ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ • ДИСТАНЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА • РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

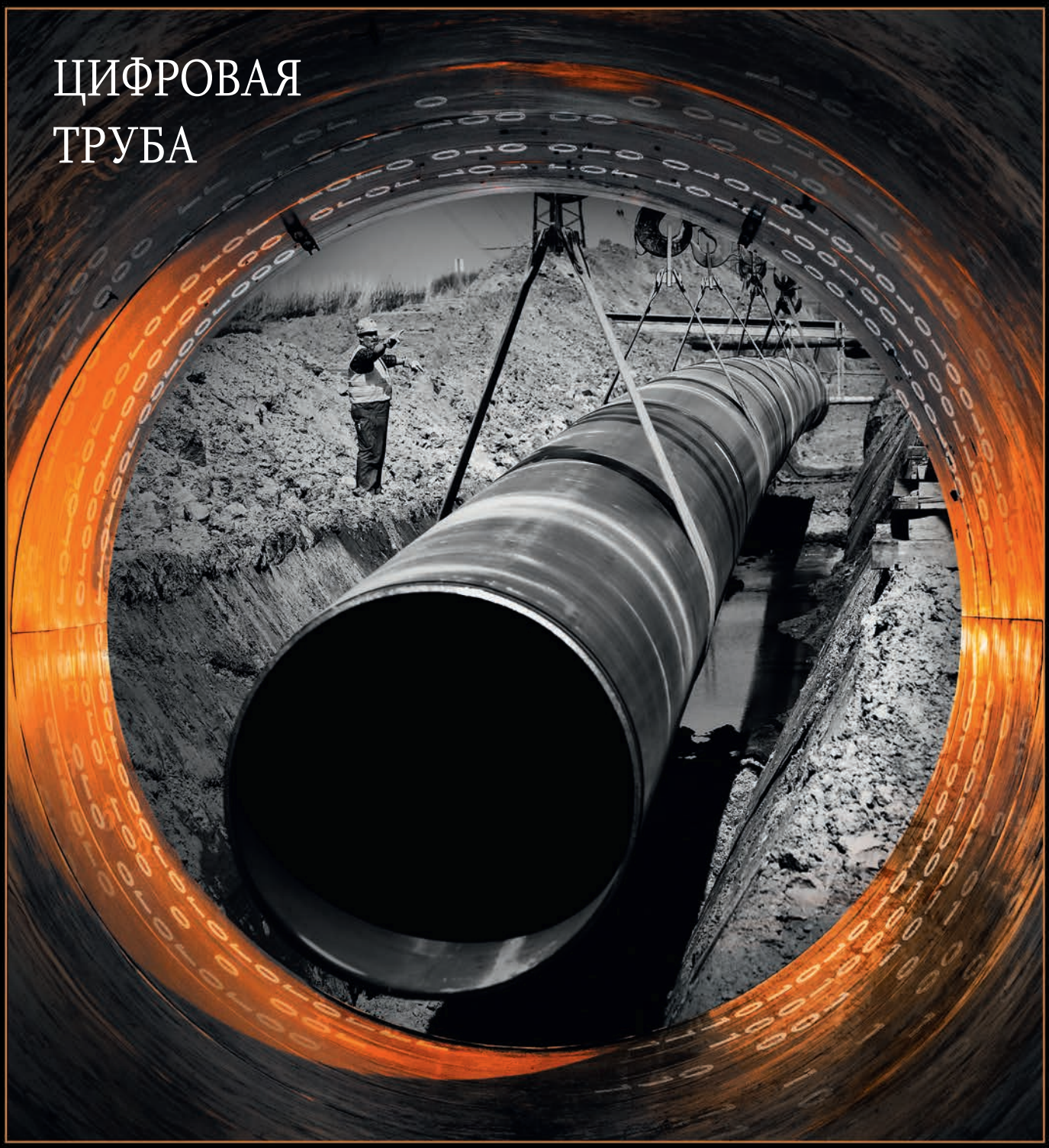
Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [96] 2019

ЦИФРОВАЯ ТРУБА



Входит в перечень ВАК

НЕДВИЖИМОСТЬ КЛАССА DE LUXE **#GATCHINAGARDENS**
НА РЕСПЕКТАБЕЛЬНОМ КУРОРТЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

GATCHINA GARDENS
РЕГИОНАЛЬНЫЙ КУРОРТ

БЕЗГРАНИЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ
WELLNESS&SPA

В ПРЕДМЕСТЬЕ ПЕТЕРБУРГА, В КУРОРТНОЙ ЛОКАЦИИ ВЫРИЦЫ,
В 25 МИНУТАХ ЕЗДЫ ОТ АЭРОПОРТА ПУЛКОВО И БИЗНЕС-ЗОНЫ
МОСКОВСКОГО РАЙОНА **#жизньнакурорте**

ЭСКРОУ-СЧЕТА ПАО «СБЕРБАНК»: **#жизньвпарке**
* БЕЗОПАСНОСТЬ ЛИЧНЫХ СРЕДСТВ ПРИ ПОКУПКЕ НЕДВИЖИМОСТИ
* ИПОТЕКА ПО МИНИМАЛЬНОЙ СТАВКЕ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА
ОБЕСПЕЧИВАЕТ ШВЕДСКАЯ КОМПАНИЯ MERX CONSTRUCTION

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, МОСКОВСКИЙ ПР., 175А

тел. (812) 374-90-90
www.gatchinagardens.ru

Цифровая труба

12

2019 год в нефтегазовом срезе

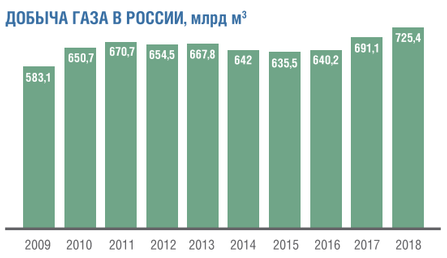
16

СОДЕРЖАНИЕ

Искусственные нейронные сети

46

Больше поездов – больше газа



68

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Точки бифуркации российской науки 6

«Сила Сибири» на старте 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Цифровая труба 12

ИТОГИ

2019 год в нефтегазовом срезе 16

Нефтехимия и нефтедобыча Татарстана в 2019 году 22

КАДРЫ

ССК открыла собственный учебный центр, оснащенный уникальным буровым тренажером 26

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Морспасслужба развивает оперативные возможности в Арктике 28

Прочная техника для экстремальных условий 32

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровой фундамент бизнеса для буровой компании 34

Оценка влияния усталостных дефектов коррозионного происхождения на прочность магистральных трубопроводов с позиции механики разрушения 38

Цифровая точность 44

Искусственные нейронные сети 46

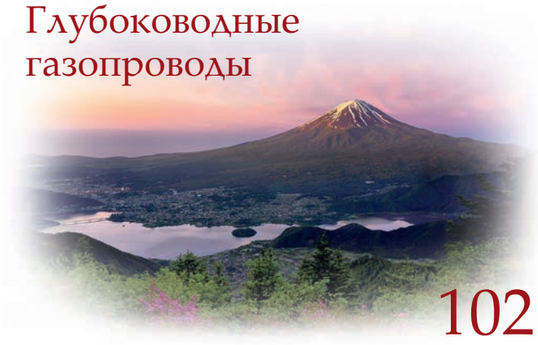
Ремонт магистральных трубопроводов

72

Дистанционная диагностика

94

Глубоководные газопроводы



102

Эффективная эксплуатация трубопроводов

106

КОНКУРС

Сотрудники филиала «Ремонт скважин» Сибирской Сервисной Компании заняли первое место в конкурсе «Газпромнефть-Хантоса» «Лучшая команда по управлению исполнением договоров» 54

Neftegaz.RU – победитель конкурса МЕДИАТЭК 56

ТЕХНОЛОГИИ

Технология откачки нефти, повышающая КПД 58

Очистка магистральных трубопроводов сложной конфигурации и переменного диаметра от отложений 64

ТРАНСПОРТИРОВКА

Больше поездов – больше газа 68

Ремонт магистральных трубопроводов 72

Планирование эффективной работы нефтепроводного предприятия 78

Бестраншейный ремонт 84

Расчет циклических нагрузок магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов 88

Строительство магистральных трубопроводов в российских болотах 98

Глубоководные газопроводы 102

Идентификация режима работы насосного агрегата 106

Эффективная эксплуатация трубопроводов 108

ОБОРУДОВАНИЕ

ГК ТСС – дизельные электростанции от лидера отрасли 112

ВЫСТАВКИ

Юбилейная выставка «Нефтегаз» и Национальный Нефтегазовый Форум в 2020 году 118

Нефтегаз Life 120

Классификатор 122

Цитаты 128

ЭПОХИ НГК

2269 лет назад

В 250 году до н.э. инженер Ли Бин изобрел ударно-канатный способ бурения скважин.

