.
17. Патент RU № 133248 U1, 07.02.2011 г. Стеклопластиковый защитный футляр // Патент России № 133248, 07.02.2011 г. Раздевилов К.Н., Царьков В.Н., Ревенко Ю.Д., Лебедев И.К. (дата обращения: 21.07.2021);
18. dropdoc.ru/doc/601529/antikorroziionnaya-zashhita-trub-v-kozhuhah-podzemnyh-perehodov.

KEYWORDS: gas pipeline, car crossing, annular space, fiberglass case, equivalent stresses, protective casing.

С Новым годом!



ПРОКЛАДЫВАЯ ПУТЬ К РЕСУРСАМ

«НафтаГаз» реализует высокотехнологические проекты в области строительства скважин всех видов и любой сложности в регионах с суровыми природно-климатическими условиями:

- исполняем все обязательства перед заказчиками своевременно на максимально профессиональном уровне;
- ставим безопасность сотрудников нашей компании в основу каждого действия;
- осуществляем строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- применяем новые технологические решения, в том числе — цифровое бурение;
- оказываем полный комплекс вышкомонтажных услуг;
- обучаем персонал компании и специалистов других предприятий в УЦ «Нафтагаз-Развитие».

Москва, ул. Брянская, 5
телефон + 7 495 589 12 00

www.naftagaz.com
info@naftagaz.com

АНАЛИЗ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ – АНАЛИЗ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ (ВНЭ), ПОИСК РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭМПИРИЧЕСКОЙ ФОРМУЛЫ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ. АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОТСУТСТВИИ РАЦИОНАЛЬНОЙ ФОРМУЛЫ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВНЭ, ЧТО ЗАТРУДНЯЕТ ДАЛЬНЕЙШИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ. В МАТЕРИАЛЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ИЗУЧЕНИЕ РЕАЛЬНЫХ И РАСЧЕТНЫХ ДАННЫХ О СВОЙСТВАХ ВНЭ, ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ФОРМУЛ, ОЦЕНКА ПОВЕДЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВНЭ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБВОДНЕННОСТИ. НА ОСНОВАНИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРХАНГЕЛЬСКОГО, СРЕТЕНСКОГО, ШЕРШНЕВСКОГО, БУГРОВСКОГО, ПЕРВОМАЙСКОГО, УНЬВИНСКОГО, ЗЫБЗА-ГЛУБОКИЙ ЯР, ЗМЕЕВСКОГО И ЗАПАДНОГО. ВЫЯВЛЕНЫ НЕТОЧНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ФОРМУЛ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, ОПРЕДЕЛЕНА НЕЛИНЕЙНАЯ ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ ВЯЗКОСТЬЮ ВНЭ И ВЯЗКОСТЬЮ НЕФТИ, А ТАКЖЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ЗАВИСИМОСТИ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ ВНЭ ОТ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ НА ОСНОВАНИИ ГРАФИКОВ, ПРЕДЛОЖЕНА ФОРМУЛА РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВНЭ ПРИ ОБВОДНЕННОСТИ 20 %

THE PURPOSE OF THE RESEARCH IS ANALYZING THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF WATER-OIL EMULSIONS (WOE), SEARCH FOR AN EFFICIENT EMPIRICAL EQUATION FOR CALCULATING THE VISCOSITY OF AN OIL-WATER EMULSION. THE RELEVANCE OF THE TOPIC IS THE ABSENCE OF AN EFFICIENT EQUATION FOR CALCULATING THE VISCOSITY OF THE WOE, THAT EXCLUDES THE DEPENDENCE OF HYDRAULIC CALCULATIONS. THE MATERIAL INCLUDES THE OBSERVED AND CALCULATED DATA ON THE PROPERTIES OF THE WOE, THE RESEARCH OF THE PROPOSED EQUATIONS, THE ASSESSMENT OF THE BEHAVIOR OF THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF THE WOE DEPENDING ON THE WATER CUT. DUE TO THE RECEIVED DATA, RESEARCHES OF THE RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE ARKHANGELSKY, SRETENSKY, SHERSHNEVSKY, BUGROVSKY, PERVOMAISKY, UNVINSKY, ZYBZA-GLUBOKIY YAR, ZMEEVSKY AND ZAPADNY FIELDS WERE CARRIED OUT. IN CONCLUSION, THE INCONSISTENCIES OF THE PROPOSED EQUATIONS FOR CALCULATING THE VISCOSITY OF WATER-OIL EMULSIONS WERE SEARCHED, THE NONLINEAR ADDICTION BETWEEN THE VISCOSITY OF THE WOE AND THE VISCOSITY OF THE OIL WAS DETERMINED, AND THE ADDICTION OF THE DENSITY AND VISCOSITY OF THE WOE ON THE WATER CONTENT WERE ANALYZED, THE RESULTS OF THE CALCULATIONS BASED ON THE GRAPHS WERE ANALYZED, AND AN EQUATION FOR CALCULATING THE VISCOSITY OF THE WOE WITH A WATER CUT OF 20% WAS PROPOSED

Ключевые слова: нефть, вязкость, плотность, водонефтяная эмульсия, обводненность, реологические свойства нефти, эмпирическая формула.

Шестаков Роман Алексеевич

доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

Дульченко Анна Алексеевна

студентка кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

УДК 665.61.4+622.692.4

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные реологических свойств нефти Архангельского месторождения

Плотность нефти при 20 °С, кг/м³	Динамическая вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	Обводненность, %	Экспериментальные данные динамической вязкости эмульсии при 20 °С, мПа·с
904	134,4	30	544,4

Трубопроводный транспорт был и остается наиболее экономически выгодным способом транспортировки продуктов. Его протяженность в мире составляет более четырех миллионов километров [1]. Причем примерно половину (чуть менее двух миллионов километров) от общей протяженности приходится на нефтепроводы. Система трубопроводного транспорта в России – одна из крупнейших в мире – составляет более 285 000 км, из которых нефтепроводы составляют около 54 000 км [2]. Именно поэтому актуальность исследования и контроля реологических свойств нефти при эксплуатации и проектировании новых трубопроводов является неоспоримым фактом. При транспортировке нефтепродукта необходимо учитывать такие физико-химические параметры, как плотность, вязкость, давление насыщения, сжимаемость нефти, поверхностное натяжение, объемный коэффициент, температура застывания, содержание серы, парафинов, газа, воды [3, 4].

Качество добываемой нефти и качество нефтепродуктов наряду с другими показателями определяется содержанием в них влаги. В настоящее время обводненность месторождений увеличивается из года в год и остается одной из наиболее серьезных проблем нефтедобывающей отрасли России. Согласно статистике, из четырех тонн добываемой нефтяными компаниями пластовой жидкости на чистую нефть приходится всего одна тонна, остальное – вода [5].

В последнее время становится все более популярным вопрос энергоэффективности транспортировки в нефтяной и газовой промышленности. При добыче нефти из пластов возникает множество осложнений, одним из которых является возникновение водонефтяных эмульсий, разрушение которых на данный момент все еще довольно затруднительно. Эмульсии можно разделить на два основных типа: «нефть в воде» (Н/В), называемые прямыми, с содержанием воды более 50%, и «вода в нефти» (В/Н), называемые обратными, с содержанием воды менее 50% [6]. Содержащаяся в нефти

пластовая вода является одной из причин коррозии труб и оборудования, а также влияет на изменение реологических свойств нефти и ее качество. Эффективность перекачки продукта определяется режимом перекачки, плотностью эмульсии, вязкостными характеристиками и др. Влияние возрастания вязкости на транспортировку определяется увеличением гидравлического сопротивления сети трубопроводов, уменьшением КПД и возрастанием потерь мощности перекачивающих агрегатов. Это негативно сказывается на экономической составляющей транспорта продукта и сложности переработки [7].

Проведение расчета вязкостных характеристик водонефтяных эмульсий необходимо не только для определения эффективности перекачки, но и для дальнейших гидравлических расчетов, требуемых для исследования иных параметров трубопровода. Точность вязкостных характеристик является важной составляющей при анализе характеристик перекачки. Существует множество вариантов расчета вязкости, которые, к сожалению, не гарантируют высокую точность показаний. Встает вопрос о поиске наиболее эффективной формулы определения вязкости водонефтяных эмульсий с наименьшими погрешностями.

Существующие формулы расчета вязкости ВНЭ

Динамическая вязкость водонефтяных эмульсий не является аддитивным свойством и не может быть посчитана как сумма вязкостей нефти и воды. Она зависит от множества факторов, таких как температура, давление, вязкость самой нефти, вектор скорости, обводненность, дисперсность и диаметр капель [8].

Используя экспериментальные данные Архангельского месторождения [9] (табл. 1),

проанализируем формулы, предложенные для поиска вязкости водонефтяных эмульсий.

При рассмотрении водонефтяной эмульсии типа «вода в нефти» (В/Н) при обводненности до 50% вязкость водонефтяной эмульсии может быть рассчитана по формуле [10]:

$$\mu_{\Sigma} = \mu_n \cdot \frac{D \cdot (1 + 2,9 \cdot B)}{1 - B}, \quad (1)$$

где B – доля обводненности (водосодержание) нефти, т.е. отношение массы воды к массе нефтяной эмульсии, %;

D – коэффициент, определяемый по параметру A , учитывающему влияние скорости сдвига на вязкость:

$$A = \frac{1 + 20 \cdot B^2}{W_{\text{сд}}^{0,48 \cdot B}}, \quad (2)$$

где $W_{\text{сд}}$ – скорость сдвига водонефтяной эмульсии при рабочих условиях, 1/с:

$$W_{\text{сд}} = \frac{8 \cdot W_{\Sigma \text{ пр}}}{D_r}, \quad (3)$$

где D_r – гидравлический диаметр (м), определяемый по формуле:

$$D_r = \frac{4 \cdot F}{\Pi}, \quad (4)$$

где Π – смоченный периметр поперечного сечения трубопровода, м;

F – площадь проходного сечения, м²;

$W_{\Sigma \text{ пр}}$ – приведенная скорость эмульсии, м/с:

$$W_{\Sigma \text{ пр}} = \frac{Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}}{F}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{н}}$ – объемные расходы воды и нефти при рабочих P и T , м³/с:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж ст}} \cdot b_{\text{в}} \cdot B_{\text{в ст}}, \quad (6)$$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж ст}} \cdot b_{\text{н}} \cdot (1 - B_{\text{в ст}}), \quad (7)$$

где $b_{\text{в}}$, $b_{\text{н}}$ – соответственно объемные коэффициенты воды и нефти при рабочих P , T , причем:

$$\text{при } A \leq 1, D = \mu_n, \quad (8)$$

$$\text{при } A > 1, D = A \cdot \mu_n, \quad (9)$$

где μ_n – вязкость нефти, мПа·с.

ТАБЛИЦА 2. Сравнение расчетных и экспериментальных данных динамической вязкости водонефтяных эмульсий

Формула	Расчетные данные динамической вязкости эмульсий при 20 °С, мПа·с	Погрешность, %
$\mu_3 = \mu_n \cdot (1 + 2,5 \cdot B + 2,19 \cdot B^2 + 27,45 \cdot B^3)$	529,1328	2,88
$\mu_3 = \mu_n \cdot (\exp(a \cdot B^2 + b \cdot B))$	415,225	31,11
$\mu_3 = \mu_n \frac{D \cdot (1 + 2,9 \cdot B)}{1 - B}$	430,85	26,35
$\mu_3 = \frac{\mu_n}{(1 - B)^{2,5}}$	327,8341	66

РИСУНОК 1. График зависимости динамической вязкости водонефтяной эмульсии от обводненности на основании расчетных данных



Анализируя результаты, полученные при расчете данным методом, получаем значительную погрешность 26,35% (табл. 2).

Рассмотрим следующую формулу расчета водонефтяной эмульсии при обводненности менее 50% [11]:

$$\mu_3 = \mu_n \cdot (\exp(a \cdot B^2 + b \cdot B)), \quad (10)$$

где μ_n – вязкость нефти, мПа·с; a, b – константы, равные 4,2 и 2,5 соответственно;

B – доля обводненности (водосодержание) нефти, т.е. отношение массы воды к массе нефтяной эмульсии, %.

Результатом расчета по данной методике является погрешность, составляющая 31,11% (табл. 2).

Универсальной формулой расчета вязкости водонефтяной эмульсии с обводненностью менее 50% является формула Монсона [12]:

$$\mu_3 = \mu_n \cdot (1 + 2,5 \cdot B + 2,19 \cdot B^2 + 27,45 \cdot B^3), \quad (11)$$

где μ_n – вязкость нефти при соответствующих P и T (вязкость дисперсионной среды), мПа·с;

B – доля обводненности (водосодержание) нефти, т.е. отношение массы воды к массе нефтяной эмульсии, %.

Влияние размеров капель воды на величину вязкости эмульсии в формуле не учитывается.

При расчете данным методом была получена погрешность 2,88%.

Также в инженерных расчетах используется формула расчета вязкости обратной водонефтяной эмульсии:

$$\mu_3 = \frac{\mu_n}{(1 - B)^{2,5}}, \quad (12)$$

где μ_n – вязкость нефти при соответствующих P и T (вязкость дисперсионной среды), мПа·с;

B – доля обводненности (водосодержание) нефти, т.е. отношение массы воды к массе нефтяной эмульсии, %.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

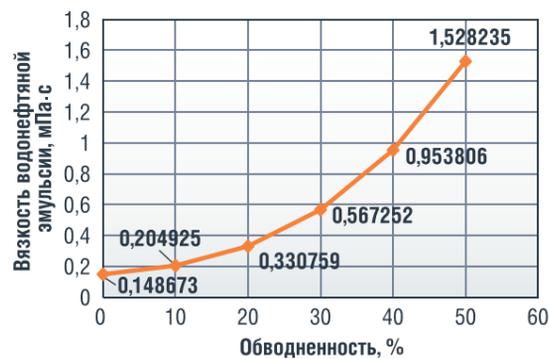
Анализ вязкости водонефтяных эмульсий

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что наиболее приближенной

ТАБЛИЦА 3. Расчет кинематической вязкости

Обводненность, %	Динамическая вязкость эмульсии, мПа·с	Кинематическая вязкость эмульсии, сСт
0	134,4	0,148673
10	187,2192	0,204925
20	305,3568	0,330759
30	529,1328	0,567252
40	898,8672	0,953806
50	1454,88	1,528235

РИСУНОК 2. График зависимости кинематической вязкости водонефтяной эмульсии от обводненности



по точности является формула Монсона (11), при наименьшей полученной погрешности 2,88% (табл. 2). При проведении последующего анализа зависимости вязкости водонефтяных эмульсий от обводненности при 20 °С рационально основываться на результатах, полученных по формуле Монсона.

Таким образом, при рассмотрении графика (рис. 1) можно сделать выводы о прямой зависимости между обводненностью и вязкостью эмульсий. При возрастании обводненности увеличивается вязкость водонефтяной эмульсии.

Осуществим перевод динамической вязкости эмульсий в кинематическую по формуле [13]:

$$\mu_3 = \frac{\mu_{3 \text{ дин}}}{\rho_3}, \quad (13)$$

где $\mu_{3 \text{ дин}}$ – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с,

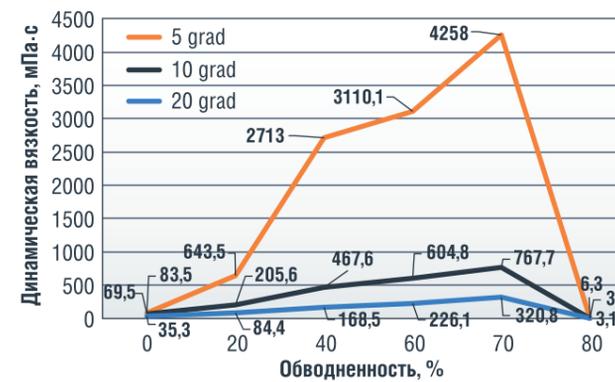
ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³.

Согласно полученным данным (табл. 3), представим график зависимости кинематической вязкости водонефтяной эмульсии в зависимости от ее обводненности (рис. 2).

ТАБЛИЦА 4. Реологические свойства водонефтяной эмульсии Сретенского месторождения при различной температуре

Обводненность, %	μ_3 при 5 °С, мПа·с	μ_3 при 10 °С, мПа·с	μ_3 при 20 °С, мПа·с
0	83,5	69,5	35,3
20	643,5	205,6	84,4
40	2713	467,6	168,5
60	3110,1	604,8	226,1
70	4250	767,7	320,8
80	6,3	3,5	3,1

РИСУНОК 3. График зависимости динамической вязкости Сретенского месторождения от обводненности при различных температурах



Согласно анализу теоретических расчетов, можно сделать предположение о непрерывном возрастании вязкости водонефтяной эмульсии при увеличении содержания в ней воды.

При использовании экспериментальных данных Сретенского [14] и Шершеневского [15] месторождений прослеживается

резкий спад графика в момент, когда эмульсия обратного типа В/Н становится эмульсией прямого типа Н/В.

При проведении расчетов по формуле Монсона (11), согласно экспериментальным данным [16], были получены результаты, сведенные в таблицу 6. В связи с тем, что формула Монсона может

ТАБЛИЦА 5. Реологические свойства водонефтяной эмульсии Шершеневского месторождения при различной температуре

Обводненность, %	μ_3 , мПа·с
0	15,9
20	45
40	83,5
60	163
80	5,2

РИСУНОК 4. График зависимости динамической вязкости Шершеневского месторождения от обводненности при различных температурах



быть справедливой только для эмульсий обратного типа В/Н, для расчета возьмем обводненности 0, 20 и 40%.

Таким образом, прослеживается большая погрешность между измеренной и реальной величинами, из чего можно сделать вывод о неточности формулы Монсона (11).

ТАБЛИЦА 6. Погрешности измерений вязкости эмульсии расчетных от экспериментальных данных Шершеневского месторождения

Обводненность, %	Экспериментальные данные μ_3 , мПа·с	Расчетная величина μ_3 , мПа·с	Погрешность μ_3 , %
0	15,9	12,03	32,1696
20	45	27,33	64,6542
40	83,5	80,46	3,7783

ТАБЛИЦА 8. Погрешности измерений вязкости эмульсии расчетных от экспериментальных данных Первомайского месторождения

Обводненность, %	Экспериментальные данные μ_3 , мПа·с	Расчетная величина μ_3 , мПа·с	Погрешность μ_3 , %
0	186	48,8	281,1
20	856	88,19136	870,6
40	1591	200,4314	693,8

ТАБЛИЦА 7. Погрешности измерений вязкости эмульсии расчетных от экспериментальных данных Бугровского месторождения

Обводненность, %	Экспериментальные данные μ_3 , мПа·с	Расчетная величина μ_3 , мПа·с	Погрешность μ_3 , %
0	95,3	87,1	9,41
20	334	157,4071	112,2
40	1042	357,7371	191,3

ТАБЛИЦА 9. Погрешности измерений вязкости эмульсии расчетных от экспериментальных данных Уньвинского месторождения

Обводненность, %	Экспериментальные данные μ_3 , мПа·с	Расчетная величина μ_3 , мПа·с	Погрешность μ_3 , %
0	6,1	9,09	32,9
20	14,9	16,42745	9,29
40	21,7	37,33445	41,9

РИСУНОК 5. График зависимости плотности водонефтяной эмульсии от обводненности



РИСУНОК 6. График зависимости плотности водонефтяной эмульсии от обводненности месторождения Зыбза-Глубокий Яр



Данная формула дает приближенные, но неточные результаты только в месторождениях нефти с относительно малыми вязкостями (Шершнево-Уньвинское). Это значит, что в дальнейших гидравлических расчетах при использовании рассчитанных данных вязкости водонефтяной эмульсии также будут получены результаты, отличные от реальных. Формула не является достоверной даже в рамках месторождений, так как нацелена на линейную зависимость между вязкостью нефти и вязкостью водонефтяной эмульсии, которая не прослеживается на опытных данных.

Анализ плотности водонефтяных эмульсий

Заостряя внимание на формуле (13) расчета кинематической вязкости, проведем анализ зависимости плотности водонефтяной эмульсии от обводненности на графике (рис. 5) [17].

$$\rho_3 = \rho_n \cdot (1 - B) + \rho_v \cdot B = 904 \cdot (1 - 0,3) + 1000 \cdot 0,3 = 932,8 \text{ кг/м}^3,$$

При изучении графика, построенного на основании уравнения (5), прослеживается линейная зависимость плотности водонефтяной эмульсии от ее обводненности. При увеличении обводненности происходит возрастание плотности. Однако же при изучении экспериментальных данных о плотности эмульсии на месторождении Зыбза-Глубокий Яр [18] и последующем построении графика зависимости плотности от содержания воды можно заметить аномальные отклонения от линейной функции. При этом зависимость плотности от концентрации воды возрастает при повышенных температурах и давлениях.

Поиск эмпирической формулы расчета вязкости ВНЭ

Принимая во внимание необходимость поиска наиболее рациональной формулы расчета вязкости водонефтяной эмульсии, были совершены аппроксимации для вывода точной формулы с наименьшими погрешностями. При анализе экспериментальных данных с различных

ТАБЛИЦА 10. Реологические свойства водонефтяной эмульсии месторождения Зыбза-Глубокий Яр

Обводненность, %	μ_3 , мПа·с
10	993,6
20	993,6
30	994,8
40	997,6
50	998,8

месторождений, была выявлена нелинейная зависимость между вязкостью нефти и вязкостью эмульсии. Таким образом, возникает задача поиска нелинейной зависимости между этими двумя составляющими, также в зависимости от обводненности.

Рассмотрим варианты проведенных аппроксимаций.

При использовании статистического метода исследования взаимосвязи переменных было выявлено несколько наиболее вероятных регрессий:

- Логарифмическая регрессия: $y = -648,1930 + 433,9885 \cdot \ln \mu_n$ (15)

- Кубическая регрессия: $y = 0,3687 \cdot \mu_n^3 - 39,5024 \cdot \mu_n^2 + 956,9053 \cdot \mu - 5729,6802$ (16)

- Степенная регрессия: $y = 971,9764 \cdot \mu_n^{-0,0507}$ (17)

На основании реологических характеристик Змеевского месторождения [19] при обводненности 20 %, вязкости эмульсии 844 мПа·с, подставляя полученные регрессии в формулы, представленные выше (15–17), получаем результаты, сведенные в таблице 11.

Наиболее приближенные результаты показывает формула (17) при использовании степенной регрессии. При анализе результатов, полученных на основании этой формулы, предложен следующий вид формулы расчета вязкости водонефтяной эмульсии:

$$\mu_3 = \frac{971,9764 \cdot \mu_n^{-0,0507}}{(1 - B)^{0,1}}. \quad (18)$$

Таким образом, прослеживаются хорошие результаты с небольшими

ТАБЛИЦА 11. Реологические свойства водонефтяной эмульсии Змеевского месторождения

Формула	Расчетная величина μ_3 , мПа·с	Расчетная величина μ_3 , мПа·с			Экспериментальные данные μ_3 , мПа·с
		логарифмическая регрессия	кубическая регрессия	степенная регрессия	
$\mu_3 = \mu_n \cdot (1 + 2,5 \cdot B + 2,19 \cdot B^2 + 27,4 \cdot B^3)$	67,19	3233,1	3641,5	1932,3	844
$\mu_3 = \mu_n \cdot (\exp(a \cdot B^2 + b \cdot B))$	27,97	1656,3	1865,4	989,87	844
$\mu_3 = \mu_n \frac{D(1 + 2,9B)}{1 - B}$	406,13	1344,5	1514,3	803,52	844
$\mu_3 = \frac{\mu_n}{(1 - B)^{2,5}}$	25,05	1483,5	1670,9	886,64	844

ТАБЛИЦА 12. Сравнение расчетных и экспериментальных данных динамической вязкости водонефтяных эмульсий [19]

Месторождение	Обводненность, %	Расчетная вязкость эмульсии, мПа·с	Экспериментальная вязкость эмульсии, мПа·с	Погрешность, %
Змеевское, при $\mu_3 = 14,34$ мПа·с	20	868,38	844	2,8
	40	989,86	1974	49
Западное, при $\mu_3 = 11,93$ мПа·с	20	876,52	855	2,5
	40	999,14	1960	49
Первомайское, при $\mu_3 = 15,14$ мПа·с	20	849,5953	865,96	1,8
	40	1591	987,11	61

погрешностями при обводненности эмульсии 20 % для ВНЭ различных месторождений. Можно сделать вывод, что формула справедлива для содержания воды в пределах 20 %.

Заключение

При проведении аналитических исследований были проведены расчет вязкости и плотности водонефтяных эмульсий.

Выявлены значительные погрешности известных формул поиска вязкости водонефтяных эмульсий, проанализированы графики изменения вязкости и плотности в зависимости от обводненности эмульсий.

Таким образом, можно сделать вывод о необходимости поиска наиболее рациональных формул расчета вязкости с наименьшими погрешностями для дальнейших исследований характеристик водонефтяных эмульсий с максимальной точностью.

Возникает необходимость вывода эмпирических формул для каждого месторождения водонефтяных эмульсий, а также для образований ВНЭ в процессе транспорта нефти. ●

Литература

1. Нефтепроводы. Развитие и перспективы // Бурение & Нефть URL: <https://burneft.ru/main/news/666> (дата обращения: 25.08.2022).
2. Состояние трубопроводов в России: старые против нового // dprom.online URL: <https://dprom.online/oilgas/sostoyanie-truboprovodov-v-rossii-staroe-protiv-novogo/> (дата обращения: 24.08.2022).
3. Поляков В.А. Основы проектирования трубопроводных систем: учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 138 с.
4. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недр». – 2019. – 434 с.
5. Евдокимов И.Н. Структурные характеристики промышленных водонефтяных эмульсий: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 477 с.
6. Каспарьянц К.С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. – Самара: Самвен, 1994. – 133 с.
7. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. – Москва: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 448 с.
8. Эмульсия // Техническая Библиотека Neftegaz.RU URL: <https://neftgaz.ru/tech-library/burenie/148006-etulsiya/> (дата обращения: 21.07.2022).
9. Гумерова Д.М. Некоторые особенности реологических свойств нефтей Республики Татарстан / Д.М. Гумерова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – Т. XII. – Часть 1. – С. 56–61.
10. Вяткин К.А., Зарубин Д.С. Моделирование вязкости водонефтяных эмульсий при проведении гидравлических расчетов // Master's journal. – 2016. – № 1. – С. 209–220.
11. Дацюк И.О. Методические рекомендации для бакалавров по организации самостоятельной работы по дисциплине «Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных

- месторождений». – Ставрополь: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «северо-кавказский федеральный университет», 2016. – 59 с.
12. Вязкость эмульсий // ChemicalNow URL: <http://www.chemicalnow.ru/chemies-1768-1.html> (дата обращения: 19.07.2022).
13. Лурье М.В. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 304 с.
14. Вяткин К.А., Илюшин П.Ю., Козлов А.В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти // Московский экономический журнал. – 2020. – №1/2020. – С. 37.
15. Вяткин К.А., Зарубин Д.С. Добыча и переработка нефти, газа и полезных ископаемых // Master's journal. – 2016. – № 1. – С. 209–220.
16. Анализ зонального распространения высоковязкой нефти и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края // Научная электронная библиотека «КиберЛенинка» URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-zonalnogo-rasprostraneniya-vysokovyazkih-neftey-i-izuchenie-reologicheskikh-svoystv-vodoneftyanyh-etulsiy-permskogo-kрая/viewer> (дата обращения: 26.08.2022).
17. Плотность водонефтяной смеси // Студенческая библиотека URL: <https://students-library.com/library/read/50371-plotnost-vodoneftanoj-smesi> (дата обращения: 21.07.2022).
18. Магомадов А.С. Теплофизические свойства высоковязких нефтей и их водных эмульсий в области высоких температур и давлений: дисс. д-р физ. мат. наук: 01.04.07. – Краснодар, 2006. – 344 с.
19. Зарубин Д.С. О реологических свойствах нефтей и водонефтяных эмульсий месторождений Пермского края // Master's journal. – 2016. – № 1. – С. 229–233.

KEYWORDS: oil, viscosity, density, water-oil emulsion, water cut, rheological properties of oil, empirical equation.



GEOSPLIT:

стратегия лидерства в области мониторинга горизонтальных скважин



Евгений Малявко

технический директор компании ГеоСплит

Эксперт в области разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин в осложненных условиях. Автор 42 научно-технических публикаций, соавтор 2 патентов на изобретение. Окончил бакалавриат и магистратуру факультета Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, а также Московскую бизнес-школу по программе MBA

2022 ГОД ПОСТАВИЛ ПЕРЕД КОМПАНИЯМИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ. ОГРАНИЧЕНИЕ ДОСТУПА К ПРИВЫЧНОМУ ИМПОРТНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНОЛОГИЯМ ПРИВЕЛО К ТОМУ, ЧТО ПРЕДПРИЯТИЯ БЫЛИ ВЫНУЖДЕНЫ ПЕРЕСМАТРИВАТЬ ПЛАНЫ И МЕНЯТЬ ФОКУС ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. РАЗВИВАЯСЬ В ТАНДЕМЕ С ДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ, НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТАКЖЕ ПОПАЛИ ПОД ВЛИЯНИЕ ОБЩЕОТРАСЛЕВОЙ ТЕНДЕНЦИИ. ОДНАКО ПОКА ОДНИ ИЩУТ ЗАМЕНУ ВЫПАВШИМ ЗВЕНЬЯМ ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ, ДРУГИЕ – САМИ ФОРМИРУЮТ РЫНОК ТЕХНОЛОГИЙ

THE YEAR 2022 HAS SET CHALLENGING TASKS FOR COMPANIES IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX. RESTRICTION OF ACCESS TO CUSTOMARY IMPORTED EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES LED TO THE FACT THAT ENTERPRISES WERE FORCED TO REVISE PLANS AND CHANGE THE FOCUS OF THEIR ACTIVITIES. DEVELOPING IN TANDEM WITH EXTRACTING COMPANIES, OILFIELD SERVICE COMPANIES ALSO FELL UNDER THE INFLUENCE OF AN INDUSTRY-WIDE TREND. HOWEVER, WHILE SOME ARE LOOKING FOR A REPLACEMENT FOR THE MISSING LINKS OF TECHNICAL DEVELOPMENT, OTHERS ARE FORMING THE TECHNOLOGY MARKET THEMSELVES

Ключевые слова: маркерная диагностика скважин, мониторинг, маркеры, профиль притока, горизонтальная скважина.

– Евгений, компания ГеоСплит является ярким представителем нефтесервисной отрасли. Какие технологические вызовы удалось преодолеть компании в 2022 году, ощущаете ли Вы какие-либо кризисные явления?

– Турбулентная среда ускоряет ход течения времени. Линейные

процессы любых аспектов нашей жизни могут начать развиваться по экспоненте. Бизнес-организации, которые имеют систему стратегического мониторинга и анализа, должны непрерывно искать и создавать новые конкурентные преимущества для повышения ценности своих продуктов и услуг.

УДК 622.276

Наша компания продолжает оставаться отраслевым лидером в области маркерной диагностики скважин. В уходящем году мы сосредоточились на двух направлениях технологического развития – повышение информативности результатов исследований и развитие методик практического использования данных мониторингов.

Что касается первого направления, до 2022 года мы могли предложить нашим заказчикам два практических подхода в оценке информативности технологии – слепое тестирование на точность определения маркеров в лабораторных условиях и скважинные промысловые испытания, под которыми понимается сравнение профиля притока по технологии маркерной методу промыслово-геофизических исследований (расходо-, термо-, шумометрия и др.). У каждого из этих подходов есть преимущества и ограничения. Например, лабораторное слепое тестирование – это оперативный, беззатратный способ оценить работоспособность технологии и ее погрешность,

В 2022 году мы провели серию испытаний на стендах и установках независимых компаний, где были смоделированы условия, близкие к скважинным. Так мы приблизились к созданию третьего подхода – более технологичного, объединяющего преимущества первых двух

который, однако, не позволяет полностью воспроизвести скважинные термобарические и гидродинамические условия. С другой стороны, сравнение с ПГИ для недропользователей – далеко не бюджетный способ верификации технологий, к тому же в скважинных условиях есть свои ограничения и неконтролируемые факторы, такие как кольматация ствола скважины, наличие застойных зон, сложное многофазное течение. Факторы, которые невозможно достоверно зафиксировать и которыми нельзя управлять, вносят рассинхронизацию в качество проводимых испытаний и объективность получаемого результата.

РИС. 1. Стендовый комплекс для сертификационных испытаний систем динамического маркерного мониторинга



Именно поэтому совместно с нашими заказчиками в 2022 году мы провели серию испытаний на стендах и фильтрационных установках независимых компаний, где были смоделированы условия, близкие к скважинным. Так мы приблизились к созданию третьего подхода – более технологичного, объединяющего преимущества первых двух.

– Какие результаты и выводы были сделаны на основании проведенных в 2022 году испытаний?

– Результаты испытаний подтвердили принципиальную работоспособность технологии в сложных термобарических и гидродинамических условиях работы реальных скважин, а также выявили направления дальнейшего совершенствования наших продуктов. Благодаря полученным результатам мы скорректировали нашу R&D-стратегию, одно из ключевых изменений – это создание собственного высокотехнологичного стендового полигона. В течение нескольких месяцев мы

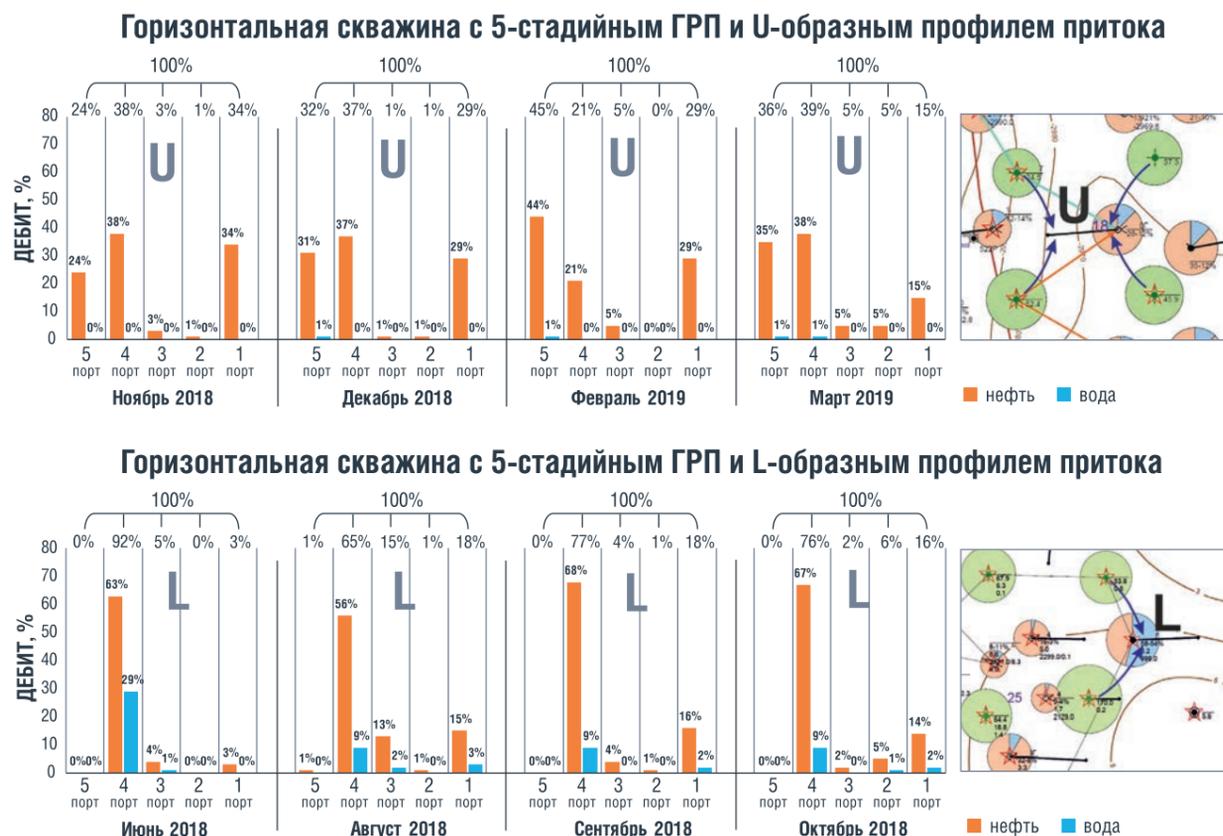
создали его концептуальную 3D-модель. В настоящее время завершается разработка проектной конструкторской документации. Следующий этап – непосредственное изготовление, пусконаладка, приемочные и аттестационные испытания стенда.

– Нечасто можно увидеть, что нефтесервисная компания создает свой собственный полигон. Насколько сложно для Вас было принимать такое решение, ведь оно наверняка потребовало дополнительных ресурсов и поиска новых компетенций?

– Отсутствие доступных многофункциональных стендовых комплексов для испытаний скважинного оборудования – проблема для нефтегазовой отрасли повсеместная. Испытания – это завершающая стадия любого НИОКР, от которой зависит итерационность работ – нужно ли дорабатывать технологическое решение, в какой части требуется доработка или оно уже может считаться технологически зрелым. В современных реалиях гибкость в НИОКР – большое конкурентное преимущество.

Поэтому решение было принято нами быстро. Благо, опыт по разработке многофункциональных стендов у нашей технической команды имеется. Мы сразу решили, что стендовый комплекс должен быть высокотехнологичным, а проект по его созданию будет

РИС. 2. Влияние гидродинамических факторов на формирование профиля притока на примере двух горизонтальных скважин¹



реализовываться в соответствии с современными стандартами качества проектирования – требований Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), практик PMI и норм промышленной безопасности. Следует упомянуть, что после завершения проектирования к реализации проекта подключится один из наших стратегических партнеров, что позволит предоставлять возможности

– Кооперация важна при любом внутриотраслевом взаимодействии. Например, в 2022 году была завершена разработка отраслевого стандарта в области маркерных исследований скважин. Эта работа проведена совместно с Институтом нефтегазовых технологических инициатив, являющимся площадкой недропользователей, производителей оборудования, инжиниринговых и сервисных компаний для совместной работы

– Какие примеры Вы могли бы привести по практическому применению технологии маркерной диагностики? Каким образом технология помогла недропользователям повысить эффективность нефтедобычи в 2022 году?

– По мере роста количества исследованных скважин по технологии динамического маркерного мониторинга все больше встает вопрос о принятии геолого-технических решений на основе полученной информации. Напомню, что технология маркерной диагностики является инструментом получения данных о профиле и составе притока продуктивного ствола горизонтальных, наклонно-направленных и многоствольных скважин, который не требует

¹ Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин / Д.А. Шестаков, М.М. Галиев, К.Н. Овчинников, Е.А. Малякко. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2019, № 6 (июнь), с. 64–71.

проведения внутрискважинных операций и остановки добычи. Технология находит массовое применение для проведения непрерывного промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой. Кроме того, по ряду месторождений были накоплены существенные массивы данных, которые можно анализировать для решения более сложных и узконаправленных задач.

Нам удалось, на мой взгляд, впервые в отрасли систематизировать факторы, определяющие «природу» профилей притока горизонтальных скважин. Мы классифицировали их следующим образом²:

- Проектно-технические факторы, связанные с ориентацией и проходкой ствола, дизайном гидроразрыва пласта и т.д.; это те факторы, которые были заложены и реализованы при строительстве скважины и интенсификации притока;
- Геологические факторы, к которым относятся неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллектора, его строение и другие геологические характеристики;
- Гидродинамические факторы, которые отражают процессы внутрискважинной гидравлики и подземной гидродинамики при реализации системы разработки месторождения;
- Кольматационные – это отдельная группа факторов, связанная с механическим засорением ствола скважины и призабойной зоны пласта.

Исходя из наших наблюдений, для каждой группы факторов характерны свои закономерности, свой тип профиля притока, динамика его изменения. Например, влияние гидродинамических факторов на профиль притока горизонтальной скважины может коррелировать с площадным распределением пластового давления, формируемого за счет работы скважин ППД (так называемая классификация «U-L-J»), в случае высокодебитных скважин с многофазным потоком – с потерями на трение по стволу скважины и, как следствие, разной депрессией на продуктивные

интервалы. Кольматационная группа факторов играет роль в том случае, когда механическое засорение горизонтального ствола, наблюдаемое с течением длительного времени, может приводить к дренированию запасов только в ближней зоне горизонтального ствола. Известны случаи, когда из-за кольматации механическими примесями и АСПО дальние интервалы горизонтального ствола просто перестают работать, что означает потери добычи и недостижение проектного КИН.

Нашей технической команде очень интересно решать обратную задачу, когда, зарегистрировав

Как не существует универсального лекарства от всех болезней, так и наша технология – это диагностический инструмент в руках геолога или разработчика, выбор «протокола лечения» по каждой конкретной скважине остается за ними

профиль притока по данным маркерной диагностики, можно сделать вывод, какая группа факторов является доминантной и, следовательно, рекомендовать мероприятия по выравниванию профиля притока, подключению неактивных интервалов, повышению нефтеотдачи и обеспечению рациональной выработки запасов по стволу. На основе комплексного геолого-промыслового анализа нам все чаще удается оптимизировать профиль притока на основе анализа взаимовлияния скважин окружения и нейросетевого моделирования. Все чаще наша технология помогает обосновывать изменение проектных решений в области горизонтального бурения и разработки месторождений.

– Вы упомянули, что технология фактически стала стандартом промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой. Означает ли это, что технология может быть применена на всех месторождениях?

– Конечно, технология может применяться на всех месторождениях. Только подход должен быть адресный.

Как не существует универсального лекарства от всех болезней, так и наша технология – это диагностический инструмент в руках геолога или разработчика, выбор «протокола лечения» по каждой конкретной скважине остается за ними. Мы совместно с нашими заказчиками в ходе предпроектной подготовки всегда стараемся зафиксировать практические цели исследований и то, как полученная информация поможет их достижению. Ранее я упомянул о «двух китах» технологического развития маркерной диагностики скважин, к достижению которых мы стремимся.

Первый принцип означает, что недропользователь может безусловно доверять полученной информации. Второй принцип означает, что, получив достоверные данные, недропользователь не положит отчет по результатам исследований на полку, а будет использовать далее в своей работе.

Так вот, второе направление требует большего, проактивного вовлечения геологических служб и проектных институтов недропользователей. Объективная эффективность применения любых инновационных технологий зависит от качества выстроенной коммуникации внутри заказчика и наличия лидеров, способных быть проводниками изменений.

Я убежден, что потенциал применения систем динамического мониторинга профиля притока будет расширяться и дальше. Наша задача – быть и оставаться локомотивом этого движения. ●

KEYWORDS: marker diagnostics of wells, monitoring, markers, formation of the inflow profile, horizontal well.

² А.И. Ипатов, Е.А. Малякко. Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения. – Нефтегазовая вертикаль, 2022, № 6, с. 88–97.

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК В НЕСТАБИЛЬНОЙ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ СРЕДЕ: особенности и проблемы



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СТОЛКНУЛИСЬ С СЕРЬЕЗНЫМИ СЛОЖНОСТЯМИ КАК В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВАЖНЕЙШИМИ РЕСУРСАМИ, ТАК И В СФЕРЕ АКТУАЛИЗАЦИИ ИМЕЮЩЕГОСЯ ПОТЕНЦИАЛА. СТРЕМИТЕЛЬНО МЕНЯЮЩАЯСЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ПОЛИТИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА, САНКЦИОННОЕ ДАВЛЕНИЕ, НЕГАТИВНАЯ ДИНАМИКА МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ – ЭТО НЕПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ РИСКОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И УТРАТЫ УСТОЙЧИВОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВАЖНЕЙШЕГО СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ. В ЭТОЙ СВЯЗИ НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ СТАНОВИТСЯ ОБОСНОВАНИЕ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ В УСЛОВИЯХ ВНЕШНЕГО ВМЕШАТЕЛЬСТВА. В СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОТРАСЛЯХ, К ЧИСЛУ КОТОРЫХ ОТНОСИТСЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, ЭТО МОЖЕТ БЫТЬ ДОСТИГНУТО ИЗЫСКАНИЕМ ВОЗМОЖНОСТИ БОЛЕЕ ПОЛНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИМЕЮЩЕГОСЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА, СТИМУЛИРОВАНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА, АКТИВИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА КОМПАНИЙ, НАУЧНЫХ И ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ. ПОСКОЛЬКУ В СЛОЖИВШИХСЯ УСЛОВИЯХ ТРАДИЦИОННЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПРАВИЛА НЕ ДАЮТ ОЖИДАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ, ТРЕБУЕТСЯ ПОИСК НОВЫХ ФОРМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ, НАПРАВЛЕННОГО НА КОНСОЛИДАЦИЮ УСИЛИЙ ВСЕХ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ СТОРОН И ДОСТИЖЕНИЕ ПРОРЫВНЫХ ИННОВАЦИОННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

IN MODERN CONDITIONS, ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX HAVE FACED SERIOUS DIFFICULTIES BOTH IN THE FIELD OF PROVIDING THE MOST IMPORTANT RESOURCES AND IN THE FIELD OF UPDATING THE EXISTING POTENTIAL. THE RAPIDLY CHANGING INTERNATIONAL POLITICAL ENVIRONMENT, SANCTIONS PRESSURE, NEGATIVE DYNAMICS OF MACROECONOMIC FACTORS – THIS IS AN INCOMPLETE LIST OF RISKS TO RUSSIA'S ECONOMIC SECURITY AND THE LOSS OF SUSTAINABLE FUNCTIONING OF THE COUNTRY'S MOST IMPORTANT RAW MATERIAL SECTOR OF THE ECONOMY. IN THIS REGARD, THE MOST URGENT TASK IS TO SUBSTANTIATE DEVELOPMENT SCENARIOS IN THE CONTEXT OF EXTERNAL INTERFERENCE. IN STRATEGICALLY IMPORTANT SECTORS, WHICH INCLUDE THE FUEL AND ENERGY COMPLEX, THIS CAN BE ACHIEVED BY FINDING OPPORTUNITIES FOR A MORE COMPLETE USE OF THE AVAILABLE RESOURCE POTENTIAL, STIMULATING THE INTERACTION BETWEEN SCIENCE AND PRODUCTION, AND ACTIVATING THE INNOVATIVE POTENTIAL OF COMPANIES, SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL INSTITUTIONS. SINCE UNDER THE CURRENT CONDITIONS, TRADITIONAL PRINCIPLES AND RULES DO NOT GIVE THE EXPECTED RESULTS, IT IS NECESSARY TO SEARCH FOR NEW FORMS OF INTERACTION AIMED AT CONSOLIDATING THE EFFORTS OF ALL INTERESTED PARTIES AND ACHIEVING BREAKTHROUGH INNOVATIVE RESULTS

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, импортозамещение, санкции, научно-технический потенциал, макроэкономическая среда.