155 лет назад

В 1864 году в Кубанской области использовали паровую машину в качестве привода бурового станка.

149 лет назад

В 1887 году Д. Рокфеллер основал компанию Standart Oil Company.

146 лет назад

В 1873 году бакинский нефтепромышленник А. Тавризов разработал аппарат непрерывной перегонки нефти.

142 года назад

В 1877 году один баррель нефти на промыслах стоил 25 копеек.

134 года назад

В 1885 году компания Royal Dutch находит нефть на Суматре.

122 года назад

В 1897 году в Тихом океане в районе о. Сомерленд впервые опробовали бурение на море.

117 лет назад

В 1902 году в Росси применили вращательное роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости роторным способом.

97 лет назад

В 1922 году А. Капелюшников применил одноступенчатую гидравлическую турбину с планетарным редуктором.

94 года назад

В 1925 году на искусственно созданном острове в бухте Ильича, пробурили первую в СССР морскую скважину.

89 лет назад

В 1930 году был создан Московский нефтяной институт имени академика И.М. Губкина.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный технический университет

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

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

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

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

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

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

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

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

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

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

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

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

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тощев-Васильев
Юлия Коровочкина
Антон Пауль

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Выставки, конференции, распространение
Анна Хоменко

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Делопроизводство
Анастасия Боцул

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.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 «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

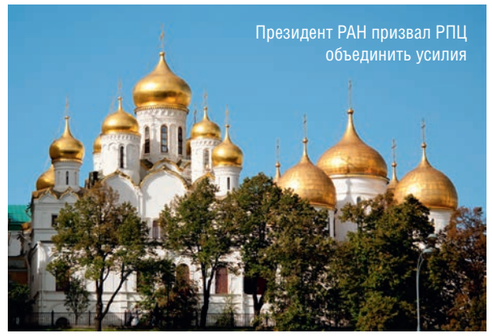
РЕКЛАМА

Российская нефтегазовая отрасль нуждается в научных достижениях

Минобрнауки предписало российским ученым получать специальное разрешение на встречи с иностранными коллегами

РОССИЯ
Главное

В России в 2020 г. ассигнований на популяризацию науки не предусмотрено


Президент РАН призвал РПЦ объединить усилия

Если у тебя есть яблоко и у меня есть яблоко, и мы обменяемся этими яблоками, то у каждого из нас будет одно яблоко... Если у тебя есть идея и у меня есть идея, и мы обменяемся этими идеями, то у каждого из нас будет по две идеи!

Б. Шоу

ТОЧКИ БИФУРКАЦИИ РОССИЙСКОЙ НАУКИ

Анна Павлихина

В этом году вышла книга Стивена Хокинга «Краткие ответы на большие вопросы». В предисловии к ней профессор Кип С. Торн, рассказывает, как в 1973 году взял ее автора с собой в Москву для встречи с группой российских ученых, возглавляемой выдающимся российским астрофизиком Я.Б. Зельдовичем, который мечтал пообщаться со Стивеном, но выезжать за границу многим российским ученым в разгар холодной войны было запрещено. «В Москве Стивен покорил ученых своими теориями… Самая большая ценность таких бесед в том, что они дают толчок новому направлению мыслей. Так произошло и со Стивеном. Он несколько месяцев размышлял над открытием Зельдовича – Старобинского, рассматривая его с разных сторон, пока в один прекрасный день его не озарила поистине гениальная мысль: после того как черная дыра перестает вращаться, она продолжает испускать частицы», – пишет Торн.

Так рождаются величайшие научные открытия, смещающие парадигму картины мира, они становятся достоянием всего человечества. Механизм появления менее глобальных, но не менее ценных для практического применения идей – точно такой же.

Учитывая задачи, которые стоят сегодня перед российской нефтегазовой отраслью – освоение шельфа и необходимость добычи нефти в условиях вечной мерзлоты, а также в условиях исчерпаемости углеводородных запасов, научные достижения становятся не только основой конкурентоспособности нефтегазовых компаний, но и непременным условием их дальнейшего существования.

В августе Минобрнауки предписало российским ученым получать специальное разрешение на встречи с иностранными коллегами, четко регламентировав саму процедуру встреч, по завершении которых должны быть предоставлены отчеты в министерство.

Ряд научных учреждений и вузов безропотно подчинились: то ли заинтересованности в контактах с иностранными коллегами нет, то ли понимания проблемы.

Но в Академии наук быстро поняли к чему это может привести и написали письмо с просьбой отменить правила об изоляции российских ученых: «Ограничения либо мелочная регламентация контактов ученых разных стран, не участвующих в секретных разработках, контрпродуктивны и ведут к изоляции и стагнации российской научной сферы», – говорится в документе, направленном в министерство.

Даже Д. Песков, комментируя происходящее, отметил, что это немного слишком, хотя убежден, что «зарубежные спецслужбы не дремлют и научно-промышленный шпионаж никто не отменял. 24 часа в сутки, семь дней в неделю он имеет место и нацелен против наших ученых».

В России, несомненно, много талантливых ученых, но ограничение контактов с иностранными коллегами, скорее обеднит нашу, российскую науку, нежели мировую.

В самом министерстве считают, что документ отражает общемировую практику. Но тенденция, скорее, обратная. Кроме того, опять же в противоположность мировой практике, в нашей стране наука совершенно не популяризируется. В частности, в 2020 г. ассигнований на подобные мероприятия не предусмотрено.

В целом по данным Института статистики НИУ ВШЭ, в 2020 г. планируется увеличить финансирование науки до 2,89%, что составит 2,77% расходов федерального бюджета. Это отличная цифра, но куда они будут направлены и будет ли смысл от этих вливаний, учитывая существующие подходы в организации деятельности научного сообщества – пока вопрос. «Бюджетные расходы – это проблема выбора приоритетов. Власти стремятся ставить и достигать краткосрочных целей, в то время как фундаментальная наука может не предоставить быстрых успешных результатов. Не случайно расходы России на фундаментальные исследования в процентах к ВВП намного меньше, чем в западных странах», – полагает научный руководитель Института экономики РАН Р. Гринберг.

В разные времена науку пытались уводить в разные стороны. И если призыв президента РАН к объединению усилий с РПЦ можно считать обычной нелепостью, то предложение изолировать российских ученых – уже очень тревожный звонок, который в свете происходящего звучит как-то по-вагнеровски.

«СИЛА СИБИРИ» НА СТАРТЕ

Денис Савосин

Президент России В. Путин и председатель КНР С. Цзиньпин запустят газопровод «Сила Сибири» в декабре в режиме телемоста. Начало поставок российского газа в Китай запланировано на декабрь 2019 г.

Изначально торжественный запуск газопровода был запланирован на 20 декабря, но дату перенесли на более ранний срок – 2 декабря.

Поставки газа по МГП Сила Сибири-1 в течение полугода будут идти в режиме пусконаладки, без гарантированных объемов, что зафиксировано в договоре.

В конце октября Газпром закончил заполнение нового газопровода газом, линейная часть объекта уже готова к поставкам в Китай. Газ с Чаяндинского НГКМ в Якутии доведен до приграничной газоизмерительной станции в районе г. Благовещенска. Таким образом, линейная часть газопровода подготовлена к началу трубопроводных поставок российского газа в Китай.

МГП Сила Сибири протяженностью 3000 км – крупнейшая система транспортировки газа на Востоке России – будет транспортировать газ Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай.

В настоящее время на основных объектах обустройства Чаяндинского НГКМ идут пусконаладочные работы, с опережением графика ведется бурение эксплуатационных скважин. На Ковыктинском ГКМ в Иркутской области, газ которого поступит в «Силу Сибири» в начале 2023 г., полным ходом идет эксплуатационное бурение.

21 мая 2014 г. Газпром и CNPC подписали 30-летний договор о поставках российского газа в Китай по восточному маршруту. Ежегодно в рамках договора планируется поставлять 38 млрд м^3 российского газа в Китай.

Рейтинги Neftegaz.RU

Датское энергетическое агентство долгое время не давало согласие на строительство в своих территориальных водах газопровода «Северный поток-2», аргументируя отказ угрозой для экологии и осложнением для перемещения судов. После двух с половиной лет Дания наконец-то дала разрешение. Реакция мировой общественности смешанная. Можно ли начинать радоваться?

Дания наконец-то дала разрешение на строительство в своих водах газопровода «Северный поток-2». Можно ли начинать радоваться?

- **23%** Да, если не будет новых поправок к газовой директиве ЕС
- **8%** Это безоговорочная победа, строительство Северного потока-2 не остановить
- **36%** Посмотрим, что будет через четыре недели, в этот период решение может быть оспорено
- **33%** Сначала надо достроить, потом радоваться

Основные «зеленые» электростанции в России построены китайскими, итальянскими и финскими компаниями. Но Минпромторг намерен запретить иностранным компаниям заниматься строительством в России элекстростанций, работающих на основе возобновляемых источников энергии. Как поступят предприниматели, если это произойдет?

Как поступят предприниматели, если Минпромторг запретит иностранным компаниям работу над российскими «зелеными» электростанциями?

- **59%** Продолжат сотрудничать обходными путями
- **11%** Воспользуются возможностью продвинуть российские проекты
- **23%** Будут вынуждены сократить производство из-за нехватки специалистов
- **7%** Это сильно порадует российских разработчиков, которые заполнят освободившуюся нишу на рынке

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

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

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

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

Электричество из мусора

Московская область начнет генерировать электроэнергию с помощью свалочного газа – на сегодняшний день Минэнерго МО уже провело конкурсные отборы 8 инвестиционных проектов по строительству в период до 2021 г. генерирующих объектов на полигонах твердых коммунальных отходов.

Производство газа простое, но технологичное. На специально построенном полигоне устанавливается газовая скважина, отводится конденсат, через полигонный газопровод газ поступает в газосборник, откуда по газопроводу доставляется до ТЭС.

Электрическая мощность таких объектов в совокупности составит более 19 МВт, с прогнозным объемом производства электроэнергии порядка 120 млн кВт*ч. Этого достаточно, чтобы обеспечить электричеством небольшой населенный пункт.

Проект будет осуществляться за счет внебюджетных источников.

Строительство подобных электростанций позволяет предотвратить выбросы свалочного газа в окружающую среду.

Газохимия в Арктике

ЛУКОЙЛ подумывает о реализации проекта по выпуску метанола, этана и СУГ на побережье Обской губы стоимостью более 600 млрд рублей. Компания рассматривает варианты проекта с участием Газпрома или Газпром нефти, однако данный вопрос пока находится на стадии обсуждения.

Газпром нефть думает о реализации проекта производства полиэтилена и полипропилена стоимостью порядка 1 трлн рублей, а ЛУКОЙЛ – проекта по выпуску метанола, этана и СУГ.

В октябре 2019 г. Ю.Трутнев отметил, что если эти проекты реализуют, то получат льготы.

Между ЛУКОЙЛом и Газпромом действует генеральное соглашение о стратегическом партнерстве на 2014–2024 гг., в рамках которого, в частности, ЛУКОЙЛ осуществляет поставки газа в ГТС Газпрома.

С 2016 г. действует мораторий на выдачу новых лицензий на шельфовые месторождения. Сейчас к шельфу допущены только Газпром и Роснефть.

Но в последние месяцы ситуация начала меняться.

Господдержка будет осуществляться на всей территории Арктической зоны, а для получения преференций компаниям придется получить статус резидента у Корпорации развития дальнего востока и Арктики.

БПЛА мониторинг

Энергетики Россети Центр на базе липецкого филиала испытали уникальный комплекс автоматического мониторинга состояния ЛЭП с использованием беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) и зарядных станций – результат собственной научно-исследовательской, опытно-конструкторской разработки.

Комплекс состоит из БПЛА, зарядной станции и пункта управления, которые устанавливают на подстанции. Отсюда летательный аппарат в автоматическом режиме начинает обследование ЛЭП 110 кВ. БПЛА самостоятельно взлетает, совершает облет ЛЭП, передает полученную информацию в компьютер.

Программный комплекс готовит рекомендации о необходимом ремонте электрооборудования. Во время полета беспилотник может распознать 22 дефекта. В их числе: разрушение изоляторов, обрыв провода, наклон опоры, нарушение охранной зоны, нерегламентная ширина просеки, подтопление опоры и др.

После окончания полета и посадки на зарядную станцию летательный аппарат передает информацию в компьютер пункта управления для автоматической обработки.

Здесь выявленные дефекты ранжируются на категории и поступает в соответствующие службы.

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

90% российского газа будут добывать в Арктике?

Объем добычи газа в Арктической зоне РФ в 2035 г., согласно разрабатываемой стратегии развития территории, может составить 90% от всего добываемого российского газа.

По словам замминистра по развитию Дальнего Востока и Арктики А. Крутикова Арктика имеет потенциал обеспечить

России место одного из лидеров на мировом рынке СПГ, производя до 120 млн т СПГ в год. Здесь в ближайшие 15 лет появится и будет активно развиваться новая отрасль экономики – нефтегазохимия.

Все это приведет к увеличению загрузки СМП до 160 млн т в год, то есть в 8 раз выше цифры 2018 г.

На сегодняшний день согласован проект закона об особом экономическом режиме в Арктической зоне РФ, и до конца 2019 г. документ планируют внести в Госдуму.

Согласно законопроекту, все инвесторы на территории Арктической зоны могут рассчитывать на применение положения о неухудшении налоговых условий на весь период реализации проекта. В частности, предусматривается, что для резидентов будут действовать: режим свободной таможенной зоны, сокращенные сроки оформления грузов, снижение налогов – налог на прибыль 7% на весь срок реализации проекта.

Компенсации для нефтяников

Компенсации нефтяным компаниям из федерального бюджета в рамках механизма обратного акциза на нефтепродукты в 2019 г. составят 426,6 млрд руб, что в 1,4 раза больше, чем заложено в принятом ранее бюджете на год.

На увеличение компенсаций повлиял ряд факторов:

корректировка расчета демпфирующей компоненты акциза на нефтяное сырье, направленное на переработку, изменения курса доллара США, цен на нефтепродукты и расходов на их транспортировку, объемов нефтяного сырья, направленного на переработку и динамика мировой цены на нефть марки Urals.

Дополнительные компенсации предусмотрены за счет демпфирующей составляющей – по ней государство возмещает нефтекомпаниям убыток от продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке в условиях более привлекательной экспортной альтернативы.

За счет корректировки демпфера с 2020 г. повышается размер компенсации – с 50% до 68% для бензина и до 65% для дизтоплива.

Российские катализаторы

«Газпром нефть» приступила к строительству в Омске высокотехнологичного комплекса для производства отечественных катализаторов процессов нефтепереработки. Производство катализаторов «Газпром нефти» закроет 65–70% рыночной потребности в этом виде продукции в России, обеспечив независимость от поставок импортной продукции

Катализаторы являются важным элементом процессов нефтепереработки, их применение обеспечивает повышение эффективности и экологичности работы НПЗ.

На данный момент потребности российской нефтеперерабатывающей отрасли

обеспечиваются за счет импортных катализаторов на 70–100% (в зависимости от типа катализатора). Так, конкурентоспособные катализаторы гидропроцессов в России пока не производятся.

Проект «Газпром нефти» призван обеспечить потребности российских НПЗ в катализаторах каталитического крекинга и гидроочистки, необходимых для производства бензина и дизельного топлива стандарта Евро-5, а также катализаторах гидрокрекинга, применяемого в процессах глубокой переработки нефти.

Neftegaz.RU
номер 12/2019 г.

ЦИФРОВАЯ ТРУБА

Ирина Герасимова

РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА ВЗЯЛА КУРС НА АКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ИНДУСТРИИ 4.0. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА – НЕ ИСКЛЮЧЕНИЕ, НО ПОКА ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭТОЙ ОТРАСЛИ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ НА НЕКОТОРЫХ УЧАСТКАХ И ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЗАДАЧ. ВПРОЧЕМ, УЧАСТНИКИ РЫНКА ПЛАНИРУЮТ РАСШИРЯТЬ УСПЕШНЫЕ ПРОЕКТЫ И ЗАПУСКАТЬ НОВЫЕ

«Умный» контроль и безопасность

Подавляющая доля нефти и газа сегодня транспортируется по обширной сети трубопроводов. Совокупная длина газотранспортной системы «Газпрома» на территории страны превышает 170 тыс. км, общая протяженность магистральных нефтепроводов России (оператором является «Транснефть») превышает 70 тыс. км. Кроме того, компании-недропользователи владеют трубами, по которым углеводороды с месторождений поступают к нефте- или газотранспортным магистралям, портам или местам переработки.