УДК 622.24:624

Курбанов Яраги Маммаевич
профессор, д.т.н.

Чижевская Елена Леонидовна
доцент, к.э.н.

Шабаров Александр Борисович
профессор, д.т.н.

Земенков Юрий Дмитриевич
профессор, д.т.н.,
заведующий кафедрой
«Транспорт углеводородных ресурсов»

Тюменский индустриальный университет

Мониторинг сложившейся ситуации позволяет заключить, что для России возникла очередная возможность использовать санкционное давление в целях реального выполнения не единожды задекларированных программ не только импортозамещения, но и импортоопережения и достижения технологического суверенитета [1, 4].

Западные нефтесервисные компании покинули российский рынок. Международная политическая обстановка оказывает жесткое негативное влияние на экономическую ситуацию (выполнение договорных обязательств, расторжение выгодных контрактов и пр.), и объективно это можно рассматривать как неоспоримый аргумент в пользу развития собственного турбиностроения, тем более что у России имеется необходимый производственный, интеллектуальный и кадровый потенциал.

Нужно понимать, что Россия не просто поставщик энергоресурсов, а один из важнейших элементов функционирования мировой экономики. Это практически вся энергетическая база – основа развития большинства отраслей промышленности, топливно-энергетический и сырьевой фундамент. Несомненно также то, что значимость РФ в международной энергосистеме в ближайшее время значительно возрастет. В связи с этим внутри

страны необходима диверсификация производства и научно-технического развития в направлении стратегических приоритетов и создания прорывных технологий.

На этой волне у Тюменского нефтегазового научного сообщества, малого научно-технического бизнеса, крупных компаний-потребителей высокотехнологичной продукции появилась возможность детально проанализировать сложившуюся ситуацию и выработать основные направления критических технологий, с целью доведения до логического завершения производства инновационного конечного продукта, услуг, востребованных не только внутренним потребителем нефтегазового сектора.

В силу традиционной сырьевой ориентации российской экономики и многолетней практики оснащения производственных объектов оборудованием и технологиями зарубежного производства состояние индустриального потенциала ведущих отраслей, в том числе ТЭК, можно охарактеризовать серьезной зависимостью от внешних факторов. И тем не менее высокий в сравнении с азиатскими и европейскими странами уровень издержек в сфере производства готового продукта, а также значительные в мировом масштабе природные ресурсы, которыми располагает РФ, явились основными факторами выбора формы организации технологического развития предприятий отрасли – преимущественное оснащение с использованием технологий зарубежного производства. Собственная исследовательская база, требующая серьезного и длительного финансирования, практически не развивалась и не могла составить качественную альтернативу для обеспечения научно-технологического развития предприятий отрасли.

В существующих условиях отсутствия выбора научно-исследовательский сектор направляет свою деятельность в первую очередь на разработку технологий поддержания текущего функционирования и устойчивого развития хозяйствующих субъектов ключевых отраслей экономики России. При этом на государственном уровне требуется идентификация

наиболее актуальных проблем, на решение которых необходимо направлять консолидированные усилия. Таким образом, речь должна идти о диверсификации сложившейся практики управления хозяйствующими субъектами, в особенности сложнопостроенными отраслевыми, и переходе в плоскость сопряжения науки и производства – научно-технического управления.

Современная ситуация является наглядным подтверждением того, что ресурсы не менее важны, чем современные технологии, а их симбиоз дает качественный скачок в развитии. В условиях ограниченности ресурсов фактор цены оказывает незначительное влияние, выбор осуществляется не по стоимости, а по факту наличия ресурса. Дефицит энергетических ресурсов приводит к необходимости оптимизации по всем сферам экономики стран, а в некоторых случаях и стагнации промышленности или полного исчезновения производства.

Следовательно, можно констатировать факт необходимости диверсификации деятельности ведущих отраслевых компаний и смещение приоритетов в сторону развития пула отечественных технологий, соответствующих текущим вызовам. Вместе с тем надо понимать, что сырье продавать невыгодно, требуется переориентация на внутреннее производство и переработку – создание конечного продукта с добавленной стоимостью, к чему в современных условиях и подводят санкции зарубежных стран. А достигнуто это может быть за счет усиления технологического суверенитета российской экономики, что является одним из лейтмотивов неоднократных посланий президента и документов правительства РФ [1, 3]. И здесь остро возникает вопрос разработки и внедрения интеллектуальной системы выбора оптимальных сценариев в зависимости от складывающихся условий сценариев развития отраслей с комплексной научно-обоснованной проработкой ресурсного обеспечения, учетом межотраслевого взаимовыгодного сотрудничества и выходом на достижение стабильных темпов развития.

Анализируя сложившуюся ситуацию в первом приближении можно выделить ряд факторов, определяющих специфику

деятельности компаний в рамках ТЭК, которые необходимо учитывать при разработке сценариев развития отрасли:

- критические условия осуществления хозяйственной деятельности;
- сложнопостроенность компаний-недропользователей, многие из которых представляют собой вертикально интегрированные компании;
- зависимость от зарубежных производителей инновационных факторов производства (как средств, так и предметов труда);
- риски утраты либо ограничения использования производственных мощностей, распложенных за пределами РФ, в связи с санкциями.

В условиях санкционного давления актуальной задачей является переориентация предприятий с внешнего рынка на внутренний, что потребует оптимизации транспортных потоков, усилий по обеспечению сбыта продукции и пр. При интенсификации использования ресурсов зачастую доводится до максимума возможного, и может не хватить резерва на прорывной этап. В этой связи и возникает актуальный вопрос качественной оценки индустриального потенциала России и его достаточности для реализации стратегии развития-прорыва. Очевидно, что необходима срочная консолидация усилий трех важнейших субъектов (предприятий, науки, региональных властей): наука не может стартовать без инвестиций и запросов от производства, а производству (конечному бенефициару) нужны здесь и сейчас прикладные результаты научных исследований в виде конкретных разработок, регион же в этой связке выступает как регулятор социально-экономических процессов, активный участник процессов консолидации и налоговый акцептор.

Многолетний опыт работы в научно-исследовательском секторе позволяет заключить, что в условиях допуска зарубежных технологий и сервиса на российский рынок отечественная исследовательская экспериментальная база (лабораторное, производственное оборудование, технологии, учебные программы) отстают от уровня развития производственных предприятий в силу ограниченности финансирования и нежелания

индустрии поддерживать собственную науку. Производство, обеспечивая себя западным современным оборудованием не рассматривает вопросы обеспечения науки для создания подобных объектов аналогичного уровня. Хотя объективно именно такая практика позволила бы обеспечить возможности формирования отечественного научного кластера создания прорывных передовых технологий, в т.ч. на базе и во взаимодействии с дружественными зарубежными технологичными компаниями. В 2014 году, в первую волну ухода сервисных компаний с рынка, представители малых предприятий отечественной индустрии поднимали вопрос о создании совместных научно-технических компаний с зарубежными партнерами, однако нельзя эту проблему назвать решенной в полном объеме. Сейчас, на наш взгляд, может быть еще не поздно воспользоваться этим моментом.

Вышеописанное является одной из посылок/причин сложившейся в ТЭК РФ экономической ситуации (авторы статьи не претендуют на полный анализ состояния экономики России).

Далее считаем необходимым остановиться на результатах проведенного экспресс-анализа некоторых данных о современном состоянии и проблемах по отдельным сферам деятельности предприятий ТЭК.

В настоящее время одной из наиболее актуальных тем для нефтегазового производства России остается проблема повышения нефтеотдачи пластов. Многогранность этой проблемы обуславливает необходимость ее решения не только в процессе разработки месторождения, но и задолго до этого – еще на этапе формирования проектных решений, в т.ч. проектирования строительства скважины.

Реально сложившаяся десятилетиями практика разработки месторождений не предусматривала режим и технологии эксплуатации, направленные на максимальный конечный объем добычи продукции, т.е. максимальное извлечение углеводородов. Исходя из этого средний коэффициент нефтеотдачи пластов в Западной Сибири и других регионах составляет порядка 30%,

что свидетельствует о крайне низкой эффективности использования природных ресурсов, поскольку до 70% углеводородного сырья остается в недрах земли.

Одним из обсуждаемых энергетических вопросов является переход через 20–30 лет к безуглеводородной энергетике. Это подталкивает нас уже сегодня обратить особое внимание на максимально полное извлечение сырья из недр. Сегодня не вызывает сомнений необходимость решения вопросов повышения нефтеотдачи пластов с использованием интеллектуальных многозабойных специальных скважин, которые имеют максимальный охват залежи (пласта) и создают благоприятные условия для фильтрации, особенно в низкопроницаемых коллекторах. Такие технологии уже имеются за рубежом, они сопряжены не только с конструкцией забоя скважин, но и качественным вскрытием продуктивного пласта, а также с технологическими работами, которые необходимо выполнять в режиме эксплуатации скважин.

Таким образом в условиях российского производства отсутствуют масштабированные готовые технологии строительства скважин сложной конструкции – разветвленных, многозабойных (многоствольных). Бесспорно, необходимо сконцентрировать усилия на решение этой задачи, в т.ч. путем использования роторных управляемых систем. За последние несколько лет на рынке появились роторные управляемые системы «РУС» производства КНР. В России конечного продукта так и не получено, несмотря на то, что по программам импортозамещения многие научные и производственные коллективы занимаются этой проблемой.

Следующим важным направлением является создание оборудования и технологий для интеллектуального заканчивания скважин, создание забойной фильтрационной зоны с повышенной фильтруемостью. Существуют первые заделы создания подобных технологий, однако необходимо ускорить их промышленные испытания до массового появления аналогичных образцов, например, китайского производства.

В России реально наблюдается нехватка полимеров акрилового

ряда (акрилатов), полисахаридов и биополимеров, столь необходимых для строительства и ремонта скважин, качественного вскрытия продуктивных пластов с минимальным техногенным воздействием на природный резервуар, а также для повышения нефтеотдачи пласта при разработке месторождения. Для создания отечественных полимеров необходимо разработать технологические схемы получения этих материалов.

В качестве одного из вариантов можно рассмотреть расположение производства в УрФО с учетом накопленного научно-технического опыта екатеринбургских и тюменских специалистов и институтов Сибирского отделения Российской академии наук. Этот вопрос является очень важным для Тюменского региона и для топливно-энергетического комплекса страны в целом, так как около 60% полимерной продукции для этих целей все еще приобретает из-за рубежа. В условиях санкций мы вынуждены закупать продукцию КНР не самого высокого качества на безальтернативной основе. Как показали результаты выставки и круглых столов в рамках форума «Химия-2022», свою нишу в России ищут и производители Ирана и Турции.

Также необходимо в полной мере использовать возможности лесохимического комплекса, в том числе Западной Сибири. Например, в 60-х годах прошлого века создавались реагенты достаточно высокого качества для бурения на основе торфа, лесохимических продуктов (лигносульфонаты, торфогуматы и др.).

Решение этих узких локальных вопросов вполне под силу малым научно-техническим компаниям. Нужно учесть, что глобальные отраслевые проблемы, порученные крупным научным коллективам, решаются не так оперативно, как того требует разворот экономики в нынешних условиях. Многие вопросы могут быть решены малыми и средними научно-техническими компаниями при непосредственном участии заказчиков и активной государственной поддержке.

Одним из актуальных вопросов для малого и среднего бизнеса является недоверие малым коллективам организации работ по добыче углеводородного сырья. Считаем вопрос допуска к старым месторождениям малых предприятий важнейшим для повышения выработки запасов путем создания локальных технологий и дальнейшее масштабирование этого опыта на другие старые объекты. Опыт Татарстана здесь показателен.

Следующей важной проблемой, которую необходимо решать незамедлительно и с привлечением специалистов разных направлений в рамках создания научно-технического консорциума, является изучение проблем многолетнемерзлых пород с учетом глобальных климатических изменений, а также разработка технологии обеспечения сохранности и создания устойчивой нефтегазовой и гражданской инфраструктуры в Арктической зоне освоения нефтегазовых и других ресурсов.

Человечество развивается, потребляя энергию многих источников. Были времена, когда людям было достаточно дровяного отопления, потом угольного, потом углеводородного. Не за горами так называемый конец углеводородной энергетики, хотя, по нашим прогнозам, она может продлиться еще не менее 50–70 лет. Тем не менее земные недра и окружающий нас мир полны потенциальной энергии, которую человек должен научиться получать во благо своего развития. В частности, речь идет о геотермальной энергетике. Западная Сибирь, так же как и многие регионы России (Камчатка, Северный Кавказ и др.), обладает потенциальными запасами геотермальных и гидротермальных

источников энергии, использование которых обеспечит человечеству плавный переход к безуглеродной энергетике.

Аналогичный по характеру комплекс проблем можно отметить и в смежных отраслях, в частности – в системах транспорта и хранения углеводородов, в т.ч. в сложных природно-климатических условиях (включая высоковязкие и высокозастывающие нефти), транспорта углеводородов по подводным трубопроводам (достаточно упомянуть проблемы транспорта газа по системе «Северный поток-2»), совершенствования насосно-силового оборудования, газовых турбин и пр. Трубопроводный транспорт имеет высокое стратегическое и тактическое значение, и в сложившейся экономико-политической ситуации значимость этой отрасли как инструмента коммуникаций и логистики значительно возрастает. При этом усиливается актуальность решения задачи защищенности технологических объектов особенно в условиях критических и чрезвычайных ситуаций: объективно необходим пересмотр архитектуры трубопроводной системы России в целях обеспечения ее безопасности. Кроме того, требуется особый подход к выбору оптимальных видов транспорта с учетом групп факторов, влияющих на достижение конечного результата. Обеспечение безопасности и надежности и несомненно государственное регулирование через разработку новых обоснованных тарифов, использование методов предиктивного контроля позволят повысить энергоэффективность технологических процессов. В экстремальных условиях роль государственного регулирования усиливается. На уровне региона роль органов власти также важна. Вертикально интегрированные компании автономны и подотчетны акционерам, в этих условиях необходимо предусмотреть механизм регионального и государственного регулирования их деятельности с учетом потребностей государства и решения его основной задачи обеспечения благоприятного сбалансированного социально-экономического развития территорий.

Вне зависимости от отдельной отрасли особую актуальность обретает вопрос импортозамещения



ТАБЛИЦА 1. План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года (фрагмент) [3]

Наименование продукции	Доля отечественной продукции, %		Ежегодный спрос на продукцию, млн руб.
	до реализации планов импортозамещения	до 2024 года	
Техника и технологии бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин			
Роторные управляемые системы (РУС)	0	15	11 000
Электронный блок управления РУС	0	10	1 500
Телеметрическая система для бурения с гидравлическим каналом связи	5	15	7 500
Приборы геофизического каротажа в процессе бурения	5	15	7 500
Оборудование компоновки низа бурильной колонны из немагнитной стали	45	75	9 200
Поликристаллические алмазные резцы	0	40	6 300
Технологии и оборудование для транспортировки нефти и газа			
Клапана предохранительные, регулирующие, запорные высокого давления	40	60	5 500
Расходомер	10	35	1 980
Программируемый позиционер запорно-регулирующей арматуры	5	25	2 500
Оборудование для диагностики трубопроводов в нефтегазовой отрасли	5	30	7 500

в сфере IT-технологий, однозначно степень готовности импортозамещающих технологий и квалификации сотрудников в которой не позволяет обеспечить удовлетворение потребностей внутреннего рынка собственными силами и снизить столь высокую (свыше 94%) зависимость от зарубежного производителя. Даже такая серьезная целенаправленная мера, как Указ Президента Российской Федерации от 02.03.2022 № 83 «О мерах по обеспечению ускоренного развития отрасли информационных технологий в Российской Федерации» не позволяет делать радужных прогнозов относительно перехода на российские разработки в сфере информационных технологий: вместо плановых показателей доли отечественного программного обеспечения в госструктурах на уровне 90%, а в госкомпаниях – 70% к 2024 году, на конец 2021 года по факту всего 30–35% [5].

Предпринимаемые на разных уровнях усилия как в виде налоговых и контролирующих запретов, так и в области привлечения рабочей силы, включая иностранных специалистов и запрет на мобилизацию, пока не позволяют решить столь важную задачу: все технологически развитые объекты, к которым относится в полной мере сфера ТЭК, полностью автоматизированы. И решение вопроса дальнейшей работы выходит за рамки интересов отдельных частных компаний, это обретает масштаб серьезной проблемы государственного уровня. Во исполнение поручений президента и правительства Минпромторгом подготовлены Планы мероприятий в области импортозамещения в разрезе важнейших отраслей российской экономики. В таблице 1 представлен фрагмент такого плана в отрасли нефтегазового машиностроения по группам продукции «Техника и технологии бурения наклонно-

направленных, горизонтальных и многозабойных скважин» и «Технологии и оборудование для транспортировки нефти и газа». Заложенные в Плане темпы роста по отдельным видам продукции до 2024 г. составляют до 300%, отдельные отечественные разработки на момент формирования Плана вообще отсутствовали. Исходя из данных об ежегодном спросе на данную продукцию, инвестиции в импортозамещение должны себя окупить и быть оправданным вложением в стабильное функционирование отечественного машиностроения.

Исходя из Плана мероприятий Минпромторга России по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ на период до 2024 года (приказ от 30 июня 2021 г. № 2362) (таблица 2), можно сделать вывод, с одной стороны, о высокой степени зависимости отечественной нефтегазовой отрасли от зарубежных разработчиков, а с другой – о значительной емкости рынка отраслевого машиностроения и высокой потребности в отечественных разработках, использование которых позволит осуществлять поступательное движение в направлении технологического суверенитета и обеспечения устойчивости ключевого сектора экономики России.

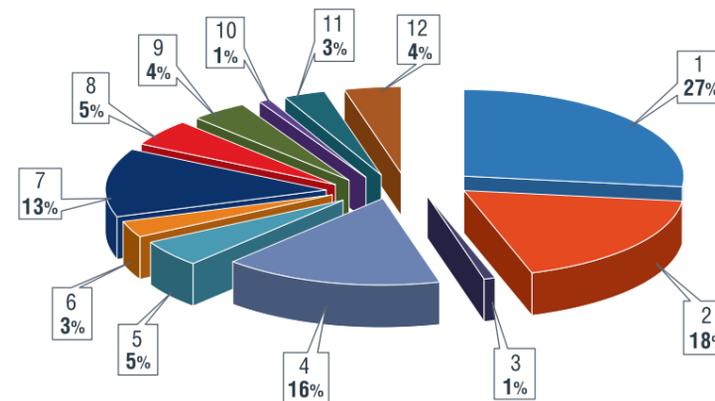
По выполненным оценкам (рис. 1), максимальной емкостью с точки зрения востребованности продукции обладает продукция групп «Технологии, техника и сервис эксплуатации скважин, увеличение нефтеотдачи» (27%), «Техника и технологии бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин» (18%), «Технологии сжижения природного газа (СПГ)» (16%), однако, как выше было указано, необходимо комплексное развитие всех элементов ТЭК в целях получения высококачественного конечного продукта. Разработка всех обозначенных в Плане мероприятий Минпромторга России по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ, несомненно, потребует привлечения отечественных научно-исследовательских структур, при участии которых возможны разработка и внедрение в производство отечественных аналогов импортных технологий.

ТАБЛИЦА 2. Доля отечественной продукции по группам продукции в отрасли нефтегазового машиностроения

№ группы	Группа продукции	Диапазон доли отечественной продукции по видам, %		Ежегодный спрос на продукцию по группе, млн руб.
		2021 г.*	до 2024 г.	
1	Технологии, техника и сервис эксплуатации скважин, увеличение нефтеотдачи	0–70	10–90	93 234
2	Техника и технологии бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин	0–55	10–75	59 980
3	Программные средства для процессов геологоразведки, бурения, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья	10	30	2 100
4	Технологии сжижения природного газа (СПГ)	0–40	15–60	55 632
5	Технологии переработки углеводородного сырья	0–60	10–80	16 770
6	Технологии производства катализаторов и присадок для нефтеперерабатывающих производств и нефтехимии	10–20	25–30	9 200
7	Технологии и оборудование, используемое для реализации шельфовых проектов	0–20	10–35	46 000
8	Технологии и оборудование для транспортировки нефти и газа	5–40	25–60	18 480
9	Технологии и оборудование для геологоразведки	0–30	10–40	12 700
10	Технологии и оборудование для получения газов	0–20	15–35	4 000
11	Технологии и оборудование для пожаротушения морских нефтегазовых сооружений	5–20	15–35	9 500
12	Средства производства, используемые в рамках процессов изготовления продукции нефтегазового машиностроения	20–32	30–42	14 070

* до реализации планов импортозамещения

РИСУНОК 1. Структура ежегодного спроса на продукцию в разрезе групп, %



Для решения обозначенных задач (далеко не всех, описанных выше) целесообразно создание консорциума при поддержке Администрации Тюменской области – объединение ведущих отраслевых предприятий, научных

и образовательных центров с целью консолидации усилий в разработке прорывных технологий и научного обоснования мероприятий по качественной диверсификации производства.

Резюмируя вышеизложенное можно говорить о необходимости интеграции и создания научно-технических центров (консорциумов) с активным государственным участием. И региональный аспект подобного объединения, возможно, более приемлем, особенно в современных условиях, в сравнении с отраслевой интеграцией. Новый вариант объединений позволит использовать как возможности регионов, отраслей и ВУЗов, так и межотраслевой научный, интеллектуальный, производственный потенциал. Отрасли «закрыты» и работают «под себя», тем самым ограничивая свои возможности для решения актуальных задач соразмерно современным вызовам. Возможно, многие вопросы были бы решены при задействовании потенциала смежных отраслей, где имеются не вполне востребованные в текущем моменте кадровые, материальные и иные ресурсы. Подобная консолидация усилий в объединении науки и производства однозначно поможет решить задачу формирования технологического суверенитета России. ●

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (с изменениями и дополнениями) <https://base.garant.ru/70643464/>.
2. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. «Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию» – М.: 2016. – 272 с.
3. План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ на период до 2024 года.
4. Выступление Путина В.В. Пленарное заседание международного форума «Российская энергетическая неделя» 12.10.2022 г. <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/69584>.
5. Венедиктов Д. «Импортозамещение в России: востребованные ниши для бизнеса в 2022 году» – <https://www.business.ru/article/4087-importhameshenie-2022>.
6. Вейс Ю.В., Базав В.Е. Развитие программы импортозамещения на предприятиях нефтегазового комплекса // *Economy and Business: Theory and Practice*, vol. 9 (91), 2022. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/razvitiye-programmy-importhamesheniya-na-predpriyatiyah-neftegazovogo-kompleksa/viewer> (дата обращения: 21.11.2022).

KEYWORDS: fuel and energy complex, import substitution, sanctions, scientific and technical potential, macroeconomic environment.

РАЗВИТИЕ ПОТЕНЦИАЛА МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ –

одно из приоритетных направлений работы с персоналом в Сибирской Сервисной Компании

Ирина Малахова
специалист по связям
с общественностью
АО «ССК»

МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ ССК ПРИНИМАЮТ УЧАСТИЕ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ, КОТОРЫЕ ТРАДИЦИОННО ПРОХОДЯТ В ДВА ЭТАПА. ПЕРВЫЙ – РЕГИОНАЛЬНЫЙ – ОПРЕДЕЛЯЕТ ПОБЕДИТЕЛЕЙ В ФИЛИАЛАХ КОМПАНИИ. ДЛЯ ПОБЕДИТЕЛЯ ВТОРОГО ЭТАПА КОМПАНИЯ ПРЕДОСТАВЛЯЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ РАЗРАБОТАННОГО ПРОЕКТА В ЖИЗНЬ ПРИ ЛИЧНОМ УЧАСТИИ МОЛОДОГО СПЕЦИАЛИСТА

YOUNG SSC SPECIALISTS TAKE PART IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL CONFERENCES, WHICH TRADITIONALLY TAKE PLACE IN TWO STAGES. THE FIRST – REGIONAL – DETERMINES THE WINNERS IN THE COMPANY'S BRANCHES. FOR THE WINNER OF THE SECOND STAGE, THE COMPANY PROVIDES AN OPPORTUNITY TO IMPLEMENT THE DEVELOPED PROJECT INTO LIFE WITH THE PERSONAL PARTICIPATION OF A YOUNG SPECIALIST

Ключевые слова: Сибирская Сервисная Компания, научно-техническая конференция, победители, кадры, цементирование скважин.

Этой осенью прошла научно-техническая конференция в филиалах «ССК-Технологии» и «Управление цементирования скважин». На суд жюри представлены проекты, над которыми шла работа не один месяц.

В филиале «ССК-Технологии» на НТК были приглашены также специалисты, уже имеющие некоторый опыт. Например, Вячеслав Сергеевич, главный технолог по БР филиала «ССК-Технологии», был не только наставником для молодого специалиста Виктории, но и защищал свою работу под названием «Вакуумная осушка шлама».

«Моя тема очень актуальна, потому что экологична. Снижение отходов при производстве принесет пользу именно буровым компаниям. Для нашего филиала выгода в том, что внедрение моего проекта может привести наш филиал к выходу на новых заказчиков. Надеюсь, моя работа внедрится в жизнь, и мы закупим новое оборудование. Очень много времени ушло на изучение статей, потому что данная технология еще мало изучена и редко где используется».

Его подопечная, инженер-технолог Виктория Севериновна, в своей теме отразила очень актуальную проблему импортозамещения. «Моя тема – «Импортозамещение компонентов РУО» – более, чем актуальна. Я была в поиске производителей, которые используют чисто отечественное сырье для создания своих химреагентов (при этом, не увеличивая стоимость продукта). Я считаю, что преимущество для филиала будет в стабильной цене, т.к. мы не будем зависеть от курса доллара. При подготовке своей работы я обращалась



к производителям, интересовалась компонентным составом. Все испытания проводила я сама в нашей лаборатории. Получилось не с первого раза. Только 6-й раствор соответствовал всем требованиям, которые предъявляют к раствору наши заказчики. Все замеры я также производила сама. Конечно, можно было обратиться к лаборантам с заявкой и они бы все приготовили. Но мне было интересно все сделать самой. На изготовление каждого раствора уходило примерно двое суток. На подготовку всей работы вместе с ожиданием образцов мне потребовалось около двух месяцев. Я считаю, что моя работа конкурентоспособна и в настоящее время нужна компании».

Еще один участник НТК, инженер-энергетик филиала «ССК-Технологии» Егор Сергеевич

считает, что для филиала будет выгодно иметь свой собственный подвижной состав. «Моя работа – «Организация перевозок грузов собственным подвижным составом ССК-Т» – очень актуальна, потому что транспорт всегда нужен. Наш филиал не имеет собственного транспорта, и мы пользуемся услугами подрядчиков, из-за чего несем затраты, и довольно-таки большие. При подготовке работы я занимался сбором информации из разных служб филиала. Также консультировался с филиалом УЦС, так как у них есть собственный подвижной состав, и их опыт мне помог. Я считаю, что успех моей работе гарантирован».

Начальник сектора по работе с заказчиками «ССК-Технологии» Андрей Сергеевич задался вопросом: нужно ли филиалу создать неснижаемые запасы химии? «Данную тему я выбрал

для того, чтобы пересмотреть политику филиала по формированию запасов для более успешного участия в тендерах по буровым растворам. Подготовка проходила в тяжелых условиях, т.к. сейчас большая нагрузка. В случае успеха моей работы филиал ждут долгосрочные перспективы по уменьшению наших рисков по увеличению стоимости затрат, т.к. «химия» дорожает каждый год».

«В этом году научно-техническая конференция в компании особенная. Предлагать новые технологии и решения, когда рынок находится в большой неопределенности и реальных санкционных ограничениях, – довольно сложная и интересная задача, – говорит Илья Першин, ведущий эксперт по цементированию Управления по технологическому обеспечению АО «ССК». – Мы впечатляемся настроем и энтузиазмом молодых изобретателей ССК, что позволяет компании уверенно смотреть в будущее. Развитие потенциала и поддержка молодых специалистов будут всегда для ССК приоритетными, потому что грамотные и сильные кадры – это преимущество перед конкурентами!»

Филиал «Управление цементирования скважин» представлял главный специалист по технологиям цементирования скважин Артур Радикович. В его работе «Применение герметизирующего элемента в составе оснастки для обсадной колонны с целью профилактики и ликвидации заколонной циркуляции и негерметичности межколонного пространства» продумано технологическое решение в области цементирования скважин, благодаря которому снизится общий процент скважин с браком, что, соответственно, увеличит эффективность оказания услуг.

«Подготовка к НТК и выбор темы проходили в течение трех месяцев. За это время был обработан колоссальный объем информации. Много времени было отведено на поиск контрагента, который бы располагал всеми необходимыми мощностями и проявил заинтересованность в разработке, реализации совместного с АО «ССК» проекта.



На данный момент достигли определенных договоренностей с рядом компаний, с которыми сейчас активно продолжаем выстраивать деловые, партнерские отношения. Главное преимущество от реализации моего проекта – в отсутствии на скважинах негерметичности межколонных пространств, исключение межколонных давлений и заколонных циркуляций, преимущественно на объектах ЯНАО. Все это значительно повысит качество оказываемых услуг по цементированию обсадных колонн, хвостовиков. Минимизация рисков получения последующих затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ, снижает, в том числе, репутационные риски перед заказчиками. Разработка данного изделия является этапом внедрения собственных технологий в рамках развития технологического блока АО «ССК», – говорит Артур Радикович.

«Одна из основных целей цементирования скважин – это надежное разобщение пластов при строительстве скважин. Тема, предложенная Артуром Радиковичем, является актуальной, так как заколонная циркуляция и негерметичность межколонного пространства остается одной из главных проблем некачественного крепления скважин, его следствие – получение штрафных санкций со стороны заказчика и репутационных рисков.

Еще есть немаловажный фактор – это человеческий. Ошибка при проведении работ по цементированию также может сыграть ключевую роль в итоговом качестве построенной скважины. Предлагаемая технология – применение герметизирующего элемента в составе оснастки для обсадной колонны – предполагает создание превентивной меры, которая позволит нивелировать риски по вине человека и технологий в ходе и результатах цементирования. Хочу отметить, что предлагаемая технология является экспериментальной, нам не известны примеры практики применения именно таких изделий. В ближайшее время планируется изготовление экспериментальной партии, стендовые испытания. Только после этого можно будет утверждать об успешности и перспективах проекта», – рассказал о работе наставник Артура Илья Першин.

Впереди у победивших ребят – второй этап научно-технической конференции. Борьба будет сложной, но и ставки – выше. Главная награда – реализация самого интересного и перспективного проекта, внедрение его в жизнь компании! ●

KEYWORDS: Siberian Service Company, scientific and technical conference, winners, personnel, well cementing.



Резиденция The Strand

Королевские 2-этажные виллы с 3-мя и 4-мя спальнями общей площадью 966 кв. м. с выходом на пляж и захватывающими панорамными видами на океан.

Больше информации на www.stregisbali.com

The St. Regis Bali Resort
Kawasan Pariwisata, Nusa Dua Lot S6, Po Box 44,
Nusa Dua Bali 80363 Indonesia



© 2022 Marriott International, Inc. All Rights Reserved. All names, marks and logos are the trademarks of Marriott International, Inc. or its affiliates.

Stay exquisite at more than 40 St. Regis hotels and resorts worldwide.
www.stregishotels.com

Go There With
MARRIOTT BONVOY



ТЕХНИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ в нефтегазовом строительстве



**Корчагин
Сергей Владимирович**

главный инженер
АО «Трест Коксохиммонтаж»

УГЛЕВОДОРОДЫ И ПРОДУКТЫ НА ИХ ОСНОВЕ ЕЩЕ ДОЛГОЕ ВРЕМЯ НЕ УТРАТЯТ СВОИХ ПОЗИЦИЙ В МИРОВОМ ЭНЕРГОБАЛАНСЕ. А ЗНАЧИТ, РОССИЯ, КАК КРУПНЫЙ ПОСТАВЩИК НЕФТИ И ГАЗА БУДЕТ РАЗВИВАТЬ ПРОЕКТЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА. НЕСМОТРИ НА САНКЦИИ, НЕХВАТКУ ТЕХНОЛОГИЙ И СУРОВЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, В КОТОРЫЕ ВСЕ БОЛЬШЕ ПЕРЕМЕЩАЕТСЯ ДОБЫЧА. В ПОРТФЕЛЯХ КОМПАНИЙ ТЭК АМБИЦИОЗНЫЕ ПРОЕКТЫ: ОТ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВА ХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ ДО НОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ МАРШРУТОВ. КАКИМ РОССИЙСКИМ КОМПАНИЯМ ПОД СИЛУ ВОПЛОТИТЬ ЭТИ ЗАМЫСЛЫ? О ТОМ, КАК РЕАЛИЗУЮТСЯ СТРОИТЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ, РАССКАЗАЛ ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» СЕРГЕЙ КОРЧАГИН

HYDROCARBONS AND PRODUCTS BASED ON THEM WILL NOT LOSE THEIR POSITIONS IN THE GLOBAL ENERGY BALANCE FOR A LONG TIME TO COME. THIS MEANS THAT RUSSIA, AS A MAJOR SUPPLIER OF OIL AND GAS, WILL DEVELOP PROJECTS IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX DESPITE SANCTIONS, LACK OF TECHNOLOGY AND HARSH CLIMATIC CONDITIONS, IN WHICH PRODUCTION IS INCREASINGLY MOVING. THE PORTFOLIOS OF FUEL AND ENERGY COMPANIES INCLUDE AMBITIOUS PROJECTS: FROM THE DEVELOPMENT OF NEW DEPOSITS AND THE CONSTRUCTION OF CHEMICAL PLANTS TO NEW PIPELINE ROUTES. WHICH RUSSIAN COMPANIES ARE CAPABLE OF REALIZING THESE PLANS? SERGEI KORCHAGIN, CHIEF ENGINEER OF TREST KOKSOKHIMMONTAZH JSC, SPOKE ABOUT HOW CONSTRUCTION PROJECTS ARE BEING IMPLEMENTED IN THE OIL AND GAS COMPLEX

Ключевые слова: обустройство месторождения, производство серной кислоты, импортозамещение в нефтегазовом строительстве, СПГ-проекты, резервуары.

– Сергей Владимирович, специалистами «Треста Коксохиммонтаж» в северных широтах реализовано более 25 проектов, каждый из которых, конечно, индивидуален, но есть ли особенности, объединяющие их?

– Со строительной точки зрения большинство арктических проектов

такие, например, как установки комплексной подготовки газа или дожимные компрессорные станции, действительно, похожи. Сегодня на северных проектах мы работаем преимущественно с компаниями «Газпромнефть» и «НОВАТЭК», которые освоили и обкатали свои технологии, а с каждым новым проектом

вносят улучшения. Технологическая цепочка повторяется и нам она хорошо знакома.

Успешная реализация любого проекта зависит от нескольких составляющих.

Во-первых, опыт. Свой опыт строительства в северных регионах «Трест Коксохиммонтаж»

начал нарабатывать, реализуя проект компании «Роснефть», строительство и обустройство Ванкорского месторождения в 2006 г. Сложно было все, от подбора поставщика качественного зимнего топлива и организации бытовых условий до выполнения самих работ в условиях крайне низких температур.

За годы работы мы накопили колоссальные знания и опыт. Для организации быта нашего персонала сегодня в Тресте работает целое специальное подразделение, способное буквально за считанные дни мобилизоваться, создать комфортные условия для работы и проживания. Удобные строительные городки с спортивными площадками и местами отдыха, красивые и современные столовые – это один из ключей успеха на таких проектах.

Во-вторых, инженерная подготовка. Это комплекс мероприятий по быстрому анализу рабочей документации, проработка заявочных ведомостей на поставку первоочередных материалов, металлоконструкций, оборудования. Здесь, как никогда, важны опыт и знания наших инженеров, ведь зачастую эта работа ведется параллельно с выпуском самой рабочей документации проектировщиком. Как правило, это четкая работа генподрядчика, заказчика и проектировщика, направленная на приоритетность и сокращение сроков поставки основных материалов на площадку, а значит, оптимизация сроков строительства в целом.

«Трест Коксохиммонтаж» располагает собственным проектным институтом – «Коксохиммонтаж проект», офисы которого находятся в Москве,



Волгограде, Череповце и Уфе. Сегодня это 93 специалиста с большим опытом работы. Если раньше в портфеле заказов были в основном резервуарные парки, то сегодня в спектр проектирования входят разноплановые объекты нефтегазовой отрасли, металлургической и химической промышленности.

Еще одна важная составляющая, определяющая характер и успех северных строек, – проработанность транспортной составляющей. Зачастую основные материалы и оборудование можно привезти только по зимнику. Ограниченность во времени заставляет заранее продумывать не только этапы строительства, но и очередность сопутствующих работ.

Ну и, как правило, решающую роль играют специалисты компании от руководителей высшего звена до рабочего. Вся команда из

специалистов Треста, все наши субподрядные организации задействованы и мотивированы на успешную работу.

Комплекс этих мер и есть инженерная подготовка, в которой заключается залог успеха реализации проекта.

– Арктика – хрупкий регион, о бережном отношении к которому много говорят. Какие меры приходится внедрять в процессе работы для соблюдения экологических норм при строительстве промышленных объектов в высоких широтах?

– Экологические требования в нашей стране каждый год становятся все более жесткими, и мы внедряем и совершенствуем технологии, позволяющие работать с соблюдением этих требований. На всех строительных объектах КХМ введены достаточно жесткие экологические правила. Они установлены в качестве непреложных правил, действующих без исключений для всех участников строительства. Дирекция охраны ОС внимательно контролирует выполнение этих требований работниками, в рамках осуществления ежедневной рабочей деятельности. Мониторинг сопровождается плановыми выездными проверками специалистов, в том числе и с участием в них внешних аудиторов. Трест КХМ уделяет системе удаления отходов пристальное внимание, проявляя необходимую





заботу об окружающей среде. Это воспринимается не как обременение строительства, а как необходимость заботы об окружающей среде и сохранения экосистемы для потомков.

Одна из таких технологий – система замкнутого цикла потребления воды. Она заключается в том, что потребление и отведение воды, используемой в процессе строительства, происходит по принципу замкнутого цикла. То есть вода хозяйственно-бытового назначения очищается и используется повторно для технических нужд, например, в производстве бетона, в приготовлении паров, которыми в зимнее время очищают снег, наледь с трубопроводов и строительных элементов, а также для орошения дорог летом, чтобы избежать чрезмерной запыленности, создаваемой передвижением большегрузной техники.

Те отходы, которые не вовлекаются во вторичный цикл, в полном объеме собираются и транспортируются для утилизации.

В условиях ЯНАО вывозить отходы иногда приходится за 200–400 км от объектов строительства до специальных полигонов.

– Какие проекты требуют наиболее креативных решений?

– С инженерной точки зрения любой новый проект технически сложен. В 2020 г. мы реализовали проект по строительству Установки слабой азотной кислоты и Установки серной кислоты мощностью 3300 т/сут для компании ФосАгро. Проектирование общестроительной части, водооборотного цикла, подбор и поставка технологического оборудования осуществлялись специалистами «Треста Коксохиммонтаж».

Даже несмотря на богатый опыт компании, этот проект был для нас новый. Установка такой мощности впервые была построена в России. Мы успешно справились и сегодня строим для ФосАгро уже третью установку по производству серной кислоты.

Со строительной точки зрения наиболее сложные проекты – это емкие проекты, требующие больших человеческих ресурсов. Так, для работ на проекте «Ямал-СПГ» в пике численность персонала на площадке достигала 3200 чел. На проекте «Арктик СПГ-2» работали 2400 человек, а на Харбейском месторождении было задействовано свыше 1600 сотрудников компании.

– Еще один ваш арктический проект – Северо-Русское месторождение, какие технические решения были найдены в ходе его реализации?

– В работе на Северо-Русском месторождении одна из главных задач специалистов «Треста Коксохиммонтаж» заключалась в сооружении установки комплексной подготовки газа. На месторождении была построена установка деазотизации конденсата. Увеличить ее энергоэффективность удалось за счет применения дополнительных теплообменников, позволяющих минимизировать затраты на охлаждение среды.

Для сокращения срока строительно-монтажных работ «Трест Коксохиммонтаж» применил шахматный принцип организации строительства, позволяющий минимизировать одновременное производство смежных работ и значительно увеличить производительность труда. Также был определен порядок выдачи рабочей документации, приоритетом которого были титулы с долгим сроком изготовления, что позволило осуществить поставку металлоконструкций, технологических трубопроводов и арматуры в период работы зимника.

– В 2019 году состоялся пуск среднетоннажного завода СПГ в порту Высоцк. «Трест Коксохиммонтаж» выступил одним из генеральных подрядчиков, там тоже были внедрены новшества?



– В ходе реализации проекта подразумевалась поставка основного оборудования укрупненными блоками массой от 20 до 250 тонн и большими габаритными размерами, транспортировка которых была осуществлена морским транспортом. Это потребовало решения ряда технически сложных задач, таких как использование большого количества монтажных кранов грузоподъемностью от 25 до 750 т включительно, а также специальных самоходных тележек для перевозки крупногабаритного и крупнотоннажного оборудования.

– Еще один проект, где пришлось работать с крупным оборудованием – расширение трубопроводной мощности Каспийского трубопроводного консорциума, где специалисты «Треста Коксохиммонтаж» построили уникальный многотоннажный резервуар. Но там и другие особенности были?

– Проект КТК – это в общей сложности строительство мощного резервуарного парка в две очереди. Первая очередь – четыре РВСПК 100 000 м³, вторая – шесть РВСПК 100000 м³, всего десять резервуаров.

На проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2» сегодня эксплуатируются еще четыре резервуара. Так что все РВСПК 100 000 м³ с плавающими крышами в России построены Трестом.

Для нас это хорошая, понятная работа. Разработали специальную

оснастку, которая стала сейчас всеобщим достоянием, когда резервуар собирается поэлементно.

В ходе работ также были применены собственные ноу-хау. Так, для оптимизации работы были спроектированы специальные передвижные леса для выполнения работ по АКЗ наружных стен РВСПК, что позволило сократить сроки проведения работ по АКЗ резервуара в два раза.

Для оптимизации работ по сборке корпуса резервуара и конструктива плавающей кровли было принято решение разместить монтажный кран грузоподъемностью 55 тонн внутри резервуара, с последующим удалением крана через специально разработанный монтажный проем. Все это наши собственные разработки, которые способствовали оптимизации строительного процесса и в конечном счете – экономии затрат заказчика.

Сложность проекта КТК заключалась в выполнении всего комплекса земляных работ на скальных грунтах девятой категории. Для подготовки площадки резервуарного парка необходимо было снять 1,5 миллиона тонн скалы. Буровзрывные работы были невозможны, так как строительство велось непосредственно в зоне действующего парка резервуаров первой очереди. Поэтому задействовали самые мощные бульдозеры, гидромолоты, специальные промышленные установки горизонтального бурения, более 140 ед. тяжелой техники на одной площадке.

– Предприятия топливно-энергетического комплекса в последнее время столкнулись с проблемой импортозамещения. Ощущается ли нехватка импортной техники, комплектующих, технологий в отрасли нефтегазового строительства?

– В целом импортозамещение – это прежде всего развитие собственного производства, внутри страны. Именно так, на мой взгляд, и достигается экономическая безопасность государства. В этом нашей компании есть чем гордиться. За последние годы Трест проводил последовательную постоянную модернизацию оборудования и мощностей.

Сегодня на базе своих дочерних организаций мы выпускаем электротехнические комплектующие, в т.ч. армирующие рукава для кабельной продукции, клемные коробки, шкафы электрические. Выпускаем промышленные светильники, которые сегодня уже применяются на наших объектах.