Инструменты Индустрии 4.0 на трубопроводном транспорте сегодня чаще всего применяются для обеспечения безопасности поставок нефти и газа, борьбы с утечками и хищением сырья. И, что немаловажно, в этой сфере есть немало отечественных разработок.

Так, дочерняя структура «Транснефти» АО «ОМЕГА» применило нейронные сети для точного распознавания сигналов своей оптоволоконной системы мониторинга трубопроводов (ОСМТ). Это пятое поколение системы, созданной компанией, которую от аналогов отличают также усовершенствованные температурные и виброакустические датчики и новое ПО.

Для регистрации шумов и помех используется оптоволоконная система с распределенными датчиками вдоль трассы трубопровода. Она улавливает и передает в режиме реального времени информацию об утечках и несанкционированной активности возле трубопровода. Применение нейросетей для анализа данных позволяет разделять малозначимые (например, прогон скота) и потенциально опасные события (действия злоумышленников, разрушающее воздействие окружающей среды и др.) значительно быстрее и точнее, нежели это делают системы предыдущих поколений. При этом нейросеть способна самообучаться, что позволяет делать интерпретацию событий еще более точной.

В прошлом году ОСМТ «ОМЕГА» в ходе опытно-конструкторских работ была установлена на участке «ВСТО-2». Также систему применили на конденсатопроводах «ЛУКОЙЛа» в Узбекистане.

Применяют цифровые технологии для защиты своих трубопроводов и нефтяные компании. Так, на месторождениях «Газпром нефти» в Ханты-Мансийском автономном округе установят систему цифрового спутникового мониторинга. Она будет определять параметры работы трубопроводного транспорта, записывать в базу данных информацию о местоположении и состоянии доставляемого груза, которую можно отслеживать через специализированный интерфейс. Датчики, способные работать в автономном режиме не менее двух недель, станут автоматически сообщать диспетчерам о возникновении нештатных ситуаций.

Оснащенные специальными датчиками трубы для этого проекта изготавливает Первоуральский новотрубный завод. Недавно предприятие поставило пилотную 40-тонную партию инновационных труб, о чем сообщала Группа ЧТПЗ, в состав которой входит предприятие.

ФАКТЫ

170

ТЫС. КМ

совокупная длина газотранспортной системы «Газпрома» на территории страны

На российском рынке представлены и другие конкурентоспособные системы мониторинга трубопроводов. Так, в ГК ITPS разработали систему на платформе AVIST Oil&Gas. Ее можно применять для консолидации, обработки, анализа и визуализации данных различных инженерных и газотранспортных систем. Пермские компании «РОССМА» и «Прогноз РНМ» создали свою систему цифрового мониторинга трубопроводов Smart IIoT Pipe, основанную на применении промышленного интернета вещей (IIoT).

Для мониторинга состояния наземных трубопроводов, особенно расположенных в удаленных и труднопроходимых местностях, в России все более активно применяют системы с использованием беспилотных летательных аппаратов (БПЛА), оснащенных спецоборудованием. Собираемая дронами информация в режиме реального времени поступает на пульт мобильного командного пункта. Такой способ контроля состояния трубопроводов более эффективен и экономичен, нежели традиционные облеты пилотируемой авиацией. Например, «Транснефть» применяет дроны для охраны ВСТО-2. БПЛА наблюдают за трубопроводами «Роснефти», «ЛУКОЙЛа» и остальных ВИНК. В «Газпроме» беспилотники используют не только для мониторинга, но и для контроля строительства трубопроводов. При этом многие компании используют беспилотники ZALA AERO GROUP (входит в концерн «Калашников» Ростеха). БПЛА группы ежегодно обследуют более 5 млн км инфраструктуры ТЭК.

«Умная» логистика в Арктике

Морская транспортировка углеводородов обладает повышенными рисками, в особенности если сырье

вывозится по морям Северного Ледовитого океана. Для минимизации этих рисков сегодня успешно применяются инструменты Индустрии 4.0.

В апреле «Газпром нефть» объявила, что запустила первую в мире цифровую систему управления логистикой в Арктике, разработанную собственными специалистами. Проект, получивший название КАПИТАН, управляет вывозом нефти с Приразломного (Печорское море) и Новопортовского месторождений (п-в Ямал) компании. Для этого система координирует работы порядка 20 танкеров-челноков, доставляющих нефть с месторождений к плавучему нефтехранилищу (ПНХ) «Умба» в Кольском заливе. Также КАПИТАН координирует работу судов, вывозящих нефть от ПНХ, а также двух ледоколов, задействованных для дежурства в акватории Обской губы.

КАПИТАН самостоятельно формирует оптимальный график использования судов, отгрузок с терминалов и плавучего нефтехранилища и синхронизирует все звенья цепочки поставок. Система может оперативно формировать график отгрузок нефти с горизонтом до трех лет. В режиме реального времени ведется анализ данных по многим параметрам, в том числе: объемы добычи и накопления нефти в нефтехранилищах, местоположение и параметры движения судов, ледовая обстановке на маршрутах, графики приливов и отливов, погодные условия и др.

Внедрение системы позволило значительно сократить сроки планирования и согласования операций по отгрузке нефти и оптимизировать транспортные издержки, сообщала «Газпром нефть». Так, график движения судов на месяц формируется за пять минут, тогда как в ручном режиме на это уходили сутки. Удельные расходы на вывоз 1 тонны арктической нефти в 2018 г. сократились на 10%, в том числе благодаря использованию КАПИТАНа, сообщала компания.

Система продолжает обучаться и вскоре будет прогнозировать дрейф льда на основе ледовых снимков, получаемых со спутников, с использованием данных о морских течениях, направлении и силе ветра. Это требуется для оптимального расчета маршрутов судов.

В «Газпром нефти» считают, что в будущем КАПИТАН будет востребован и у других компаний, работающих в Арктике. Кроме того, проект поспособствует развитию Северного морского пути.

Полная оцифровка

Большинство крупнейших нефтегазовых компаний страны объявили о реализации комплексных программ цифровизации бизнеса, при которой прорывные технологии охватят все процессы от разведки до поставок продукции конечному потребителю, включая транспортировку. Этим компании стремятся многократно ускорить поиск и принятие оптимальных решений, минимизировать роль человеческого фактора, усилить безопасность и в конечном итоге повысить эффективность бизнеса.

«Газпром» объявил, что планирует создать цифровую модель всей Единой системы газоснабжения (ЕСГ) страны, включающей объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа в европейской части России и Западной Сибири. Компания создает «цифровые двойники» действующих производственных объектов с применением технологий высокоскоростных вычислений и искусственного интеллекта. Также предполагается организация единого виртуального хранилища данных, которые будут автоматически поступать с объектов в режиме реального времени посредством IIoT. Запланировано применение высокопроизводительных инструментов для глубокого анализа всего массива данных.

ФАКТЫ

70
ТЫС. КМ
общая протяженность магистральных нефтепроводов России

На 10 %
сократились удельные расходы на вывоз 1 тонны арктической нефти в 2018 г. благодаря использованию цифровых технологий

В компании ожидают, что использование передовых цифровых технологий даст значительный экономический эффект. В частности, в диспетчерском управлении цифровые технологии потенциально помогут сократить удельные затраты на транспортировку газа и расходы на эксплуатацию объектов ГТС за счет оптимизации газовых потоков и минимизации затрат топливного газа и электроэнергии, указывалось в сообщении «Газпрома».

В «Газпроме» также работают над использованием технологии распределенных реестров в поставках газа. Компания совместно Газпромбанком разработала прототип технологической платформы, которая автоматизирует процессы заключения, мониторинга и исполнения договоров. «Газпром» готов начать работу по внедрению технологии, докладывал в апреле премьеру Дмитрию Медведеву предправления «Газпрома» Алексей Миллер. По словам топ-менеджера, сначала нововведение коснется только крупных промышленных потребителей газа.