В целом мы ориентированы на постоянное развитие собственного производства. Точно так же мы ориентированы на своих заказчиков, которым можем предоставить весь спектр работ: от проектирования объекта, выбора оборудования до выполнения полного комплекса работ, включая пусконаладочные. ●

KEYWORDS: field development, sulfuric acid production, import substitution in oil and gas construction, LNG projects, reservoirs.

СИСТЕМЫ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТА: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

РАБОТА ПОСВЯЩЕНА АНАЛИЗУ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОПЫТА И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД. АКТУАЛЬНОСТЬ ДАННОЙ ТЕМАТИКИ ОБЪЯСНЯЕТСЯ КАК УСТОЙЧИВЫМ ОСВОЕНИЕМ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРОГО ВОЗВОДЯТСЯ НОВЫЕ ДОБЫЧНЫЕ, ТРАНСПОРТНЫЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ИНЫЕ ОБЪЕКТЫ, ТАК И ПОСЛЕДСТВИЯМИ ГЛОБАЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА. ПРОВЕДЕННЫЕ АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЗВОЛИЛИ ОПРЕДЕЛИТЬ УРОВЕНЬ РАЗВИТИЯ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ ОБЛАСТИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ

THE WORK IS DEVOTED TO THE ANALYSIS OF DOMESTIC EXPERIENCE AND PROMISING DEVELOPMENTS IN THE FIELD OF SOILS THERMAL STABILIZATION IN AREAS OF PERMAFROST. THE RELEVANCE OF THIS TOPIC IS EXPLAINED BOTH BY THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA, AS A RESULT OF WHICH NEW MINING, TRANSPORT, ENERGY AND OTHER FACILITIES ARE BEING BUILT, AND BY THE CONSEQUENCES OF GLOBAL CLIMATE CHANGE. THE CONDUCTED ANALYTICAL STUDIES MADE IT POSSIBLE TO DETERMINE THE LEVEL OF DEVELOPMENT OF SCIENTIFIC KNOWLEDGE IN THE FIELD OF SOILS THERMAL STABILIZATION

Ключевые слова: термостабилизация грунтов, многолетнемерзлые породы, освоение Арктики, пассивное охлаждение грунта, устройство свай.

Лаврик Александр Юрьевич
научный сотрудник лаборатории научного центра «Арктика», к.т.н.

Буслаев Георгий Викторович
научный руководитель лаборатории научного центра «Арктика», к.т.н.

Куншин Андрей Андреевич
ассистент кафедры бурения скважин, к.т.н.

Сидоров Дмитрий Андреевич
аспирант кафедры бурения скважин

Лаврик Анна Юрьевна
аспирант кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет

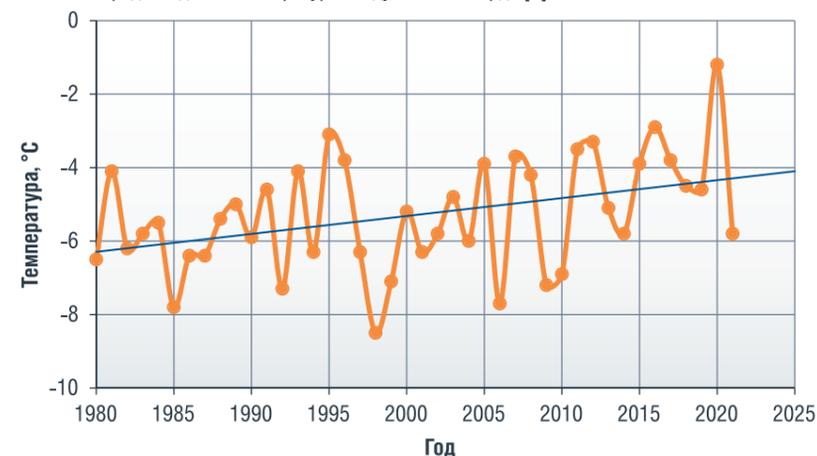
При строительстве различных сооружений в районах распространения многолетней мерзлоты обязательным условием является обеспечение их устойчивости и эксплуатационной надежности [1]. В ряде случаев недостаточность мероприятий по недопущению растепления грунта приводит к развитию негативных геокриологических процессов и разрушению сооружений [2]. В настоящее время широкое распространение получили методы термостабилизации, основанные на создании проветриваемых подполий сооружений и применении сезонно действующих охлаждающих устройств (СОУ). Тем не менее актуальность разработки новых инновационных способов термостабилизации грунтов в последние годы значительно увеличилась [3]. С одной стороны, это связано со значительным увеличением количества и многообразия нефтегазовых, транспортных и иных объектов в Арктической зоне России [4]. С другой стороны, роль играет

и устойчивая тенденция роста средней температуры воздуха. В качестве примера на рисунке 1 показаны среднегодовые температуры воздуха в Салехарде с 1980 года. Нельзя исключать и другие, сложно прогнозируемые факторы – нарушения природного режима подземных и поверхностных вод, изменения растительно-мохового покрова и т.п. [5].

Кроме создания эффективной системы поддержания требуемого температурного поля грунта, актуальной задачей является также внедрение контролирующей системы геотехнического мониторинга, предполагающей проведение замеров в термометрических скважинах и технических осмотров. Для критически важных объектов могут внедряться геофизические системы мониторинга, основанные на методах электротомографии, тензометрии.

В рамках данной работы сделана попытка осветить как проверенные решения по термостабилизации

РИС. 1. Среднегодовая температура воздуха в Салехарде [6]



грунта в криолитозоне, так и представить некоторые инновационные решения, которые в будущем могут быть успешно внедрены на объектах российского Севера.

Технологии температурной стабилизации грунтов

Системы пассивного охлаждения грунта

Основным способом обеспечения требуемого температурного режима фундамента для сохранения мерзлого состояния грунтов является сооружение вентилируемого подполья [7]. Широкое распространение данный метод получил благодаря простоте конструкции и надежности работы. На рисунке 2 показана газотурбинная электростанция завода «Ямал СПГ» в процессе строительства с высотой вентилируемого подполья 3 м [4]. Вентилируемое подполье в отдельных случаях может предусматривать организацию принудительной циркуляции воздуха, что, однако, не позволяет осуществлять круглогодичное охлаждение грунта. Например, в основании электростанции завода «Ямал СПГ», имеющей в плане размеры 57×168 м, установлено 18 промышленных вентиляторов [4].

При использовании только вентилируемого подполья без дополнительных мероприятий проектные показатели температурного поля грунта, при которых становится возможной передача нагрузок на фундамент, занимают до 5–8 лет [8, 9].

Для сокращения этого времени широко применяются глубокие СОУ, работающие по принципу термосифонов [10, 11].

Наибольшее распространение получили вертикальные двухфазные естественно-конвективные термосифоны малого диаметра (25–40 мм) с испарителем длиной до 10–15 м и оребренным конденсатором длиной, как правило, до 1,5 м. Указанные СОУ позволяют

автономно (без подвода энергии) осуществлять промораживание грунта в холодное время года, когда возможна конденсация испарившегося рабочего тела. На рисунке 3 показаны индивидуальные СОУ, осуществляющие термостабилизацию грунта вдоль трассы нефтепровода «Ванкор – Пурпе» [12].

Кроме индивидуальных СОУ, выделяют другие виды глубинных СОУ: групповые и коллекторные устройства, описанные в работе [13]. Групповые СОУ представляют собой несколько отдельных термостабилизаторов, каждый из которых осуществляет охлаждение отдельного участка грунта. Коллекторные СОУ предполагают охлаждение надземных конденсационных блоков вентиляторами и применяются реже.

В последние годы были разработаны более сложные системы, также работающие по принципу термосифонов – горизонтальные и вертикальные естественно действующие трубчатые системы («ГЕТ» и «ВЕТ») [10, 13, 14]. Такие системы применяются, как правило, при необходимости

РИС. 2. Дымовые трубы ГТЭС «Ямал СПГ» на свайном фундаменте с вентилируемым подпольем [4]



РИС. 3. Индивидуальные СОУ вдоль трассы нефтепровода «Ванкор – Пурпе» (слева) и в опоре ЛЭП трубопроводной системы «Заполярье – Пурпе» (справа) [12]



РИС. 4. Подземная часть системы ГЕТ (слева) и конденсаторный блок системы ГЕТ (справа) Ванкорского нефтегазового месторождения [16]



термостабилизации грунтов под сооружениями большой площади или под группами зданий. Система ГЕТ на Ванкорском нефтегазовом месторождении показана на рисунке 4 [16].

Вышеприведенные способы и устройства позволяют в той или иной степени решать широкий пласт проблем, связанных с термостабилизацией многолетнемерзлых грунтов, и хорошо зарекомендовали себя на практике. Однако не прекращается поиск инженерных решений, которые могли бы по меньшей мере в определенных условиях оказаться технически или экономически эффективнее.

В патенте [17] предлагается размещать в грунте классические СОУ, однако внутри свай помещать аккумуляторы холода. Аккумулятор холода в этом случае может представлять собой емкость из эластичного материала, прилегающую к внутренней поверхности стенки сваи, а в качестве аккумулирующего холод вещества может использоваться вода. В [5] рассматриваются СОУ специальной конструкции, позволяющей осуществлять откачку рабочего тела и подключение турбохолодильной машины при необходимости быстрого замораживания грунта.

Известны также различные технические решения, предполагающие размещение испарителя СОУ внутри корпуса сваи. Это позволяет уменьшить объем буровых работ и снизить металлоемкость системы термостабилизации грунта. В работе [8] описана свая, внутри корпуса которой установлен испаритель термосифона, при этом оребренный конденсатор вынесен за пределы

корпуса сваи в надземной части. В [18] предлагается конструкция без оребренной зоны конденсатора, при этом внутреннее пространство сваи в зонах испарения и конденсации СОУ, размещенного внутри сваи, заполняется теплопроводящим материалом или жидкостью. В [19] описана тепловая свая, работающая по принципу термосифона, с увеличенными геометрическими размерами конденсаторной части для конденсации рабочей жидкости в объеме, превышающем объем зоны испарения.

Системы пассивного охлаждения грунта, как правило, не позволяют осуществлять замораживание грунта в теплое время года, когда конденсация теплоносителя в термосифоне невозможна. Для проведения круглогодичной термостабилизации грунта необходимо использовать системы активного охлаждения.

Системы активного охлаждения грунта

В ряде случаев на этапе строительства необходимо осуществить быстрое замораживание грунта, а на этапе эксплуатации – круглогодичную термостабилизацию грунта. Этих целей позволяют добиться системы активного охлаждения грунта. В рамках данной статьи технические решения по активной термостабилизации грунта классифицированы на две группы – устройства внутри сваи и устройства вне сваи.

Устройства внутри сваи

Снизить объем буровых работ при устройстве свайных фундаментов можно при размещении термостабилизирующих элементов внутри корпуса несущих свай.

Разработка конструкций термосвай, предполагающих активное замораживание грунта, велась еще в СССР. Так, в [20] предложена свая с размещенной внутри продольной арматурой в виде системы трубчатых элементов, часть их которых (на острие сваи) выполнена разомкнутыми. При погружении сваи в грунт, а при охлаждении – теплоноситель для оттаивания грунта, а при охлаждении – хладоноситель.

В [21] внутри каждой сваи фундамента соосно со сваей закреплена труба, нижний торец которой открыт. Трубы являются испарителем холодильной машины, в состав которой входят также компрессор и теплообменник. Кроме того, в качестве двигателя компрессора предлагается использовать роторный ветродвигатель с вертикальным валом, кинематически связанный с компрессором. Схожая конструкция сваи описана в работе [22], посвященной круглогодичному охлаждению и замораживанию грунта с помощью тепловых насосов. Использовать тепловые насосы при строительстве в районах распространения многолетнемерзлых пород было предложено в 70-х годах [23]. Тепловой насос термодинамически эквивалентен холодильной машине с той лишь разницей, что сбрасываемая конденсатором избыточная теплота отбирается потребителем. В работе [23] также предлагается схема системы термостабилизации грунта с помощью теплового насоса. Кроме того, существует концепция вентилируемой сваи, предполагающая использование вентиляторов для создания принудительной циркуляции холодного воздуха по телу сваи.

В работе [1] рассматривается принудительно вентилируемая свая, подключенная к холодильной машине.

Устройства вне сваи

В данном разделе рассмотрены некоторые технические решения, позволяющие осуществлять круглогодичную термостабилизацию грунта за счет устройств, размещаемых вне сваи.

В [24] рассматривается система с глубинными термоэлементами, размещаемыми в предварительно пробуренные скважины. В термоэлементы осуществляется принудительная регулируемая подача хладагента от внешнего источника охлаждения по закольцованной магистрали.

Известен опыт опытно-промышленной эксплуатации термостабилизаторов круглогодичного действия с термоэлектрическими модулями, накопленными предприятиями «ВНИИГАЗ», «Фундаментпроект» и «Ньюфрост». Принцип действия таких термостабилизаторов основан на эффекте Пельтье [11]. Так, исследовалась возможность осуществления круглогодичного охлаждения грунта с помощью СОУ путем подключения в теплое время года термоэлектрических модулей, размещаемых на конденсаторах термостабилизаторов. В другом известном способе термостабилизатор круглогодичного действия представляет собой устройство на базе СОУ, подключенного к холодильной машине [11].

В работе [25] описан термостабилизатор специальной конструкции для работы при отрицательных температурах окружающего воздуха и холодильной машины при положительных температурах окружающего воздуха. При этом холодильная машина подключается между конденсатором и испарителем ко второму контуру термостабилизатора. Аналогичный двухконтурный стабилизатор предлагается использовать в исследовании [2], при этом питание холодильной машины осуществляется за счет возобновляемых источников энергии, а теплота контура с естественной циркуляцией используется для обогрева контейнера с оборудованием. Несколько иной способ охлаждения грунта описан в работе [23].

В [23] предлагается в транспортные участки парожидкостных СОУ устанавливать дополнительные теплоотводящие элементы для возможности круглогодичного функционирования устройства.

Заключение

В рамках данной работы продемонстрированы различные технико-технологические решения по обеспечению мерзлого состояния грунтов с целью обеспечения несущей способности свайных фундаментов. На основании проведенных аналитических исследований можно сделать вывод о большом многообразии как традиционных устройств термостабилизации грунтов, так и инновационных способов, эксплуатации, лабораторных исследований или разработки концепта. ●

Литература

- Окорочков Н.С., Коркишко А.Н., Коржикова А.П. Экспериментальное исследование принудительно вентилируемой сваи // Вестник МГСУ. – 2020. – Т. 15, № 5. – С. 665–677.
- Буслав Г.В., Куншин А.А., Сидоров Д.А., Лосева Е.С., Лаврик А.Ю. Моделирование решений для размещения арктических нефтегазовых объектов // Деловой журнал Neftgaz.RU. – 2022. – 1 (121). – С. 62–71.
- Ибрагимов Э.В., Кроник Я.А. Оптимизация устройства оснований и фундаментов в криолитозоне (на примере вертикального стального резервуара РВС-20000 м³) // Геотехника. – 2018. – № 5–6. – С. 52–61.
- Алексеев А.Г., Сазонов П.М. Особенности расчета несущей способности буроплоских свай при проектировании фундаментов главного корпуса электростанции Ямал СПГ // Геотехника. – 2018. – Т. 10. – № 1–2. – С. 70–79.
- Пат. 2731343 Российская Федерация, МПК E02D 3/15 (2006.01). Способ принудительного понижения температуры вечномерзлого грунта в основаниях свайных фундаментов опор эксплуатируемого моста [Текст] / Светлов Л.П., Ведрашко Е.М., Вороний В.А., Бирюков О.Р., Озорнин А.А., Летин Е.В.; заявитель Военная академия материально-технического обеспечения или ВА МТО. – № 2019105398; заявл. 26.02.2019; опубл. 01.09.2020.
- Погода и климат [электронный ресурс]. URL: <http://www.pogodaiklimat.ru/history/23330.htm> (дата обращения: 01.10.2022).
- СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М.: Минрегионразвития, 2008. 140 с.
- Горелик Я.Б., Хабитов А.Х. Об эффективности применения термостабилизаторов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5, № 3. – С. 25–46.
- Попов А.П. и др. Совершенствование способа управления криогенным ресурсом основания при проектировании нулевых циклов зданий и сооружений // Геотехника. Международный журнал. – 2010. – № 6. – С. 4–22.
- Жабин В.Ю., Цвицинский А.Л. Работа систем термостабилизации грунтов на производственных объектах уренгойского НКМ // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1. – С. 45–52.
- Прокопенко И.Ф. Ньюфрост: проблемы и перспективы / Научград Наука Производство Общество. – 2014. – № 1. – С. 42–47.
- НПО «Фундаментстройаркос» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.npo-fsa.ru/obekty-vypolnennyye-s-primeneniem-individualnyh-termostabilizatorov> (дата обращения: 01.10.2022).
- Ермилова Н.Ю., Журавлев А.В., Тянь В.Ю. Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов: технологии и оборудование // Инженерный вестник Дона. – 2021. – № 5 (77). – С. 424–432.
- Абу-Хасан М.С., Егоров В.В., Куправа Л.Р., Чарник Д.Г. Термостабилизация вечномерзлых грунтов при возведении сооружений в северных климатических зонах // БСТ: Бюллетень строительной техники. – 2019. – № 4 (1016). – С. 40–42.
- Суриков В.И., Коротков А.А., Мельникова Е.А. Исследование условий эксплуатации устройств термостабилизации грунтов с учетом воздействия технических объектов на многолетнемерзлые грунты // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 116–119. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-8-116-119.
- Махно Д.А., Крапивский Е.И., Шубин А.В. Обоснование технологии транспортировки смеси сжиженных углеводородов с Ковыктинского месторождения в КНР // Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / ред. кол. Р.Н. Бахтизин, С.М. Султангаммедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 79–81.
- Пат. 2384671 Российская Федерация, МПК E02D 3/15 (2006.01). Свайная опора для сооружений, возводимых на вечномерзлом грунте [Текст] / Абросимов А.И., Абросимова В.А., Васильева М.Е.; заявитель Абросимов А.И., Абросимова В.А., Васильева М.Е. – № 2009104433/03; заявл. 11.02.2009; опубл. 20.03.2010.
- Пат. 2575383 Российская Федерация, МПК E02D 27/35(2006.01). Свая стальная со встроенным сезонным охлаждающим устройством (варианты) [Текст] / Гунгер Ю.Р.; заявитель Евролеван Инвестмент Патент Компани с.р.о. (CZ). – № 2015103831/03; заявл. 05.02.2015; опубл. 05.02.2015.
- Пат. 2256746 Российская Федерация, МПК E02D 3/15 (2006.01). Способ охлаждения грунта и тепловая свая для его охлаждения [Текст] / Овечкин Г.И., Двирный В.В., Леканов А.В., Халиманович В.И. и др.; заявитель ФГУП «НПО ПМ имени Академика М. Френштенваг». – № 2003127860/03; заявл. 15.09.2003; опубл. 20.07.2005.
- А.с. 742537 СССР, МПК E02D 27/32 (2006.01). Свая [Текст] / Зошак В.Т., Порхаев Г.В., Снобков В.И., Таргулан Ю.О.; заявитель НИИ оснований и подземных сооружений им. Н.М. Герсеванова. – № 2609111/29-33; заявл. 20.04.1978; опубл. 25.06.1980.
- Пат. 2531155 Российская Федерация, МПК E02D 27/35 (2006.01). Фундамент сооружения [Текст] / Сальников В.М., Костыря А.М., Коченков Н.В., Пинтюшенко А.Д., Герцман Л.Е.; заявитель Герцман Л.Е. – № 2013117664/03; заявл. 16.04.2013; опубл. 16.04.2013.
- Пат. 2519012 Российская Федерация, МПК E02D 3/15 (2006.01). Способ и устройство для круглогодичного охлаждения, замораживания грунта основания фундамента и теплоснабжения сооружения на вечномерзлом грунте в условиях криолитозоны [Текст] / Трушевский С.Н., Стрелков Д.С.; заявитель ГНУ ВИЭСХ Россельхозакадемии. – № 2012117487/03; заявл. 28.04.2012; опубл. 10.06.2014.
- Колосков Г.В., Ибрагимов Э.В., Гамзаев Р.Г. К вопросу выбора оптимальных систем термостабилизации грунтов при строительстве в криолитозоне // Геотехника. – 2015. – № 6. – С. 4–11.
- Пат. 2552253 Российская Федерация, МПК E02D 27/38 (2006.01). Способ устройства плитного фундамента на сваях для резервуара с низкотемпературным продуктом [Текст] / Хафизов Р.М.; заявитель Хафизов Р.М. – № 2013152417/03; заявл. 27.11.2013; опубл. 10.06.2015.
- Андреев М.А., Миронов И.А., Терентьев А.В. Устройство оснований и фундаментов нефтяных резервуаров в сложных условиях Заполярья // Промышленное и гражданское строительство. – 2006. – № 9. – С. 40–41.

KEYWORDS: thermal stabilization of soils, permafrost rocks, Arctic exploration, passive soil cooling, pile construction.

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ

для оптимизации контроля состояния подводного трубопровода

Никулина Юлия Андреевна

аспирант, отделение нефтегазового дела
инженерная школа природных ресурсов,
ОНД ИШПР

Бурков Петр Владимирович

профессор, д.т.н.

ФГАОУ ВО Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕСПРОВОДНОЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА. РАССМОТРЕНО ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ СРЕДЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ВОЛН НА СКОРОСТЬ И ТОЧНОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ. ПОЛУЧЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ПОД ВОДОЙ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ СРЕДЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СИГНАЛА

THE POSSIBILITY OF USING WIRELESS ULTRASONIC DATA TRANSMISSION FOR MONITORING THE STATE OF AN UNDERWATER PIPELINE IS ANALYZED. THE EFFECT OF CHANGING THE DENSITY OF THE ULTRASONIC WAVE PROPAGATION MEDIUM ON THE SPEED AND ACCURACY OF DATA TRANSMISSION IS CONSIDERED. IT IS POSSIBLE TO IMPLEMENT ULTRASONIC DATA TRANSMISSION UNDER WATER, TAKING INTO ACCOUNT CHANGES IN THE DENSITY OF THE SIGNAL PROPAGATION MEDIUM

Ключевые слова: контроль состояния трубопровода, подводный добычный комплекс, подводное оборудование.

Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен на шельфовых (морских) месторождениях. При добыче полезных ископаемых на морских месторождениях пользуются разными способами и оборудованием. Например, подводные трубопроводы, добычные комплексы и морские платформы. Контролировать состояние такого оборудования удаленно и под водой достаточно сложная, а также дорогостоящая задача. Использование беспроводной передачи данных под водой позволит решить ее, предупредить аварийные ситуации и снизить затраты на контроль за состоянием подводных месторождений.

В данной работе рассматривается возможность реализации беспроводного контроля оборудования на морских месторождениях с учетом влияния изменения плотности среды.

Крупные нефтяные компании начали сосредотачивать свои силы на разработке мероприятий, обеспечивающих устойчивую и бесперебойную работу морских производственных объектов. Разработка таких мероприятий влияет на выполнение требований охраны окружающей среды, землепользования, промышленной и пожарной безопасности. Основной целью таких мероприятий является обеспечение надежной эксплуатации морских производственных объектов.

В настоящее время оценка состояния подводного оборудования является дорогостоящей и требует большое количество ресурсов. Помимо тех сложностей, что связаны с высокими температурами, кустовые площадки таких месторождений находятся на платформах или на морском дне. На этапе разработки подобных месторождений продумывают каждый шаг эксплуатации и тщательно выбирают подходящие для использования материалы и оборудование.

Подводные месторождения сложны в эксплуатации и могут нанести огромный вред окружающей среде, в связи с чем компании, эксплуатирующие их, выстраивают множество барьеров безопасности. Одним из барьеров является оперативное реагирование при возникновении экстренных ситуаций. Наиболее распространенным вариантом комплекса для мониторинга подводного оборудования являются датчики контроля параметров, связанные с сушей проводными системами передачи данных.

ФАКТЫ

На **65%**

удалось снизить расходы на эксплуатацию скважины, применив технологию беспроводных коммуникаций

Сегодня прокладка кабельных путей для связи с датчиками контроля технологических параметров подводных элементов месторождения требует огромного количества ресурсов (время, деньги и т.д.).

Проекты, альтернативные проводным системам передачи данных позволят внедрить на производстве более экологичные автоматизированные системы эксплуатации, которые будут обладать высокими показателями надежности. С использованием технологий беспроводной передачи данных открываются возможности контроля и оценки технического состояния подводного оборудования такими методами, как визуальный осмотр, магнитная и ультразвуковая томография. Удаленный мониторинг уже нашел свое использование на суше. Благодаря использованию таких решений компании не только обеспечили контроль параметров на удаленных добывающих объектах, но и реализовали такие технологии в резервуарах хранения сырья и в устье газовой скважины, в дополнение отладили мониторинг трубопровода и скважин нагнетательного характера. Также на месторождении Узень в Казахстане для постоянного удаленного контроля и оперативного реагирования в случае неполадок компания Emerson смогла апробировать технологию беспроводных коммуникаций (Smart Wireless). Результатом такого внедрения было повышение уровня безопасности и дебита скважин с одновременным снижением расходов на эксплуатацию (сокращение составило 65% от первоначальных затрат).

На скважинах были установлены датчики давления и расходомеры, которые с высокой скоростью передавали данные по беспроводным каналам связи в диспетчерский пункт. Что привело к возможности определения недозачки воды в скважинах поддержания пластового давления (ППД) и избежать потери дебита добытой нефти.

Модель контроля подводного оборудования

Использование технологии многоканальной ультразвуковой беспроводной передачи позволяет реализовать подводные коммуникации с минимальным количеством потерянных данных и соизмеримой со скоростью прерывания данных, используемой на суше. Можно внедрить такие направления, как видеоконтроль состояния подводных добычных комплексов в режиме онлайн, программный суточный мониторинг параметров эксплуатации и добычи морских месторождений.

Также с помощью использования беспроводной передачи данных на основе ультразвуковых сигналов представляется возможность организации аналогичной технологии (на суше) контроля параметров эксплуатации месторождения и износа оборудования в болотистых местностях, на шельфовых месторождениях.

Суть реализации такой технологии состоит в креплении датчиков контроля параметров и приемо-передающих модулей на оборудование (дополнительный приемо-передающий модуль закрепляется на энергомодуль, для обеспечения коммуникаций с диспетчерским пунктом по беспроводным путям на суше).

Такая технология не несет никакого вреда для обитателей подводного мира и защищена от случайных повреждений. Приемо-передающие модули герметичны, имеют компактные размеры и, как правило, ошибки в данных несут минимальный характер (так как система заранее имеет собственные калибровочные сигналы). Затраты на реализацию такой системы коммуникаций в разы ниже, чем прокладка кабельных путей. Так как все необходимые материалы можно закрепить на оборудование перед спуском под воду, снижается время на калибровку и установку системы.

ФАКТЫ

Приемо-передающие модули

герметичны и компактны. Собственные калибровочные сигналы позволяют сводить к минимуму ошибки, связанные с изменением свойств среды и рассеянием ультразвуковых волн

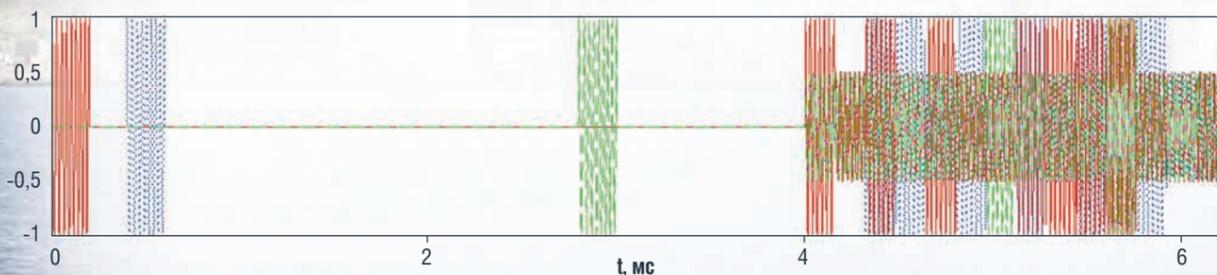
Модель передачи данных

Однако технологии ультразвуковой передачи данных под водой имеют ряд своих особенностей и проблем. По причине резкого изменения свойств (плотность и т.д.) среды появляется процесс рассеяния ультразвука. Рассеяние происходит на границе неоднородностей, которая имеет размеры соизмеримые с длиной волны. В водной среде это могут быть, например, пузырьки воздуха, а в газах – капли воды.

Поглощение ультразвука может быть обусловлено различными механизмами. Большую роль играет вязкость и теплопроводность среды, взаимодействие волны с различными молекулярными процессами вещества, с тепловыми колебаниями кристаллической решетки и др. Суть процесса заключается в передаче с приемной матрицы в приемный контроллер восьми различных сигналов, которые имеют в качестве комплексной амплитуды линейную комбинацию комплексных амплитуд с различными весовыми коэффициентами.

В разработанной технологии передачи данных при помощи ультразвука учитываются такие изменения среды (плотность, неоднородность среды, потоки, турбулентности и т.д.) калибровкой системы ЛЧМ (сигналы с линейно-частотной модуляцией) сигналами. Для калибровки посылаются сигнал с каждого излучателя по очереди с некоторой задержкой.

РИСУНОК 1. Сигналы, генерируемые излучателями



$S_1(t)$ – сигнал первого излучателя; $S_2(t)$ – сигнал второго излучателя;
 $S_3(t)$ – сигнал третьего излучателя; $S_4(t)$ – сигнал четвертого излучателя;
 $S_5(t)$ – сигнал пятого излучателя; $S_6(t)$ – сигнал шестого излучателя;
 $S_7(t)$ – сигнал седьмого излучателя; $S_8(t)$ – сигнал восьмого излучателя

— $S_0(t)$
- - - $S_1(t)$
- - - $S_7(t)$

РИСУНОК 2. Амплитудно-фазовые значения восьми различных кодов на комплексной плоскости, которые использовались в качестве отправленной информации

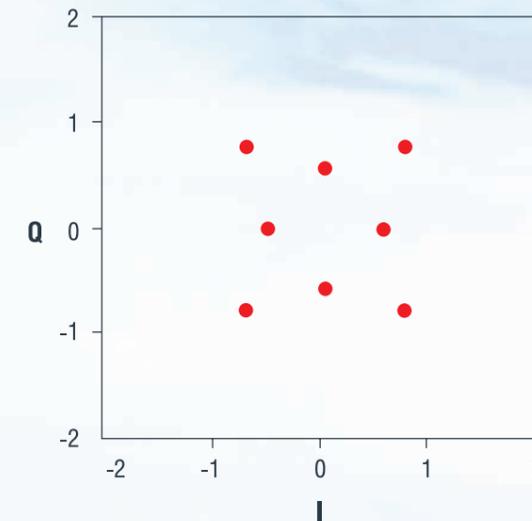


Рисунок 1 демонстрирует три сигнала, генерируемых излучателем.

Без использования калибровки системы восстановить переданные данные было невозможно (результат моделирования приведен на рисунке 3).

На рисунке 4 представлены результаты моделирования с учетом калибровки системы, по которым можно утверждать, что связь под водой при учете неоднородности возможна и будет более стабильна.

Заключение

Дальнейшее развитие и усовершенствование технологии открывает безграничные возможности в сфере автоматизации систем добычи полезных ископаемых. Такой подход позволит значительно повысить производительность оборудования, увеличить дебит скважин, а также сократить затраты на эксплуатацию, улучшить показатели безопасности, надежности и экологичности компании.

В работе рассмотрено влияние неоднородности среды распространения сигнала при реализации подводной передачи данных на стабильность и точность полученной информации. Получена численная модель, позволяющая учесть неоднородности среды распространения для сохранения стабильной системы коммуникации под водой с последующим использованием ее для контроля оборудования применяемого на морских месторождениях. ●

Часть работы была выполнена при поддержке Фонда содействия инноваций в рамках программы поддержки талантливой молодежи – УМНИК. Выражаю благодарность своему научному руководителю Буркову Петру Владимировичу за ценные советы при планировании исследования и рекомендации по оформлению

РИСУНОК 3. Восстановленные комплексные амплитуды передаваемых сигналов без учета неоднородности среды

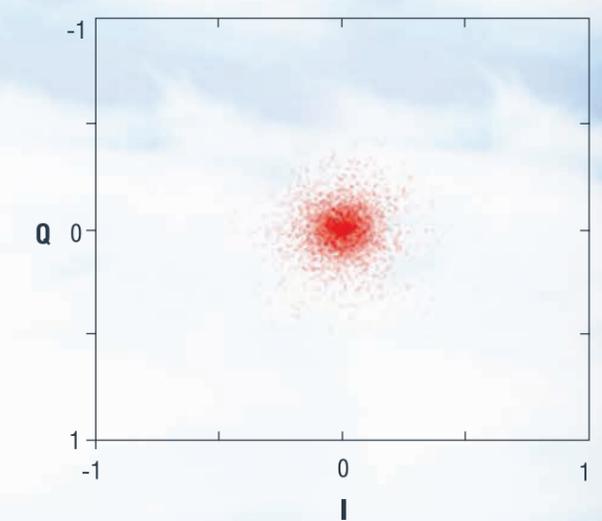
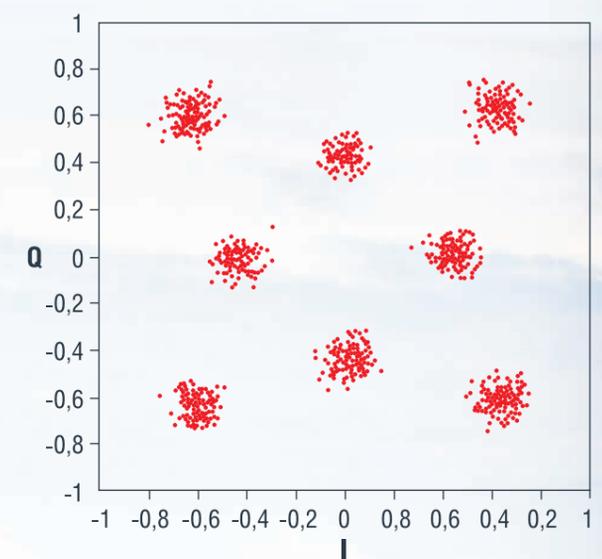


РИСУНОК 4. Восстановленные амплитудно-фазовые значения восьми различных кодов на комплексной плоскости с учетом неоднородности среды



ФАКТЫ

Передача данных

при помощи ультразвука учитывает изменения среды калибровкой системы ЛЧМ сигналами

Литература

1. API RP 17N Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management.
2. Бычков А.В., Коблов Э.Г., Харахинов А.В. Направления поисковых работ на нефть и газ на северном Сахалине // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 3.– С. 8–11.
3. Вести газовой науки: науч.-технич. сб. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток. – 200 с.

KEYWORDS: pipeline condition monitoring, subsea production complex, subsea equipment.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН В ТЕКУЩИХ РЕАЛИЯХ:

ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ



В Г. МОСКВЕ СОСТОЯЛАСЬ 4-Я НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН – 2022», ОРГАНИЗОВАННАЯ ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТРОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ. К КАКИМ ВЫВОДАМ ПРИШЛИ ЭКСПЕРТЫ И КАКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ БЫЛИ ПРЕДЛОЖЕНЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОБСУЖДЕНИЙ?

THE 4TH SCIENTIFIC AND TECHNICAL CONFERENCE "IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION ON MARGINAL WELLS – 2022" WAS HELD IN MOSCOW. IT WAS ORGANIZED BY THE EXPERT COUNCIL FOR ARTIFICIAL LIFT OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT WITH THE SUPPORT OF THE UNION OF OIL AND GAS INDUSTRIALISTS OF RUSSIA. WHAT CONCLUSIONS DID THE EXPERTS COME TO AND WHAT RECOMMENDATIONS WERE MADE AS A RESULT OF THE DISCUSSIONS?

Ключевые слова: механизированная добыча, нефтесервис, фонд скважин, добычное оборудование, стартап.



**Камалетдинов
Рустам Сагарьярович**
председатель Экспертного
совета по механизированной
добыче нефти,
к.т.н.

Было заслушано 14 докладов, проведен Круглый стол и мастер-класс, а также выездная сессия в инновационном центре «Сколково». По итогам работы сформирован Протокол конференции.

В рамках своего выступления автор сообщил о текущем взаимодействии с Союзом Нефтегазопромышленников России и комитетом по энергетической стратегии и ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ, позволяющем выносить на федеральный уровень наиболее острые проблемы, обсуждаемые Экспертным советом по механизированной добыче нефти.

Также была дана информация о выполнении двух пунктов Плана работы Экспертного совета на 2022 г. (создание и развитие промышленных полигонов; разработка стандартов по нефтегазовой тематике).

Тема промышленных полигонов была подробно обсуждена на 3-й научно-технической конференции «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2020» в сентябре 2020 г. (статья по итогам размещена на сайте Экспертного совета), других мероприятиях.

Для Экспертного совета полигоны представляют интерес в части:

- организации опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новых видов оборудования на промышленном полигоне («Пальян» или другом) – можно организовать и провести в короткие сроки; появится возможность признания результатов всеми участниками проекта; улучшится прозрачность испытаний и подведения итогов и т.д.;
- создания новых форматов взаимодействия нефтяных компаний, заводов-изготовителей, университетов в части разработки новых видов оборудования с финансированием со стороны нефтяных компаний и венчурных фондов.

Для тиражирования технологий, отработанных на полигоне «Пальян» на всю баженговскую свиту, необходимо решить технологические задачи, которые связаны в целом с развитием отечественных отраслей промышленности и нефтесервиса. Эти задачи решаются в рамках Федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов» (паспорт федерального проекта утвержден на заседании проектного комитета под председательством Заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Новака 22 сентября 2021 г.).

На конференции «Механизированная добыча-2022» (март 2022 г.) Ю.В. Алексеев, начальник управления реализации технологических проектов ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства», выступил с докладом и обозначил актуальные вопросы, которые не решены и на сегодняшний день:

- Искусственно ограниченный и экономически необоснованный перечень трудноизвлекаемых полезных ископаемых;
- Отсутствие нормативно-правовой базы, определяющей статус технологических полигонов на действующем месторождении и регламентирующей их хозяйственную деятельность;
- Отсутствие российской системы признания результатов испытаний нефтепромыслового оборудования;
- Отсутствие действующих механизмов экономического

стимулирования деятельности технологических полигонов на месторождениях.

С мая текущего года Экспертный совет начал взаимодействие с АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» («ИНТИ»). Членами Экспертного совета были рассмотрены два проекта стандарта «ИНТИ» «Установки скважинных электроцентробежных насосов (УЭЦН)», «Насосы винтовые штанговые». Общий вывод – документы низкого качества, требующие полной переработки. Замечания были размещены на сайте в соответствующих рабочих группах.

Общие замечания по организации рассмотрения и утверждения стандартов «ИНТИ»:

- Отсутствие в комитете по насосному оборудованию АНО «ИНТИ» представителей компаний ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «ННК», ПАО «РуссНефть», «Борец», «Римера», «Новомет», «Новые технологии», РГУ им. Губкина, УГНТУ и др.
- Стандарты «Установки скважинных электроцентробежных насосов (УЭЦН)», «Насосы винтовые штанговые» поступили на рассмотрение в комитет по высокотехнологичным сервисам при бурении и заканчивании скважин, хотя есть более подходящий по специализации экспертов комитет по насосному оборудованию.
- Стандарт считается принятым при 2/3 голосов «за» членов рабочей группы, при наличии голосов «против».
- В случае непринятия решения членом комитета в назначенное время, его голос автоматически засчитывается как голос, поданный «за» согласование. Например, по стандарту «Установки скважинных электроцентробежных насосов (УЭЦН)» в установленный срок проголосовало 6 человек из 57 членов рабочей группы.
- Существует практика включения эксперта без его согласия и без его информирования во вновь созданную рабочую группу.
- Слабая информационная поддержка в общем чате рабочих групп.

От Экспертного совета были направлены два письма в АНО «ИНТИ» (август и октябрь месяцы), в которых была приведена вышеуказанная информация.

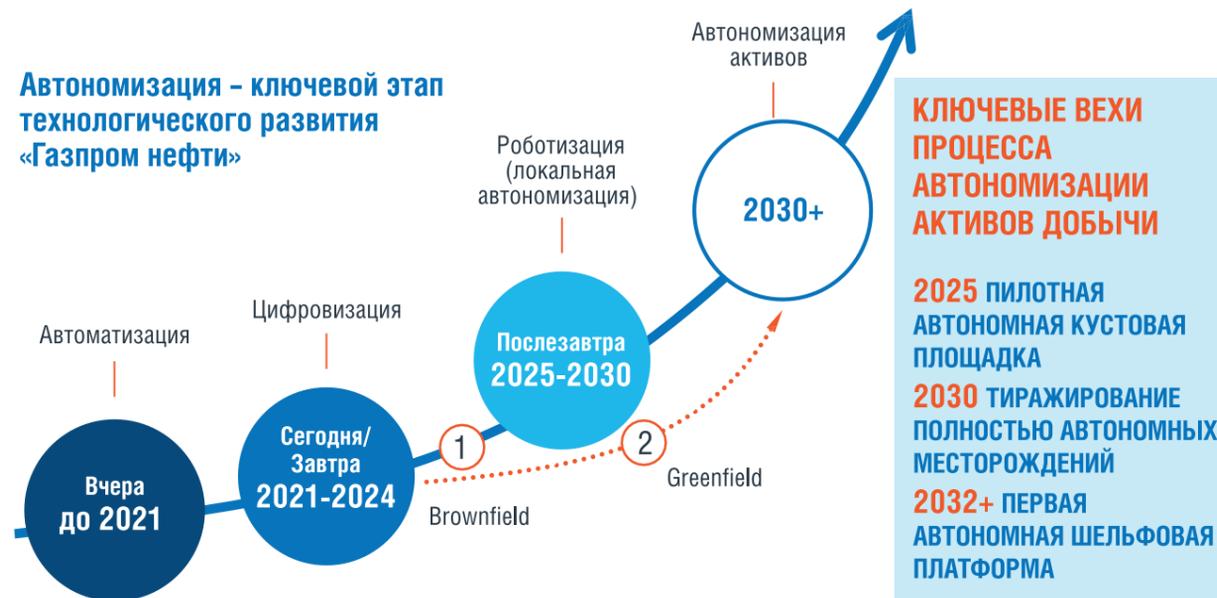
В 2018 г. в Экспертном совете по механизированной добыче нефти была создана рабочая группа по переработке ГОСТ 51777-2001 «Кабели для установок погружных электронасосов. Общие технические требования», было проведено несколько совещаний во ВНИИКП, в сентябре 2019 г. подготовлена первая редакция переработанного ГОСТ 51777, однако далее ВНИИКП так и не начал процедуру утверждения переработанного стандарта. В июне текущего года Экспертный совет принял решение о передаче переработанного ГОСТ Р 51777-2001 «Кабели для установок погружных электронасосов. Общие технические требования» для утверждения в «ИНТИ». В настоящее время сформирована рабочая группа в «ИНТИ», идет процедура рассмотрения.

С докладом «Автономный актив: концептуальное видение, пути реализации и первые шаги» выступил М.И. Кузьмин, руководитель программ по цифровым проектам Центра компетенций по технологиям добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ». В нем он дал определение автономного актива – это актив, характеризующийся минимальной необходимостью ремонта и обслуживания с возможностью адаптивного управления и удаленного мониторинга процессов в реальном времени. Потенциал сокращения затрат на основе гипотезы на основе анализа в рамках проработанной НИР в формате технико-экономической модели: -40% снижения CAPEX; -10% OPEX; дополнительно – повышение операционной эффективности, повышение безопасности персонала, окружающей среды, имущества компании. Были представлены этапы развития проекта – «Автоматизация» (до 2021 г.); «Цифровизация» (2021–2024 гг.); «Роботизация (локальная автономизация)» (2025–2030 гг.); «Автономизация активов» (2030+).

Цикл управления автономным активом состоит из четырех блоков – «Сбор информации

УДК 622.276

РИС. 1. Технологическая логика цифровой трансформации «Газпром нефти»



о процессах»; «Анализ и интерпретация собранных данных»; «Принятие решений»; «Исполнение решений», основа – система принятия решений.

Все технологические процессы активов добычи – «Эксплуатация», «Мониторинг», «Обслуживание», «Ремонт» – рассмотрены на предмет автономности по 4 категориям от ручных операций до полной автономности, при этом необходим подбор и развитие решений для повышения общего

уровня автономности актива, он не будет одинаковым для всех процессов.

В компании проведена работа по определению комплекса технологий для достижения автономности актива по трем направлениям: «с инженерно-технической точки зрения» (достигается реинжинирингом объектов инфраструктуры и оборудования); «с точки зрения цифровых технологий, ИТ и автоматизации» (достигается углубленной и

интегрированной автоматизацией, цифровизацией, роботизацией); «с точки зрения организационно-управленческих изменений» (достигается пересмотром ролей персонала и оптимизацией технологических процессов).