Но, очевидно, что комплексная цифровизация транспорта и логистики углеводородов не может быть быстрой ввиду масштабности сегмента, большого количества игроков и огромных инвестиций, которых требуют соответствующие проекты. Нужна совместная работа всех участников отрасли при активном участии государства, устанавливающего «правила игры». Необходимо решить множество проблем в сферах регулирования, кибербезопасности, подготовки кадров и др. Наконец, важно не превратить процесс технологических преобразований в «цифровизацию ради цифровизации», а добиваться с их помощью решения актуальных практических задач.

ТМС ГРУПП

Соединительные детали и узлы стальных трубопроводов с внутренним и наружным защитным антикоррозионным покрытием

Компания реализует узлы и детали трубопровода с внутренним и внешним защитным антикоррозионным покрытием на основе лакокрасочных и порошковых полимерных композиций

Назначение

Узлы и детали трубопровода представляют собой комбинацию сборочных единиц: тройников, отводов, переходов, днищ, заглушек и т.д. Предназначены для осуществления поворотов, изгибов, наклонов, отводов, изменения диаметра трубы и прочих инженерных решений при прокладке трубопроводов

Область применения

Детали и узлы трубопровода применяются при необходимости капитального строительства или ремонта технологических и промысловых трубопроводов: - нефте-газопроводов, низконапорных водоводов наземной, подземной и подводной прокладки

Преимущества при использовании трубных узлов

- Трудоемкость изготовления обвязочных трубопроводов сокращается в среднем на 25%
- Снижаются расходы на хранение материалов на месте монтажа
- Существует возможность поставки готовых узлов по графику, под нужды монтажа конкретного объекта
- Надежные эксплуатационные характеристики антикоррозионных покрытий гарантированы нанесением в заводских условиях и 100% контролем качества
- Материалы отличаются химической и температурной стойкостью, и имеют заключения лабораторных испытаний
- Лабораторией неразрушающего контроля осуществляется полный рентгеногаммографический анализ каждого сварного стыка

Виды и параметры покрытий узлов и деталей трубопровода

Внутреннее покрытие деталей, узлов трубопроводов может быть:

Двухслойным, состоящим из грунтовочного слоя на основе эпоксидного или эпокси-фенольного праймера и покровного слоя на основе эпоксидных порошковых красок

Однослойное на основе жидких эпоксидных, полиуретановых красок

Детали и узлы с покрытием выдерживают внешние воздействия без отслаивания и растрескивания в интервале температур окружающей среды:

при эксплуатации в грунтах различной агрессивности и влажности от -40 до +150 °С

Соединительные детали и узлы трубопроводов с внутренним и внешним защитным антикоррозионным покрытием монтируются в полном соответствии с нормативными документами по строительству трубопроводов

Строительные работы, выполняемые в особо сложных условиях, максимально облегчаются для монтажников трубопроводов при поставке трубопроводных обвязок укрупненными узлами, что позволяет выполнить от 50 до ~70% объема всех сварочных работ трубопроводных обвязок в заводских условиях

Материалы покрытий подбираются, исходя из характеристик эксплуатации трубопровода, согласовываются с проектировщиками трубопровода и его Заказчиком

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

2019 ГОД В НЕФТЕГАЗОВОМ СРЕЗЕ

2019 ГОД БЫЛ БОГАТ НА СОБЫТИЯ. НЕКОТОРЫЕ ИЗ НИХ ОСТАНУТСЯ СВЕРШИВШИМСЯ ФАКТОМ В ИСТОРИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ДРУГИЕ ПОСТАВИЛИ ФИНАЛЬНУЮ ТОЧКУ В ЧЕРЕДЕ МНОГОЛЕТНИХ ПРОЕКТОВ, ТРЕТЬИ СГЕНЕРИРОВАЛИ ТЕНДЕНЦИИ НА ДАЛЕКУЮ ПЕРСПЕКТИВУ, ЗАПУСТИВ ЦЕПНУЮ РЕАКЦИЮ СОБЫТИЙ С ДАЛЕКО ИДУЩИМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ. ПРОЙДЕМСЯ ПО РЕПЕРНЫМ ТОЧКАМ И ВСПОМНИМ КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИСТОРИИ ПРОШЕДШЕГО ГОДА

2019 WAS FULL OF EVENTS. SOME OF THEM WILL REMAIN A FAIT ACCOMPLI IN THE HISTORY OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OTHERS PUT A FULL STOP TO A SERIES OF LONG-TERM PROJECTS, WHILE THE REST HAVE GENERATED LONG-TERM TRENDS BY TRIGGERING A CHAIN REACTION OF EVENTS WITH FAR-REACHING CONSEQUENCES. LET'S GO OVER THE REFERENCE POINTS AND RECALL THE KEY MOMENTS OF THE OIL AND GAS HISTORY OF THE PAST YEAR

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, Арктика, возобновляемые источники энергии, катализаторы, цифровизация.*

Анна Павлихина

Из номера в номер Neftegaz.RU делает срез наиболее значимых новостей отрасли за месяц. Пролистывая к концу года эти заметки, в глаза бросаются основные тенденции. Многочисленные запуски, нововведения, решения и открытия группируются в сюжеты, высвечивая нюансы, делающие каждый год непохожим на другие. В 2019 году таких тенденций высветилось шесть.

СПГ

Россия – мировой лидер на газовом рынке по запасам (по всем категориям запасы составляют 73 трлн м^3) и экспорту. А по объемам добычи делит первую строчку с США. При этом экспорт СПГ из России за первые три квартала года вырос на 59,9%, а доходы от его экспорта – на 50,3%. Растут и темпы потребления СПГ, которые в 3,5 раза выше, чем газа в целом.

Завоевание рынка

По прогнозам, мировой рынок СПГ через 10 лет достигнет объема 700 млн т, и на заметную долю этого рынка претендует российский НОВАТЭК. Сегодня Россия занимает второе место по поставкам СПГ в Европу, уступая лишь Катару. Почти весь объем произведен в рамках одного проекта – «Ямал СПГ» НОВАТЭКа.

По своим масштабам это крупнейший инфраструктурный проект в мире и единственный реализованный в арктических широтах, который совмещает в себе разработку природного газа и газового конденсата, обработку газа, производство и транспортировку СПГ. Значительную часть работы по его сооружению выполнили 3000 специалистов АО «Трест Коксохиммонтаж».

В августе «Ямал СПГ» осуществил отгрузку 20 млн т СПГ на новый танкер-газовоз ледового класса Arc7.

Полным ходом идет проработка проекта завода «Арктик СПГ-2». В этом году участники проекта

Коксохиммонтаж

В промышленном строительстве с 1930 года

приняли окончательное инвестиционное решение. Капвложения для запуска «Арктик СПГ-2» на полную мощность составят 21,3 млрд долл. США. Проект предусматривает разработку Утреннего месторождения и строительство СПГ-завода на п-ве Гыдан. «Арктик СПГ-2» – это три технологические линии мощностью 6,6 млн т/год каждая, запуск первой линии намечен на 2023 г.

Новые СПГ-заводы на Балтике…

В апреле начал промышленную эксплуатацию производства СПГ «Криогаз-Высоцк» – среднетоннажный СПГ-завод в порту Высоцк Ленинградской области, мощностью 660 тыс. т в год. Проект предусматривает бункеровку судов, мелкооптовую реализацию СПГ, а также поставки СПГ в качестве моторного топлива для автотранспорта на рынки Балтики, Скандинавии и Северо-Западной Европы. Одним из генеральных подрядчиков первого проекта среднетоннажного производства СПГ в Балтийском регионе выступил «Трест Коксохиммонтаж».

СПГ-терминал возведен на ресурсной базе МГП «Ленинград – Выборг – Госграница». В комплекс входят газопровод-отвод от МГП, две технологические линии, резервуар для хранения СПГ на 42 тыс. м^2, а также транспортная инфраструктура, состоящая из зоны отгрузки в морской транспорт с причалом в порту и зоны отгрузки в автомобильный транспорт.

Сжижение газа происходит по особой технологии, в основе которой лежит применение многокомпонентного смешанного хладагента, представляющего собой комбинацию различных углеводородов с разной температурой испарения, что обеспечивает полное и эффективное предварительное охлаждение и дальнейшее сжижение природного газа.

В рамках строительства специалисты «Трест Коксохиммонтаж» внедрили ряд передовых ресурсосберегающих отечественных технологий, повышающих уровень экологической безопасности, а также применили системы современных антикоррозийных покрытий и гидроизоляцию бетонных поверхностей, увеличивающую влагонепроницаемость, для надежной работы оборудования в условиях приморского климата. В проекте использованы новейшие технологии монтажа, что позволило сократить сроки строительства, а также возвести объект с минимальным воздействием на окружающую среду при значительной экономии средств.

Балтийский СПГ и интегрированные с ним ГПЗ и ГХК в Усть-Луге будут производить более 19 млрд м^3 сухого газа, 13 млн т СПГ и более 2,2 млн т/год СУГ.

… и под Калининградом

Криогаз-Калининград – малотоннажный СПГ-завод в п. Кутузово готов к запуску комплекса по производству и отгрузке СПГ. Летом 2019 г. Криогаз-Калининград получил лицензию Ростехнадзора на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности. К осени были завершены работы по строительству первой очереди комплекса производительностью 7 т/час СПГ. Общая проектная мощность комплекса оценивается в 147 тыс. т/год.

Планы на СПГ

Наблюдая за активной работой НОВАТЭКа по выходу на рынок СПГ в странах АТР Газпром и Роснефть запланировали к реализации на российском Дальнем Востоке три СПГ-проекта суммарной мощностью 13,1 млн т/год. По заявлению, сделанному представителем Газпрома в сентябре 2019 г., компания планирует в 2020 г. начать строительство завода «Владивосток СПГ» мощностью 1,5 млн т/год.

Также, в мае TechnipFMC и «Арктик СПГ-2» подписали контракт на строительство СПГ-завода мощностью 19,8 млн т/год в рамках проекта «Арктик СПГ-2».

Новые маршруты российского СПГ

В ноябре Газпром осуществил первую поставку российского СПГ в Монголию.

Новый экспортный маршрут поставок СПГ впервые выводит российский газ на новые рынки с использованием ж/д перевозок, позволяет задействовать российские железные дороги и увеличить спрос на выпускаемые в России криоконтейнеры.

СПГ-флот: генезис

В России все активнее формируется СПГ-флот и рынок СПГ-бункеровки. На ВЭФ-2019 Газпром нефть, Газпром газомоторное топливо и Объединенная судостроительная корпорация договорились о развитии СПГ-флота. Соглашение предусматривает научно-техническое сотрудничество сторон, направленное на развитие производственных мощностей для создания и строительства судов, работающих на СПГ и СПГ-инфраструктуры.

Арктика

Объем добычи газа в Арктической зоне РФ в 2035 г., согласно разрабатываемой стратегии развития территории, может составить 90% от всего добываемого российского газа. Поэтому интерес к региону со стороны правительства и нефтяных компаний не удивителен.

Арктический кластер

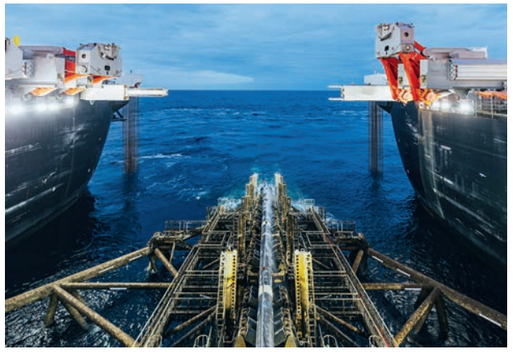
В начале апреля глава Роснефти встретился с президентом РФ и рассказал о том, что компания рассматривает возможность создания Арктического кластера. По задумке в него должны войти Ванкорское, Сузунское, Тагульское, Лодочное месторождения, Южный Таймыр и Западно-Эргинский участок. 8 ноября правительство приняло решение по льготам проекта. Компания сможет получить вычет из НДПИ Ванкорского кластера, если цена на нефть превысит уровень, заложенный в бюджетном правиле. Есть вероятность, что такой кластер все же появится. Осенью был согласован проект закона об особом экономическом режиме в Арктической зоне РФ.

Все для Арктики

- Специалисты Мурманского арктического государственного университета и Кольского научного центра РАН подготовили общедоступную интерактивную электронную базу арктических инновационных разработок российских и зарубежных ученых.
- Минприроды выделяют 868,75 млн руб. для проведения комплексных научных исследований и государственного мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды Арктики. Цель исследований – совершенствование системы гидрометеорологической безопасности морской деятельности России в Арктике для реализации научных и практических интересов государства.
- В России будет создана специальная открытая площадка для разработки особых стандартов для работы в Арктике. Все, кто работает в регионе, смогут внести свои предложения и участвовать в дальнейшей разработке стандартов деятельности.

Углеводородные маршруты

Три несомненно ярких событий – запуск МГП Турецкий поток, победа Северного потока-2 и наполнение технологическим газом МГП Сила Сибири – формируют еще один тренд года: транспортные проекты.



Турецкий поток

Турецкий поток введен в эксплуатацию. После отмены проекта МГП Южный поток предполагалось строительство четырехниточного МГП. Из-за отсутствия гарантий потребления проект был урезан до двухниточного пропускной мощностью 31,5 млрд м^3 в год. Сегодня продолжаются работы по строительству второй нитки МГП Турецкий поток в других странах. South Stream Lite (МГП Болгария – Сербия – Венгрия), по сути, облегченная версия МГП Южный поток.

В мае 2020 г. газ по МГП Турецкий поток должен начать поступать в Сербию. Строительные работы в рамках проекта Balkan Stream pipeline, болгарского участка МГП Болгария – Сербия – Венгрия, должны завершиться в ближайшее время и уже с 1 января 2020 г. более 12 млрд м^3 российского газа пойдет в Европу по новому маршруту.

Северный поток-2

Nord Stream 2, оператор проекта по строительству МГП Северный поток-2, завершила комплекс работ по трубоукладке на морском и сухопутном участке газопровода в России.

МГП Северный поток-2 пройдет по дну Балтийского моря, практически повторяя маршрут МГП Северный поток. Трубы укладывают от КС Славянская в Кингисеппском районе Ленинградской области до балтийского побережья Германии. Его мощность составит 55 млрд м^3 газа в год, а протяженность по двум ниткам – 2400 км. На момент написания этой статьи работы еще не были завершены, но с получением разрешения от Дании проект имеет все допуски и есть все основания полагать, что Северный поток-2 будет достроен до конца 2019 г., после чего начнутся пусконаладочные работы и газ пойдет к европейским потребителям.

МГП Сила Сибири наполнили газом

Газпром начал плановые мероприятия по вытеснению азота и наполнению полости МГП Сила Сибири технологическим природным газом – это последний подготовительный этап перед началом транспортировки газа. В мае 2014 г. Газпром и CNPC подписали договор купли-продажи российского газа по газопроводу Сила Сибири. 1 декабря 2019 г. в режиме телемоста будет дан старт началу поставок.

ВСТО увеличил мощности

Транснефть выполнила техподключение к трубопроводной системе ВСТО четырех новых нефтеперекачивающих станций, расширив трубопроводную систему до 130 млн т/год. В целях расширения мощности второй очереди идет сооружение НПС №23 в Амурской области и НПС №32 – в ЕАО, запуск которых запланирован на конец года.

СМП

По итогам 2019 г. планируется увеличить объем поставок по СМП на азиатский рынок более чем в четыре раза по сравнению с предыдущим годом. В июле танкер-газовоз ледового класса Arc7 «Владимир Русанов» установил рекорд, пройдя ледовую часть СМП в восточном направлении без ледокольной проводки за 6 дней, что более чем в два раза быстрее по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал.

Экология

Однозначный тренд последнего времени – экологический подход к любому энергетическому проекту. Экологическая составляющая – не только предмет гордости компаний, но и необходимое условие конкуренции на международном рынке.

Парижское соглашение

В сентябре Россия ратифицировала Парижское соглашение по климату. До конца года будут разработаны проекты стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Главная цель – не допустить превышения глобальной среднегодовой температуры на Земле к 2100 г. более чем на 2 °C от доиндустриального уровня.

ВИЭ

Один из путей снижения парниковых газов – «зеленая» энергетика. В 2019 г. было запущено сразу несколько объектов ВИЭ.

- В Оренбургской области в промышленную эксплуатацию введены две крупные солнечные электростанции. Совокупная установленная мощность в 105 МВт делает их крупнейшими из построенных в России.
- Началось строительство Кольской ветряной электростанции, которая станет крупнейшим проектом возобновляемой энергетики за полярным кругом. Ветропарк будет оснащен 57 турбинами, расположенными на территории общей площадью 257 га. ВЭС будет построена вдоль дороги Мурманск – Туманный – Серебрянские ГЭС и сможет вырабатывать порядка 750 ГВт·ч в год, избегая при этом выброса в атмосферу около 600 тыс. тонн CO_2 в год.
- Объединенная судостроительная корпорация совместно с ЦКБ Коралл разработала два проекта плавучих электростанций, использующих СПГ, мощностью 40 МВт и 80 МВт.