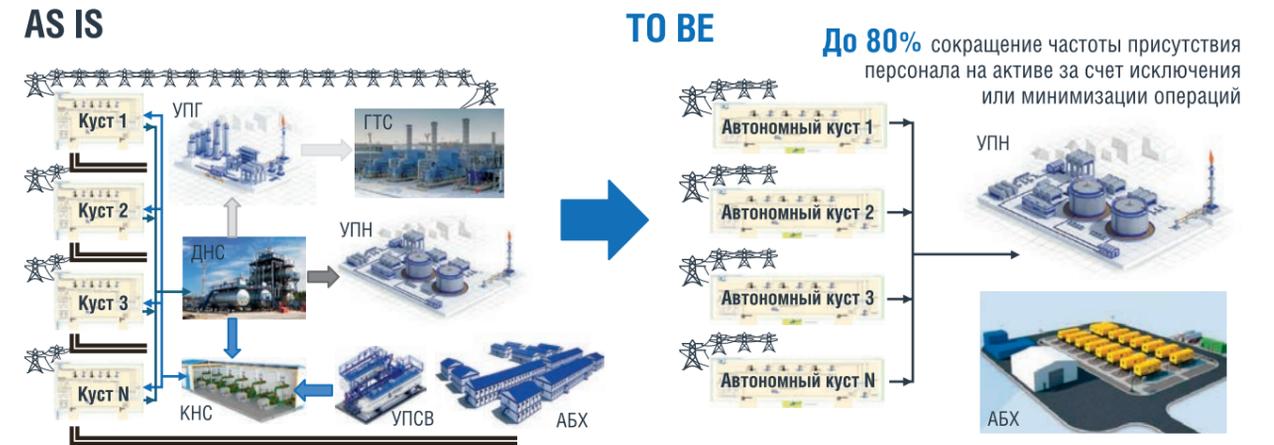
Примеры реализации – вывод персонала из цехов добычи нефти; создание инженера автономного актива, имеющего несколько профессий; передача только наиболее необходимых данных через корпоративную

РИС. 2. Цикл управления автономным активом



РИС. 3. Автономное месторождение с технической точки зрения

ЭТО МЕСТОРОЖДЕНИЕ С МИНИМАЛЬНЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ОБЪЕКТОВ ИНФРАСТРУКТУРЫ, ИХ УПРОЩЕНИЕМ, ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ С МИНИМАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОСТЬЮ В ПЕРСОНАЛЕ



ТЕКУЩАЯ КОНЦЕПЦИЯ АВТОНОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДПОЛАГАЕТ ПЕРЕНОС БОЛЬШИНСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С ИНФРАСТРУКТУРЫ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА КУСТОВУЮ ПЛОЩАДКУ*

*Концепция сформирована для малых месторождений GREENFIELD, для крупных месторождений часть инфраструктуры сохранится

сеть производственных данных работы; перенос большинства технологических процессов на кустовую площадку (с учетом размера месторождения и стадии разработки) и т.д. Что касается системы ППД, возможен вариант подготовки воды для закачки в пласт на кусте, система энергоснабжения может быть оптимизирована за счет установки модульных ГТЭС на кустовой площадке и др.

При переходе к автономному активу кардинально меняется система управления с цифровой точки зрения, предполагающая возможность локального адаптивного управления и удаленного мониторинга технологических процессов в реальном времени. За счет этого устраняются существующие проблемы – ограничения по информационной безопасности, нестабильные каналы связи, невозможность передачи всей необходимой информации в ЦОД и т.д.

Далее Максим Игоревич привел конкретные примеры проектов – «Адаптивное управление технологическими режимами работы скважин». Суть проекта – разработка системы, самостоятельно управляющей работой на кусте скважин всего

оборудования: скважинное (УЭЛН, УШГН, ВН и др.); система ППД; энергетическое; нефтесбор; блок химизации и т.д. Ожидаемый эффект достигается за счет повышения наработки на отказ, снижения простоев скважин и соответственно недоборов по нефти, снижения затрат на логистику, обслуживание и др. Текущий статус – разработана методология работы системы. Данный проект имеет несколько подпроектов: «Блочно-модульная станция управления» (создание блочного варианта исполнения наземного электрооборудования); «Система пограничных вычислений» (проведение расчетов и моделирование процессов добычи на кустовой площадке); «Модуль прогнозирования скважинных осложнений» (система прогнозирования и подбора мероприятий).

М.А. Троянц, заместитель начальника производственного отдела добычи нефти ПАО «Сургутнефтегаз» представил два доклада. В первом он доложил об опыте применения электропогружного оборудования на малодобитном фонде скважин и раскрыл методiku выбора малодобитных установок, подготовленную специалистами Сургутской ЦБПО ЭПУ.

Из доступных ЭЦН по графикам номинальных напорно-расходных характеристик (НРХ) производится выбор с условием, что НРХ должна соответствовать ожидаемому дебиту жидкости и ожидаемому динамическому уровню жидкости в скважине при эксплуатации и находиться максимально близко к точке, соответствующей ожидаемому дебиту жидкости и ожидаемому динамическому уровню жидкости в скважине при эксплуатации.

Данная методика была использована для подбора УЭЛН к 50 скважинам, результаты внедрения положительные.

Кроме этого, был рассмотрен вопрос оценки результатов испытания УЭЛН производительностью 10 м³/сут. Испытывались две модификации с различной конструкцией рабочих органов (трехкомпонентная ступень с валом 10 мм и двухкомпонентная ступень с валом диаметром 17 мм), результаты испытаний положительные, скважины выведены на постоянный режим работы с дебитом в диапазоне 9–10 м³/сут.

Обобщена информация об опыте эксплуатации погружных центробежных насосов с открытым колесом ступени – средняя

РИС. 4. Слева направо: Ш.Р. Агеев, Н.Н. Пекарников, Р.С. Камалетдинов, Г.Р. Мухаммадеев



наработка на отказ 463 сут. по 197 установкам (ЭЦНО 20), однако есть конструктивные недостатки, влияющие на повторное использование рабочих органов и требующие доработки.

Еще одна новинка – внедрение регулируемой штурманской колодки с электроприводом, управляемой по системе телемеханики. Но, учитывая требовательность к монтажу и последующей эксплуатации, данный подход не будет иметь продолжения в том виде, как было представлено.

Максим Андреевич поделился результатами внедрения плунжерных установок с линейным приводом. На сегодняшний день представлено оборудование трех различных производителей. При этом имеются значимые конструктивные различия, которые по-своему влияют на результаты испытаний. Обобщая тему погружных установок с плунжерным насосом и линейным приводом, можно сказать, что имеется потенциал для применения их на маломощном фонде. Но нужно учитывать штучное производство и необходимость выбора данного решения как вида эксплуатации на целевом фонде. В испытаниях участвовали установки следующих производителей: ООО «ЭЛКАМ» – испытания завершены с отрицательным результатом; ООО «Рустмаш», ООО «ПК«Борец» – работа продолжается.

Во втором докладе Максим Андреевич проинформировал о проведенной в последние годы

в ПАО «Сургутнефтегаз» работе с солеобразующим фондом скважин. Фонд скважин, оборудованных УЭЛН, за последние 5 лет вырос на 11%, увеличилась глубина спуска, снизился динамический уровень. В совокупности с другими факторами это привело к тому, что доля эксплуатируемых УЭЛН в осложненных условиях достигла 58%.

Была проведена большая работа с привлечением собственного института «СургутНИПИнефть» по анализу солеобразующего фонда скважин, рассмотрены и систематизированы причины отказов скважинного оборудования по компонентам, определены причины возникновения солеотложений для каждого из видов солей ($BaSO_4$; $CaCO_3$; $FeCO_3$; $NaCl$; $CaSO_4 \cdot 2H_2O$), выявлены критичные режимы эксплуатации, создана методика прогнозирования и др. В результате были подготовлены конкретные мероприятия по снижению количества отказов по причине солеотложений, которые вошли в общую программу увеличения наработки на отказ.

Далее были приведены примеры проведенных мероприятий – уточнены правила освоения скважин и регламент применения технологических жидкостей, включающие: применение среднедебитных технологических УЭЛН для первичного освоения скважины (далее спускается установка, подобранная под характеристики скважины);

замещение объема скважины на раствор 1,01 г/см или подготовленную нефть; вывод на режим в периодическом режиме, а также применение станций управления с частотным регулированием; контроль содержания мехпримесей; применение технической соли для приготовления жидкости глушения с пониженным содержанием сульфат-иона (не более 0,16%); ударная дозировка ингибитором солейотложений при запуске и профилактическая при эксплуатации и др.

В результате проведенных работ достигнуто улучшение эксплуатационных показателей фонда: при общем росте доли маломощного фонда скважин в общем количестве скважин более чем на 25%, доля разбираемых установок с признаками солеотложений снизилась более чем на 30%, а с отказом по этим причинам почти на 60%.

Средняя наработка на отказ разобранных установок выросла на 27%, при этом на солеобразующем фонде – на 30%, средний показатель по солеобразующему фонду более 700 суток.

Е.А. Кибирев, заместитель директора по иностранным активам ООО «ПК«Борец» представил доклад на тему «Зарубежная практика анализа надежности погружного оборудования». В нем он проинформировал об отличиях контрактования за рубежом, привел современную схему анализа отклонений (отклонение – 1 факт последствий – выявление корневых причин – коррекция – нормализованная ситуация), описал применение стандарта API RP 11S1 Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Teardown Report в котором приведены:

- типовые схемы оборудования с указанием контрольных точек, подлежащих анализу технического состояния при разборе;
- описание типовых неисправностей и признаков;
- классификация данных по источникам происхождения: объекты, события, компоненты, виды работ, общие наблюдения и т.п.;
- коды фиксируемых наблюдений при обследовании оборудования;

- шаблонные формы чек листов;
- типовая структура данных;
- типовые причины отказов;
- типовые механизмы выхода из строя;
- структура итогового заключения.

API RP 11S1, как правило, используется при заключении контрактов и позволяет упростить процедуры, а также создать базу данных по эксплуатируемому оборудованию и облегчить общение с компанией-заказчиком. Компания «Борец» использует программный продукт EHS Insight, который имеет возможность настройки под любые задачи управления качеством, формировать необходимые базы данных, отчетные формы, контролировать выполнение мероприятий, проверок, обучений и т.д.

Один из блоков программы QE (Quality Event) – событие по качеству, любой факт несоответствия, подлежащий учету и управлению (отказы оборудования в скважинах, несоответствия при ПСИ, брак изделий при приемке, простой скважин или бригад, повреждения продукции или упаковки при неправильном хранении и транспортировке, некорректное оформление документации и др.).

После обнаружения причин отказа оборудования в описании к результатам разбора узла указываются: техническая характеристика узла, номер партии, серийный номер; общее внешнее состояние узла, наличие внешних повреждений или загрязнений; замеры функциональных параметров, если таковые нормируются технологией; фактическое состояние конструктивных элементов и деталей узла, указанных в шаблоне формы разбора; подробные и качественные фотоматериалы – свидетельства описываемых признаков состояния узлов и деталей; дополнительные сведения, значимые для установления точной причины выхода из строя. В электронном виде прикрепляются документы, отражающие все этапы работ с оборудованием: расчет дизайна УЭЦН на несколько сценариев работы скважины; протоколы испытаний узлов; наряды на комплектацию и монтаж на скважине; отчеты по монтажу, СПО, запуску в работу и выводу

на режим; отчеты по устранению осложнений или фиксации отказа; отчеты по подъему и демонтажу; журналы данных из архивов станции управления, наземных блоков телеметрии, системы телемеханики; журналы параметров работы скважины, полученные от заказчика.

Таким образом EHS Insight дает возможность:

- дистанционного получения необходимой экспертной поддержки без привязки к региону сервисного проекта;
- распределения функций – региональный персонал в первую очередь производит сбор необходимых документов, предварительный анализ с описанием наиболее вероятных предполагаемых причин и механизмов выхода из строя, проводит процедуру разбора и публикацию данных материалов посредством EHS Insight;
- отслеживания менеджерами по качеству и владельцами процессов каждого нового события, зарегистрированного в системе; полноты и достоверности описания событий, сроков выполнения этапов расследования, корректности занесения данных, наличия необходимых документов, отчетов, журналов данных, выполнения корректирующих мероприятий, корректности выводов и расчетов убытков;
- беспрепятственной онлайн-поддержки региональных команд со стороны глобального инжиниринга и служб качества других производственных центров;
- создания накопительной базы данных по отказам с возможностью статистического анализа по заданным критериям;
- формирования отчетов стандартной формы с возможностью быстрого открытия приложенных фотографий и документов в исходном формате по гиперссылкам.

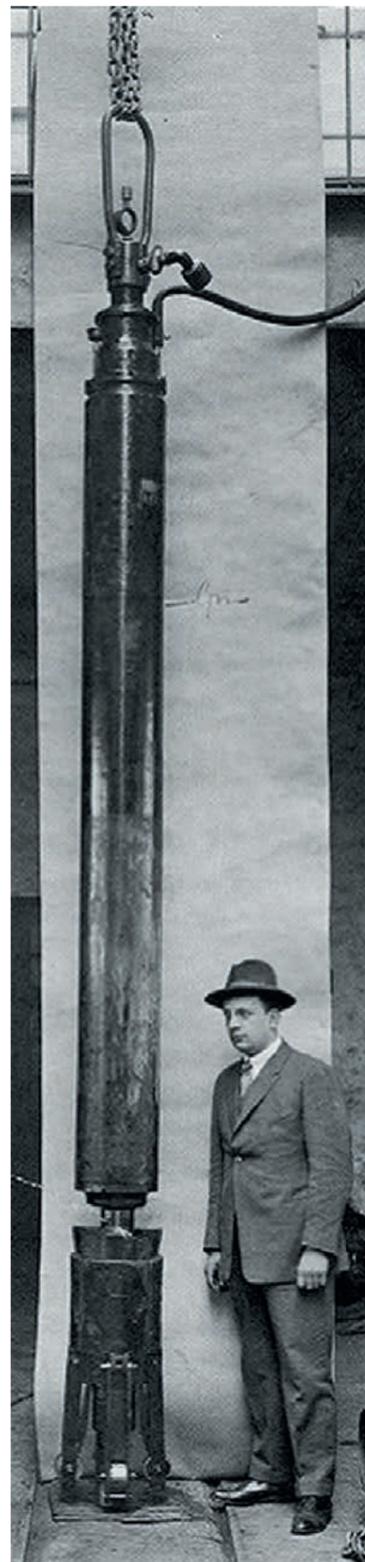
Н.Н. Пекарников, Почетный член экспертного совета по механизированной добыче нефти выступил с докладом «Как это все начиналось... История механизированной добычи нефти».

В нем представлена информация об изобретателе погружного центробежного насоса для добычи нефти, основателе компании REDA, российском инженерере А.С. Арутюнове. В следующем году исполняется 130 лет со дня рождения Армаиса Саркисовича, он родился 21 июня 1893 г. на Кавказе.

Армаис Саркисович прошел обучение в Тифлисе и ростовском политехникуме, после практики на апшеронских нефтепромыслах он придумал устройство для электробурения скважин, которое далее трансформировал в погружную установку для добычи нефти. Первые скважинные испытания состоялись в 1910 г. в Баку, их результаты подтвердили, что новый скважинный насос превосходит по добычным характеристикам привычный всем штанговый. Для организации производства своего детища молодой Армаис Саркисович в 1911 году основал компанию русский электродвигатель Арутюнова (РЭДА).

В 1919 г. Арутюнов эмигрировал в Германию, в 1923 г., узнав про американский нефтяной бум, переехал в Калифорнию, чтобы там развивать свое изобретение, но первоначально ожидаемого успеха не получил. Лишь в 1926 году первая в Америке погружная установка была запущена в работу на канзасском месторождении El Dorado. После этого Арутюнов запатентовал изобретение и обосновался в активно растущей добычной Оклахоме, городе Бартсвилле, там он и привлек для развития бизнеса серьезного инвестора «Филипс петролеум». В 1928 г. под крылом «Филипса» Арутюнов образовал компанию «Барт Мануфактуринг» с мастерскими и сервисным центром, который обслуживал оборудование компании на скважинах. Теперь у Арутюнова была компания полного цикла: инженеры-конструкторы, технологии производства узлов, организация применения и внедрения оборудования в скважинах, контроль эксплуатации, ремонт, расследование и анализ причин отказов. По существу, это было первое сервисное предприятие в области УЭЦН. В 1930 г. Арутюнов переводит «Барт мануфактуринг» в его зарегистрированную еще

РИС. 5



в Германии компанию «РЭДА Памп». В собственности РЭДА были не только мастерские и сервисные центры, но и права на патенты Арутюнова в области нефтедобычи, а у него было под сотню изобретений. Смерть застала

РИС. 6



Арутюнова в своем доме, он умер в феврале 1978, ограда его дома в Бартесвилле сделана из насосных валов и украшена нирезистовыми рабочими ступенями ЭЦН.

Через долгие годы вернулось изобретение Арутюнова и в Россию. Во время войны в 1943 году 53 УЭЦН фирмы «РЭДА Памп» были переданы по ленд-лизу США в СССР, которые в дальнейшем успешно использовались на месторождениях Татарии и Башкирии. Конечно, были изучены советскими специалистами, в том числе Александром Антоновичем Богдановым, который через 6 лет в составе делегации советских ученых и специалистов побывал у Арутюнова в Бартесвилле. По некоторым источникам, именно тогда Армаис Арутюнов, совершив жест доброй воли, передал Богданову чертежи на установку. 20 декабря 1949 года на техническом совещании в Министерстве нефтяной промышленности СССР Богданов подробно изложил историю развития погружных насосов в США, их технические характеристики, эксплуатационные и экономические показатели, область применения и практику их обслуживания. Там же был подведен опыт эксплуатации установок, полученных по ленд-лизу. По итогам совещания почти через год, 27 сентября 1950 года был издан приказ министра нефтяной промышленности Н.К. Байбакова «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную промышленность». Было создано Особое конструкторское бюро по бесштанговому насосу (ОКБ БН), согласно приказу

его начальником был назначен Богданов А.А., который руководил этим конструкторским бюро бессменно 27 лет. При активной технической поддержке ОКБ БН в СССР была создана могучая индустрия производства установок погружных центробежных насосов.

С докладами также выступили Л.В. Воробьева («РЕАМ-РТИ»), А.А. Юкин («Алмаз-Нефтесервис»); А.С. Нуштаев («ЭЛКАМ»); Н.Н. Тепеличко («Томскнефть» ВНК); Д.М. Милушкин («Арт-Оснастка»); Д.М. Плотников («ЭКСПОС»); А.Н. Лищук («ГМС Нефтемаш») и др.

В рамках конференции состоялся круглый стол «Эксплуатация малодебитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности», который провели Р.С. Камалетдинов и М.И. Кузьмин.

Были рассмотрены три вопроса:

- Новые подходы инновационной деятельности нефтяных компаний: развитие инструментов открытых инноваций.
- Существующие проблемы и перспективы развития периодической эксплуатации скважин: достигнутый предел по эксплуатации, лучшие практики.
- Малодебитные установки – недостаток предложений или отсутствие спроса?

В ходе дискуссии были высказаны следующие мнения (Камалетдинов, Кузьмин, Воробьева, Троянц, Мухамадеев, Баталов и др.):

- Количество стартапов с решениями для добычи нефти является недостаточным при наличии широкого круга проблем

- Поиск финансирования для стартапов, изобретателей остается наиболее сложной проблемой, в то же время меняются подходы нефтяных компаний, например, несколько лет назад появился венчурный фонд «Новая индустрия» и акселерационная программа INDUSTRIX, созданные с участием компании «Газпром нефть», проводятся акселераторы, в которых есть запросы по нефтегазовой тематике (пример технологический акселератор компании «Алмаз-Антей»)

- Появляются примеры организации новых форм взаимодействия – пример компании «Газпром нефть» (определяются вызовы, формируется технологическая гипотеза, создается технологический проект, далее проводится НИОКР, готовится техническое задание, которое выставляется на открытый отбор). Определяется компания-партнер, с которой заключается договор, в рамках которого описываются права на интеллектуальную собственность, конструкторскую документацию, условия финансирования и т.д. Дальнейшее развитие событий после проведения ОПИ при условии положительных результатов – это отдельный проект по тиражированию с использованием других инструментов рынка инноваций. Коммерциализацией проектов занимается отдельное подразделение компании «Газпром нефть».

По второму и третьему вопросам – очень важно обеспечить выбор конкретного оборудования с учетом его характеристик, режима периодики с учетом классификации по категориям («Технологический» для вывода на режим; «Эксплуатационный» – снижение притока из пласта, низкий приток из пласта, режим малодебитной периодической эксплуатации, режим кратковременной периодической эксплуатации, режим с возможной оптимизацией и др.), при этом необходимо разработать ряд руководящих документов, определяющих порядок работ с периодическим фондом скважин на всех этапах, причем эти документы нужно постоянно актуализировать по мере накопления опыта; необходимо ставить задачи перед заводами-изготовителями; есть

опасение потери связи с фондом скважин инженеров-технологов при их перемещении в центральные группы (ЦИО и др.); при подборе режимов работы периодических скважин нужно учитывать загрузку трубопроводов с использованием программных продуктов; за последние 15 лет на рынке появились десятки новых образцов малодебитных установок для добычи нефти, однако лишь одна-две компании сумели выйти на серийное изготовление и тиражирование; широкое внедрение периодической эксплуатации повлияло на внедрение малодебитных насосов, однако для них есть определенная ниша на рынке; совокупная стоимость владения является одним из основных критериев использования; для производителя нужен гарантированный сбыт; есть примеры применения определенной стратегии контрактования, позволяющая заранее определить гарантированные объемы после прохождения ОПИ; данный вопрос тесно перекликается с первым, то есть разработка новых видов оборудования, в том числе малодебитных установок, требует финансирования, в том числе с использованием всех инструментов открытых инноваций (конкурс, акселератор, венчурное инвестирование и др.); существует недостаток обмена опытом между нефтяными компаниями; недостаток информации о новинках, размещенной в отраслевых журналах.

Во второй день конференции автор провел мастер-класс «Азбука инноваций», а также была организована выездная сессия в инновационном центре «Сколково». Программа включала:

1. Экскурсию по Технопарку «Сколково». Знакомство с инновационными разработками стартапов.
2. Экскурсию по территории инновационного центра «Сколково» (Сколковский институт науки и технологий, Сколтех; Международная гимназия «Сколково»; Международный Московский Медицинский Кластер, МММК; Офисные центры Matrex и Гиперкуб; НИОКР-центры ключевых партнеров «Сколково»).
3. Экскурсию по Московской школе управления «Сколково».