Дополнительно запланировано строительство серии судов-бункеровщиков объемом по 2 тыс. м³.

Зеленая 3D-сейсмика

Технология «зеленая сейсмика», базирующаяся на беспроводной системе сбора данных RT System2, была применена специалистами компании Газпромнефть-Хантос в ХМАО.

Благодаря использованию легких снегоходов вместо крупногабаритной техники удалось сократить ширину просек для установки датчиков в два раза, до 1–2 м, сохранив таким образом значительные лесные массивы. Комплексный анализ результатов сейсморазведки позволит построить точную геологическую модель исследуемых объектов и подтвердить сделанные ранее прогнозы.

ГМТ

- Правительство доработало проект «дорожной карты» развития рынка газомоторного топлива на 2019–2024 гг., который должен стимулировать развитие инфраструктуры газомоторной отрасли, транспорта и интерес пользователей к таким автомобилям.
- В 2019 г. Газпром построил 43 объекта газозаправочной сети, российские автопроизводители наладили выпуск широкой линейки техники на природном газе, включающей более 220 моделей пассажирского транспорта, грузовой и спецтехники. При использовании ГМТ объем вредных выхлопов снижается до 10 раз. Стоимость метана в среднем составляет около 16 руб./м³, а по расходу 1 м³ метана эквивалентен 1 л бензина.

Цифровизация

Во все без исключения сферы продолжают проникать цифровые технологии. Индустрия 4.0 стала безоговорочным трендом 2019 г.

Цифровая стратегия

Росатом разработал Единую цифровую стратегию. Приоритетными направлениями стратегии стали: цифровизация основных внутренних процессов и функций корпорации, разработка и вывод на рынок цифровых продуктов Росатома, создание инновационных центров по сквозным технологиям. В 2020–2021 гг. планируется получить первые результаты цифровизации в части импортозамещения зарубежного ПО, повышения эффективности основных процессов и производительности труда, сокращения сроков принятия решений.

Цифровые электросети

В Московских кабельных сетях открыт Объединенный центральный диспетчерский пункт. Московские кабельные сети обеспечивают электроснабжение г. Москвы, эксплуатируя свыше 63 тыс. км подземных кабельных линий. Благодаря цифровому диспетчерскому управлению энергетики смогут повысить надежность работы сетей и сократить время реагирования на различные инциденты.

Цифровая подстанция

На нефтеперекачивающей станции Десна Брянского районного управления Транснефть – Дружба введена в опытную эксплуатацию одна из первых в России цифровых подстанций, питающих объекты трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Все процессы информационного обмена между элементами ЦПС и внешними системами осуществляются в цифровом виде.

Беспилотное судовождение

Уже на протяжении нескольких лет мировые гиганты, такие как Rolls-Royce, Kongsberg, ABB, Sea Machines Robotics, Mitsui, разрабатывают проекты беспилотного судовождения. Россия не уловила эту тенденцию на моменте старта, но, как говорится, лучше поздно, чем никогда. В этом году компании Кронштадт Технологии, ФГУП Крыловский ГНЦ и НПП Авиационная и морская электроника запустили проект создания платформы, позволяющей в режиме виртуальной реальности создавать и анализировать ситуации в условиях автоматического управления судами. Внедрение технологий безэкипажного судовождения сократит численность экипажа на борту судна и таким образом высвободит место для груза.

Оцифровка скважин

В марте 2019 г. Ростелеком и ЛУКОЙЛ запустили пилотный проект «умная скважина» на Аспинском месторождении в Пермском крае. На месторождении устанавливаются датчики, позволяющие контролировать нефтедобычу, потребление электроэнергии, состояние окружающей среды, а также вести видеонаблюдение.

Искусственный интеллект для добычи

Ученые из КФУ применили методы машинного обучения к решению задач поиска неисправностей в интегральных схемах. Для эффективной добычи специалистам необходимо провести многочисленные расчеты. При этом каждое месторождение – сложнейшая система, в которой очень много параметров, и найти глобальный экстремум можно только с помощью искусственного интеллекта. Учеными КФУ предложены новые способы выбора существенных характеристик, позволяющие повысить точность предсказания, а также качество диагностики неисправностей.

Нефтехимия

Нефтехимия – та отрасль, которую сложно назвать самой активно развивающейся в нашей стране. Однако в последние годы ситуация начала меняться.

В 2019 г. было запущено производство ряда продуктов нефте- и газохимии, которые существенно снизят зависимость отрасли от импорта.

Катализаторы от Газпром нефти

«Газпром нефть» приступила к строительству комплекса для производства отечественных катализаторов процессов нефтепереработки. Производство закроет 70 % рыночной потребности в этом виде продукции в России. Зависимость российской нефтеперерабатывающей отрасли от импортных катализаторов в ряде сегментов достигает 100 %. Проект призван обеспечить потребности российских НПЗ в катализаторах каталитического крекинга и гидроочистки, необходимых для производства бензина и дизельного топлива стандарта Евро-5, а также катализаторах гидрокрекинга, применяемого в процессах глубокой переработки нефтидегидрирования.

Катализатор от НКНХ

На заводе олигомеров и гликолей Нижнекамскнефтехима запущено в работу новое производство катализатора КДИ-М мощностью 3 тыс. т в год. Первая партия была получена 14 февраля 2019 г. Микросферический алюмохромовый катализатор дегидрирования марки КДИ-М используется для синтеза изобутилена дегидрированием изобутана и изоамиленов дегидрированием изопентана. Новое производство катализатора КДИ-М в совокупности с действующим производством мощностью 2 тыс. т в год полностью обеспечит потребности подразделений НКНХ в катализаторах.

Импортозамещающий ПЭ

В апреле Казаньоргсинтез начал промышленный выпуск металлоценового линейного полиэтилена низкой плотности. До этого момента переработчикам ПЭ приходилось использовать только зарубежные марки этого продукта. Этот ПЭ дает огромный экономический эффект: уменьшается расход полимера при изготовлении тех же объемов конечной продукции, снижается вес изделий и увеличивается его прочность.

Первые гранулы ПП

На установке полипропилена ЗапСибНефтехима получили первые гранулы продукции. Технология позволяет выпускать все типы ПП, представленные во всех сегментах рынка. Суммарная мощность производства 500 тыс. т полипропилена в год. После запуска суммарный объем производимого ПП на тобольских предприятиях СИБУРа, включая действующее полимерное производство, составит 1 млн т ПП год. Это крупнейшая мощность в России и одна из крупнейших в мире.

Таковы главные события прошедшего года. Наступивший 2020 год обещает быть не менее насыщенным и мы будем информировать вас обо всем, что происходит в мире нефтегаза на просторах нашей страны и за ее пределами. С новым годом!

Keywords: *liquefied natural gas, Arctic, renewable energy, catalysts, digitalization.*

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕДОБЫЧА

Татарстана в 2019 году

УДК 66

ТАТАРСТАН МОЖНО СМЕЛО НАЗЫВАТЬ ОСНОВНЫМ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИМ РЕГИОНОМ РОССИИ. СОГЛАСНО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ, КОМПЛЕКС «ТАНЕКО», ОСНОВНОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ АКТИВ КЛЮЧЕВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ РЕСПУБЛИКИ, ЯВЛЯЕТСЯ ПРИЗНАННЫМ ЛИДЕРОМ ОТРАСЛИ ПО МНОГИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ – ГЛУБИНЕ ПЕРЕРАБОТКИ, ВЫХОДУ СВЕТЛЫХ ПРОДУКТОВ, ЗАГРУЗКЕ МОЩНОСТЕЙ, КАЧЕСТВУ ПРОДУКЦИИ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ГРУППЕ КОМПАНИЙ «ТАТНЕФТЬ» УДАЕТСЯ АКТИВНО РАЗВИВАТЬ ОТРАСЛЬ, ВНЕДРЯТЬ НА РЫНОК ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЕ ПРОДУКТЫ И С ЗАВИДНОЙ ПЕРИОДИЧНОСТЬЮ ЗАПУСКАТЬ В РАБОТУ НОВЫЕ ПРОИЗВОДСТВА?