По итогам работы конференции был сформирован Протокол конференции:

- Считать достигнутыми основные цели конференции – обмен опытом снижения затрат на добычу нефти из малодебитных скважин, обучение современным подходам испытаний новых видов оборудования и технологий, обсуждение новых направлений повышения эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин.
- Экспертному совету по механизированной добыче нефти проработать вопрос создания документа по расследованию причин отказов оборудования для добычи нефти и российской программы с функциями создания базы данных, проведения анализа, формирования отчетов, онлайн-доступа и поддержки и др. Ответственные Р.С. Камалетдинов, Е.А. Кибирев. Срок – декабрь 2022 г.
- Рекомендовать АНО «ИНТИ» при создании и рассмотрении стандартов в области механизированной добычи нефти включать в создаваемые рабочие группы представителей всех крупных нефтяных компаний, заводов-изготовителей, вузов; внести изменения в процедуру рассмотрения и утверждения стандартов; улучшить информационную поддержку в чате рабочих групп на сайте.
- Экспертному совету по механизированной добыче нефти организовать проведение круглого стола «Прогнозирование отказов скважинного оборудования». Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок – 1 квартал 2023 г.
- Экспертному совету по механизированной добыче нефти дополнить раздел «Результаты ОПИ в нефтяных компаниях», «История развития отечественного оборудования для добычи нефти» сайта Экспертного совета информацией, представленной на конференции. ●

KEYWORDS: *mechanized production, oilfield service, well fund, mining equipment, startup.*

Рождественские праздники – самое волшебное время в году. Где провести их не только с наслаждением, но и с пользой для всей семьи? В канун нового 2023 года лучшие отели российских курортов предлагают насыщенную программу и праздничную атмосферу



ODISSEYA Wellness Resort:

В лучших традициях европейских курортов

Превентивная медицина – основа красоты и здоровья

Оазис медицины высшего уровня
Филиал израильской клиники Nadassah в инновационном центре Сколково помогает в решении любых проблем со здоровьем

Новогодние каникулы в **Cosmos Sochi Hotel**



ОДИССЕЯ
Wellness Resort

ODISSEYA Wellness Resort в лучших традициях оздоровительных курортов

Уже четверть века в предгорьях южного склона Главного Кавказского хребта, в самом экологически чистом и уютном районе Сочи, поселке Лазаревское, знаменитом своим мягким средиземноморским климатом и обилием экзотических растений, принимает своих гостей оздоровительный комплекс ODISSEYA Wellness Resort.

Это единственный отель в этом районе, предлагающий отдых высокого класса с богатым выбором развлечений для взрослых и детей, а также с передовыми возможностями современного санаторно-курортного оздоровления. Курортно-медицинское подразделение комплекса располагает современным диагностическим кардиологическим оборудованием экспертного класса, исследования на котором проводят ведущие кардиологи из Международного Центра Сердца (г. Санкт-Петербург).

В 300 метрах от основного корпуса находится собственный песчано-галечный пляж протяженностью 150 метров, который входит в пятерку самых чистых пляжей побережья. Гордость проекта – дендрологический парк, занимающий территорию в шесть гектаров. Отель утопает в пышной субтропической зелени: здесь растут более 400 видов растений, в том числе 82 уникальных и не встречающихся в других местах Черноморского побережья.

На берегу Черного моря в окружении этой пышной субтропической природы ODISSEYA Wellness Resort приглашает встретить новый, 2023-й год.

В главную ночь года гостей курорта ждет интерактивно-юмористическое шоу «Пока, 22!» На создание волшебного настроения будут брошены лучшие творческие силы, и в первую очередь – коллектив театральной мастерской «Группа риска» (СПб) под руководством Клима Старкина. Популярный комедийный актер, режиссер, лауреат международного фестиваля юмора и сатиры «Золотой Остап» собрал команду из ярких звезд телеканалов ТНТ и СТС, которые знают, как наполнить новогоднюю ночь смехом, радостью и предвкушением чудес.

В праздничной программе, которая пройдет в ресторане «Екатерина Великая», – эстрадные скетчи, юмористический интерактив, танцевальные шоу-номера, дискотека под популярные мелодии от кавер-бенда и красочный новогодний салют.

Специальное шоу для детей не оставит ни единого шанса заскучать. В новогодней программе семейный интерактивный спектакль-капустник «Золушка», театрализованные сказки «История одной елочной игрушки» и «Волшебная Жемчужина Одиссеи». Гостей ждут красочные костюмы, зажигательная шоу-программа, новогодний подарок каждому участнику, подарок за лучший костюм, дискотека, фейерверк из конфетти, сладкий бар, фотограф.



И, конечно, какой Новый год без изобильного застолья? На столах найдется место и традиционному оливье с селедкой под шубой, и эксклюзивным авторским блюдам от шефа, и кружащему голову шампанскому.

До встречи в новогоднюю ночь!

Превентивная медицина – основа красоты и здоровья



В центре исторического курорта города Кисловодска расположен **MediSpa-отель MAYRVEDA Kislovodsk 5***, где лучшие специалисты реализуют уникальный подход к оздоровлению и детоксу

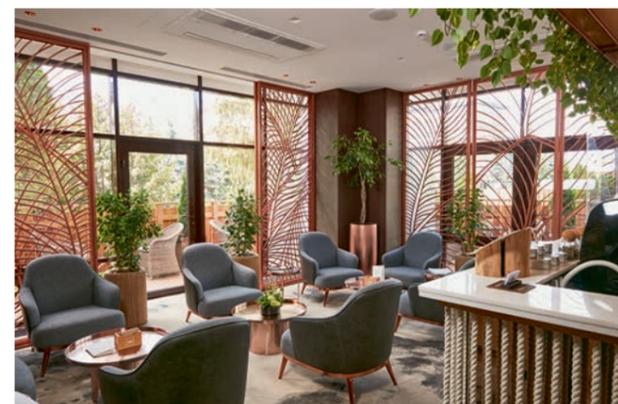
MediSpa-отель MAYRVEDA Kislovodsk 5* входит в ассоциацию оздоровительных отелей мира Healing Hotels of the World, членством в которой гордятся лучшие MediSpa-отели по всему миру, специализирующиеся на оздоровительных программах. Этот высокий статус воплощен в концептуальных подходах по оздоровлению организма, основанных на превентивной медицине. Именно мастерство врачей MAYRVEDA Kislovodsk, предотвращающих болезни и восстанавливающих здоровье гостей благодаря диагностике, персонализированной медицине самого высокого уровня, а также обучению принципам здорового питания и образа жизни, выгодно отличает Medical SPA от обычных санаториев и курортов.

Применяемая методика уникальна не только для России – аналогов ей нет больше нигде в мире. Секрет этой уникальности в синергетическом эффекте, получаемом из сочетания трех компонентов: современной авторской методики австрийского доктора Ф.К. Майера, принципов древнеиндийского учения о жизни – аюрведы и неповторимых природных ресурсов Кавказских Минеральных Вод, целебным и восстановительным силам которых доверяли свое здоровье российские императоры. Сегодня их чудодейственные свойства в сочетании с уникальными медицинскими программами открывают новые возможности для посетителей MediSpa-отеля MAYRVEDA Kislovodsk.

Терапия доктора Майера

Ф.К. Майер большую часть своей жизни (а прожил он 90 лет) посвятил работе в европейских санаториях, специализирующихся на лечении заболеваний пищеварительной системы. Результатом многолетнего исследования стал метод, пользующийся сегодня огромной популярностью среди тех, кто со всей трепетностью относится к собственному здоровью. В основе его концепции – методы, направленные на оздоровление кишечника, являющегося ключом к здоровью и красоте. Формулируя основные принципы своей концепции, доктор Майер разработал особый режим питания, который поддерживает самовосстановление организма путем регенерации пищеварительной системы. Сегодня эти принципы легли в основу направления, известного как Майер-медицина.

Врачи MediSpa-отеля MAYRVEDA, являющегося официальным центром Майер-медицины, – сертифицированные майер-терапевты, в команду которых также входит президент Международного общества Майер-терапевтов доктор Сепп Фегерль. Для системной общей детоксикации в MediSpa-отеле применяют специальные медицинские процедуры, в том числе мануальную терапию по Майеру. А для закрепления детокс-эффекта предлагают разнообразные спортивные занятия, в которых гостей сопровождают опытные наставники – инструкторы и фитнес-тренеры. Кроме того, гости MAYRVEDA достигают психологического равновесия благодаря информационному детоксу, идеальному сну и релакс-процедурам.



РЕКЛАМА

Индийская мудрость

Во всех медицинских программах MAYRVEDA Kislovodsk реализуются фундаментальные принципы, заложенные в древнеиндийском учении о жизни – аюрведа. Согласно аюрведе, в каждом человеке уникальным образом сочетаются три силы – доши. Пока они находятся в равновесии, тело человека здорово и красиво, но их дисбаланс приводит к разного рода недугам.

В MediSpa-отеле это направление курирует бакалавр университета Керала, доктор Вигнешвар Виной. Работающие под его руководством специалисты аюрведы также прошли обучение в Индии. Благодаря их профессионализму традиционная система индийской медицинской науки была успешно интегрирована в инновационную медицинскую концепцию MAYRVEDA.

Сила стихий

Четыре могучие стихии определяли жизнь человечества с самого ее сотворения. Человек так и не приручил их, но научился использовать их силу. Целебные свойства воды, земли и воздуха Кавказских Минеральных Вод уже много веков щедро одаривают оздоровительным эффектом гостей региона. В MediSpa-отеле также используют их целительную энергию: природный нарзан поступает непосредственно из источника, грязи озера Тамбукан применяют в SPA-процедурах, на территории крупнейшего в Европе рукотворного Кисловодского национального парка гости занимаются скандинавской ходьбой с тренером.

Правила здорового питания MAYRVEDA Kitchen

Бережный детокс – основа медицинских программ, а самая важная его часть – питание.

Ресторан высокой кухни MAYRVEDA Kitchen, создан для современных людей, которые заботятся о своем здоровье. Сбалансированное питание высококачественными вкусными продуктами – это самый приятный способ восполнения внутренних ресурсов. А пользу к удовольствию добавляет особый способ приготовления блюд, основанный на максимальном сохранении микроэлементов и витаминов. Вся система питания MAYRVEDA Kitchen позволяет полностью разгрузить пищеварительную систему и очистить организм от токсинов.

MAYRVEDA Kislovodsk – это больше чем MediSpa-отель, это новый образ жизни.

Ключевые принципы MAYRVEDA Kislovodsk – диагностика, детоксикация, восстановление энергетического баланса, естественной красоты и модификация образа жизни.

ПРОГРАММЫ ОТ 3 ДО 28 ДНЕЙ

План Discovery позволяет открыть для себя концепцию MAYRVEDA за короткий период времени.

Classic программа базовой интенсивности.

План Advanced в полной мере раскрывает потенциал MAYRVEDA

Специальные модули для фокуса на личных целях и усиления эффекта оздоровления:

Weight Management – для тех, кто хочет сконцентрироваться на моделировании фигуры

Ayurveda – продвинутое погружение в древнеиндийское учение

Ortho направлен на лечение позвоночника и суставов

Mind & Body – для желающих достичь баланса духовных и физических сил

Доступны комплексные чек-апы всего организма: благодаря профессиональному диагностическому оборудованию можно узнать все подробности о здоровье легких, сердца или эндокринологический статус.

Забронировать оздоровительную программу, модули и чек-апы:

🌐 mayrveda.ru

☎ 7 800 555 74 97

✉ reservations@mayrveda.ru

Узнать больше о MAYRVEDA:

📱 @mayrveda



РЕКЛАМА

Оазис медицины высшего уровня

Филиал израильской клиники Hadassah в инновационном центре Сколково помогает в решении любых проблем со здоровьем

По данным Ассоциации медицинского туризма и экспорта медицинских услуг, до 100 000 россиян ежегодно выезжали на лечение за рубеж. Сегодня поездки в другие страны связаны с объективными сложностями. Однако для того, чтобы получить помощь по стандартам развитых стран, не обязательно куда-то выезжать, ведь на территории Международного медицинского кластера в Сколково работает официальный филиал всемирно известного университетского госпиталя Hadassah (Иерусалим).

Этот медицинский центр с более чем 100-летней историей аккумулирует лучшие мировые компетенции и практики. Так как кластер работает в рамках специального федерального закона, Hadassah может использовать новейшее оборудование и препараты последнего поколения, еще не зарегистрированные в России.

Hadassah в Сколково – это многопрофильный клинично-диагностический центр и госпиталь с дневным и круглосуточным стационаром площадью 25 000 м². Комплекс зданий построен по канонам архитектуры и дизайна исцеляющей среды, вся его инфраструктура ориентирована на максимальный уровень комфорта для пациентов как при амбулаторной помощи, так и при размещении в стационаре.

В клинике установлено передовое оборудование и используются новейшие технологии, а лабораторное подразделение проводит, в том числе, исследования в сфере генетики и молекулярной биологии, не имеющие аналогов в России. Но самое главное в любом медицинском учреждении – это, конечно, специалисты. Международная команда врачей высочайшего уровня из России, Израиля и других стран ориентирована на предупреждение и раннее выявление угрожающих жизни заболеваний с помощью комплексных скринингов (check-up) и персонализированных обследований. Причем эти обследования могут проводиться по заказу корпоративных клиентов для их сотрудников.

Врачи Hadassah в Сколково решают проблемы любой сложности мультидисциплинарно, с выбором наиболее эффек-

тивных и щадящих схем лечения. Медицинская помощь премиального уровня оказывается по 22 направлениям. Среди них – аллергология, гастроэнтерология, гинекология и маммология, дерматология, кардиология, ортопедия, неврология, урология, эндокринология и др. В Hadassah работает педиатрическое отделение, где самым маленьким, но самым важным пациентам помогают расти здоровыми и счастливыми.

Особо следует отметить онкологический профиль, ведь Hadassah известна своими методами профилактики ранней диагностики и лечения рака. На какой бы стадии не протекала болезнь, специалисты имеют все возможности для обеспечения эффективной борьбы с ней, используя лучевую терапию, химиотерапию, проводя хирургические операции.

В госпитале Hadassah хирурги работают не только по онкологическому профилю – они оказывают весь спектр хирургических услуг, используя передовые методы, в том числе малоинвазивные вмешательства и циторедуктивные операции. Специалисты с международной репутацией и многолетней практикой успешно проводят хирургическое лечение по всем направлениям работы клиники.

В прошлом году клиника оказала почти 100 тыс. услуг, в текущем – уже в два раза больше. Пациенты приезжают в Сколково со всех уголков страны, при этом персонал осуществляет индивидуальное сопровождение, начиная со встречи в аэропорту. Ведь Hadassah – это не только медицинское учреждение, но и международный центр компетенций в сфере медицины. Весь персонал здесь проходит постоянное обучение и переобучение с привлечением ведущих экспертов из-за рубежа, а образовательный центр является одной из самых известных в России площадок по обмену опытом.

Неслучайно просторный атриум медицинского центра на Большом бульваре украшает произведение современного искусства – 16-метровая инсталляция «Continuous/Uninterrupted», символизирующая непрерывный процесс передачи знаний.

Новогодние каникулы в Cosmos Sochi Hotel



В канун Нового 2023 года легендарный отель, расположенный в самом центре Сочи, превратится в территорию чудес. 31 декабря в ресторане 4STARS состоится изысканный новогодний банкет. Основой праздничного настроения станут щедрое меню от шеф-повара, льющиеся рекой напитки, харизматичный ведущий вечера Артем Грибков (г. Москва) и яркое музыкальное сопровождение от кавер-группы Gagarin Project. Маленьких гостей мы также не оставим без внимания, специально для них мы пригласили Деда Мороза и Снегурочку, которые не только вручат свой подарок за исполненный стих, но и передадут тайный подарок от родителей.

Всю ночь напролет будем танцевать, подпевать любимым музыкальным хитам, веселиться с родными, получать новогодние подарки от отеля, смеяться вместе с зажигательными ведущими, встречать Новый 2023 год – и все в самом сердце Сочи!

А в канун рождественского сочельника вы можете выгодно продлить свои каникулы, используя промокод NEFTEGAZ

Для бронирования сканируй





РЕКЛАМА

Каждый мужчина желает знать, как жить долго и всегда быть успешным

Как быть здоровым и успешным в любом возрасте? И от каких смертельных болезней мы можем уберечь себя? Разбираемся с секретным «гуру» первых лиц государства Аленой Владимировной Секинаевой, к.м.н., эндокринологом, диетологом, главным врачом многопрофильного клинического центра Real Clinic



Секинаева Алена Владимировна
к.м.н., эндокринолог,
главный врач
многопрофильного
клинического центра
Real Clinic

– В последнее время наблюдается рост популярности чекапов: это грамотная профилактика или просто модный тренд?

– Организм человека – это не математика, и мы не можем учитывать только принятые «стандартные» показатели анализов. Поэтому даже если вас ничего не беспокоит, нет наследственных заболеваний, очень важно иметь отправную точку: то есть вашу личную историю гормонального статуса. Если речь о мужчинах, то крайне важно отслеживать показатели тестостерона в течение жизни.

Дело в том, что у мужчин 99% функций организма выполняет тестостерон, который влияет не только на уровень либидо, но и определяет степень амбиций, внутренней уверенности и готовности решительно действовать.

– Когда наступает эта «отправная точка»?

– Как правило, к нам в Real Clinic обращаются мужчины в возрасте 35+, когда у них появляются первые «звоночки» снижения уров-

ня половых гормонов. Безусловно, уровень гормонов не падает мгновенно, снижение происходит медленно и постепенно – примерно на 1% в год. Так, если у женщины наступление этого периода происходит более резко, то у мужчины это более поступательный процесс, и чем более качественно он подготовится к этому, тем более комфортно и активно он проведет вторую половину жизни.

– С какими запросами чаще всего обращаются пациенты?

– В этом аспекте уже не так принципиален гендер, потому что пациенты обращаются с четырьмя основными проблемами, которые являются основными факторами смертности на сегодняшний день. Если обобщить и выделить общие группы заболеваний (которые сейчас в профессиональной среде принято называть возраст-ассоциированные заболевания), то к ним относятся: сердечно-сосудистые заболевания, ожирение и сахарный диабет 2 типа, онкологические заболевания, и догоняет их болезнь Альцгеймера.

– Расскажите подробнее о причинах заболеваний, которые чаще других приводят к летальному исходу?

– К сожалению, большинство людей умирают от инсультов, инфарктов, тромбоэмболии, которые чаще всего имеют в основе атеросклероз. Говоря простым языком, избыточное накопление вредного холестерина в просвете сосудов.

В случае с сахарным диабетом основными триггерами выступают лишний вес и стресс – и здесь задача врача заключается в том, чтобы они не срабатывали, запуская механизм разрушительного воздействия.

В первую очередь, речь идет о стресс-протекции, нормализации режима питания и физической нагрузки. Так, довольно часто нарушение углеводного обмена протекает на стадии преддиабета бессимптомно. Поэтому так важно вовремя проконсультироваться у эндокринолога или гастроэнтеролога. Например, в нашем клиническом центре хирурги не назначают проведение липосакции без консультации эндокринолога, так как нередко бывает, что за лишними килограммами скрывается более серьезная причина, которую не устранить просто пластической операцией.

– Что вы можете сказать о методах профилактики онкологических заболеваний?

– Основная задача врачей в этом аспекте сводится к тому, чтобы выявить возможную патологию на ранней стадии – за счет применения специфических методов диагностики. В данном случае «специфичный» означает «точный», то есть специалист может рассчитывать на достоверность того или иного показателя при диагностике.

Например, мужчины могут сделать анализ крови ПСА (простатический специфический антиген) – это специфичный маркер, который показывает риск развития рака предстательной железы (его рекомендуется сдавать ежегодно мужчинам, начиная с 45 лет). Говоря о выявлении заболеваний на ранней стадии, хочется отметить широкие возможности ультразвукового оборудования центра Real Clinic, которое по мощности визуала (точности изображения) приравнивается к КТ. Кроме того, наш УЗИ-специалист, Светлана Юрьевна Турченко, является не просто «инженером», но именно диагностом с опытом работы более 30 лет. То есть если она увидит какую-то проблему, то обязательно объясняет, в каком направлении необходимо ее изучить, так что пациенты выходят с готовым планом действий.

– Получается, большую роль в ранней диагностике и профилактике играет подход врача?

– Медицина давно стала персонализированной. Кроме того, сегодня люди читают и изучают много информации о здоровом образе жизни, так что у меня даже появилось такое понятие, как «пациентововлеченность». Поэтому на консультации в большей степени решается вопрос об индивидуальном подборе рациона, БАДов,



определенного вида физической нагрузки, оптимального времени тренировок.

– Как проходит консультация в Real Clinic?

– Когда к нам обращаются, то каждый из клиницистов подходит к консультации комплексно, то есть рассматривает здоровье всего организма. Условно, эндокринолог не ограничится только рекомендациями по уровню гормонов.

Каждый специалист клинического центра Real Clinic собирает комплексный анамнез, дает рекомендации по питанию (ограничение трансжиров и простых углеводов) и, при необходимости, даже при терапевтическом направлении может перенаправить пациента к нужному узкому специалисту.

Грубо говоря, если мужчина оказался на приеме у эндокринолога, он проведет 90% работы за одну консультацию и назначит план процедур, программу питания и двигательной активности, выявит нутритивные дефициты – то есть даст конкретные рекомендации для восстановления сил и здоровья. Вам нужно сделать всего один шаг – записаться на прием к одному из наших клиницистов.

**Многопрофильный
клинический центр
Real Clinic**



Real-clinic.com



+7 (495) 665 25 23



Ул. Нижняя, 9



К. Дескальци

Нужно построить всю инфраструктуру, что увеличивает цену газа (о поставках газа в Европу через хаб в Турции – ред.)



К.-Ж. Токаев

На фоне реформирования глобальных логистических цепочек роль Каспийского моря резко возросла



Э. Блинкен

России нужно продавать энергоресурсы, чтобы страна, экономика продолжали функционировать



Я. Лapid

Израиль станет крупным поставщиком природного газа в Европу



И. Иконому

Предложение об установлении потолка цен в 275 евро не служит ни заявленным целям, ни амбициям европейских граждан



С. аль-Кааби

Установление предельных цен на углеводороды разрушит рынок



Ч. Лицзянь

США неоднократно злоупотребляли мерами экспортного контроля, принуждали союзников к участию в экономическом сдерживании Китая



О. Зипсе

Не заблуждайтесь, европейская автомобильная промышленность готова справиться с вызовом предоставления автомобилей с нулевыми выбросами



Э. Кинг

Увеличение стоимости жизни и цен электроэнергии – причины, по которым три четверти водителей не пересаживаются на электромобили

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ



+7 800 234 99 22 | chamovskikh.com | chamovskikh | г. Екатеринбург | КД «Тихвинъ», ул. Сакко и Ванцетти, 99 | ТЦ «Покровский пассаж», ул. Розы Люксембург, 4. Реклама

CHAMOVSKIKH
JEWELLERY HOUSE