TATARSTAN CAN BE SAFELY CALLED THE MAIN OIL AND GAS PROCESSING REGION OF RUSSIA. ACCORDING TO EXPERTS OPINION, THE TANECO COMPLEX, THE MAIN OIL REFINING ASSET OF A KEY ENTERPRISE IN THE REPUBLIC, IS A RECOGNIZED LEADER OF INDUSTRY IN MANY RESPECTS, SUCH AS REFINING DEPTH, YIELD OF LIGHT PRODUCTS, CAPACITY UTILIZATION, AND PRODUCT QUALITY. HOW CAN THE TATNEFT GROUP OF COMPANIES IS ABLE TO ACTIVELY DEVELOP THE INDUSTRY, INTRODUCE IMPORT-SUBSTITUTING PRODUCTS ON THE MARKET AND LAUNCH NEW PRODUCTION FACILITIES ON AN UNFAILING REGULARITY?

Ключевые слова: *нефтехимия, перерабатывающие активы, премиальные бензины, нефтегазохимический комплекс, энергосбережение.*

Продукты и технологии

Ключевым перерабатывающим активом ПАО «Татнефть» является Комплекс «ТАНЕКО», введенный в промышленную эксплуатацию в 2010 году. На его мощностях уже переработано свыше 60 млн тонн нефтяного сырья, а по итогам 2018 г. объем переработки углеводородного сырья составил 9,3 млн т. За время работы Комплекс прирастал новыми мощностями, были введены в эксплуатацию пять высокотехнологичных установок, что значительно повысило эффективность нефтепереработки.

Бензины премиум класса

2019 год не стал исключением в плане развития предприятия. В феврале на Нижнекамском Комплексе «ТАНЕКО» был запущен завод по выпуску современных автомобильных бензинов премиум-класса: АИ-92, АИ-95, АИ-98, АИ-100 – это высокооктановые бензины,

предназначенные для современных двигателей с требованиями по октановому числу не менее 95 пунктов. Старт промышленной отгрузке в режиме видеоконференцсвязи дали президент РФ В. Путин и президент республики Татарстан Р. Минниханов. На площадке «ТАНЕКО» созданы

нефтеперерабатывающие мощности нового технологического поколения с максимальной глубиной переработки – 99 %, выходом светлых нефтепродуктов – 83,64 %. Проектная мощность производства автобензинов – более 1,1 млн т в год, планируется выпуск до 3000 т топлива в сутки.

Новая установка ЭЛОУ-АВТ-6

В августе с участием премьер-министра России Д. Медведева на Нижнекамском нефтеперерабатывающем комплексе «Татнефти» состоялся запуск нового производства ЭЛОУ-АВТ-6, увеличивающего мощность «ТАНЕКО» до 15,3 млн т/год. Пуск установки был запланирован в соответствии со стратегией развития Группы «Татнефть» до 2030 г.

Установка ЭЛОУ АВТ-6 осуществляет процессы обезвоживания и обессоливания нефти, ее атмосферно-ваккуумную перегонку и вторичную перегонку бензина. Расчетная мощность ЭЛОУ-АВТ-6 составляет 6 млн т сырой нефти в год. На новых мощностях вырабатывается углеводородный газ, прямогонная бензиновая фракция, керосиновая и дизельная фракции, вакуумный газойль, гудрон. Согласно экспертному мнению, дизтопливо «ТАНЕКО» считается эталоном качества: по цетановому числу оно лучшее в России. Компания освоила производство таких высоколиквидных и высококачественных нефтепродуктов, как авиационные топлива марок РТ, ТС-1, Джет А-1, дизельное топливо Евро-5.

В отличие от действующей ЭЛОУ-АВТ-7 в состав новой установки вошел блок стабилизации бензина и промежуточный резервуарный парк для приема, хранения и выдачи сырья объемом 6 тыс. м^3. Технологическая схема ЭЛОУ-АВТ-6 выбрана таким образом, чтобы при дальнейшем углублении переработки обеспечить сырьем все установки нефтеперерабатывающего комплекса и НХЗ. Все технологическое оборудование благодаря нацеленности «Татнефти» на укрепление сотрудничества с отечественными машиностроителями было заказано и произведено на российских заводах.

После пуска второй установки по первичной переработке ЭЛОУ-АВТ-6 общая проектная мощность «ТАНЕКО» увеличится до 14 млн т в год. Полностью работы на объектах второй очереди должны завершиться к 2023 г.

Расширение шинного направления

В рамках развития шинного бизнеса «Татнефть» приобрела нефтехимические производства СИБУР в Тольятти. Соглашение о намерении в отношении приобретения активов, включающих производство различных видов синтетического каучука, применяемого для выпуска высококачественных шин ведущими российскими и мировыми производителями; производство МТБЭ, бутадиена, изопрена, заключено компаниями в конце августа 2019 года.

Сделка одобрена Федеральной антимонопольной службой Российской Федерации 3 октября и завершена 1 ноября 2019 года.

«Татнефть» ожидает, что реализация сделки позволит обеспечить потребности шинного бизнеса KAMA TYRES в основных видах синтетического каучука. Компания намерена интегрировать приобретенные активы в свои производственные процессы и цепочки поставок продукции и продолжить развитие производств в рамках реализации нефтегазохимической стратегии.

НГХК

«Татнефть» активно развивает нефтегазохимический комплекс. Проект строительства нефтегазохимического комплекса является важной точкой роста Татарстана и России в целом, имеет большой потенциал в далекоидущей перспективе. Целевая долгосрочная концепция предполагает в максимальной конфигурации создание производств, перерабатывающих более 3 млн тонн нефтехимического сырья и выпускающих 32 вида продукции.

Первый этап вложений оценивается в 70 млрд руб. Сегодня специалисты компании разрабатывают проектную документацию. В случае положительного решения на федеральном уровне, реализация проекта позволит создать дополнительно около 4 тысяч рабочих мест и обеспечить существенный вклад в увеличение валового внутреннего продукта страны, в том числе за счет синергетического эффекта в смежных – строительной, машиностроительной и других отраслях. Продукция будет перерабатываться в потребительские товары. Это станет новым импульсом для развития в регионе среднего и малого бизнеса.

Международное и внутреннее партнерство

ГРР

Несмотря на то, что Татарстан для «Татнефти» был и остается приоритетным регионом развития, компания работает и за пределами республики.

Стратегией предполагается ежегодно вкладывать в геологоразведочные работы более 5 млрд рублей, большую часть планируется направлять на развитие центров добычи в регионах вне республики Татарстан, где «Татнефть» уже присутствует – Самара, НАО, Оренбург. В целом ожидается, что к 2030 г.

компания будет добывать более 3 млн тонн в год на активах, переданных в эксплуатацию из стадии геологоразведки.

Совместно с аффилированными компаниями «Татнефть» за пределами республики владеет 31 лицензионным участком, в т.ч. одиннадцатью в Самарской области, по 8 ЛУ в НАО и Оренбургской области, одним в Ульяновской области и тремя лицензионными участками в Республике Калмыкия.

В 2019 году «Татнефть» приобрела один участок в НАО для разведки и разработки открытых месторождений и два новых лицензионных участка в Самарской области.

В регионах за пределами республики, в частности в Оренбургской области, «Татнефть» рассматривает задачи геологоразведки для разработки месторождений доманиковых отложений. В планах изучение и разработка карбонатных коллекторов девона с созданием технологий интенсификации добычи и увеличения КИН в НАО.

Геологоразведка для «Татнефти» является стратегически важным рычагом роста стоимости. Но основные приоритеты компании в нефтедобыче – это максимальное использование имеющихся ресурсов: переобработка и переинтерпретация геологической информации, выработка остаточных запасов в Татарстане с использованием технологических новаций для увеличения КИН, в том числе с применением IT-решений.

Восточные рынки

В компании считают, что Средняя Азия и Ближний Восток могут стать для «Татнефти» важными рынками сбыта выпускаемой в России продукции (шины, продукция машиностроения, технологии) и регионами развития для роста стоимости компании.

Для Татарстана эти страны близки по духу, история республики тесно вплетена в контекст развития Ближнего Востока, экономическая интеграция продолжает развиваться и сегодня.

Компании есть что предложить на этих рынках: технологии в геологоразведке, бурении, нефтедобыче, подходы к освоению и разработке трудноизвлекаемых и традиционных запасов, работа с оборудованием, опыт выстраивания производственных систем, программы развития персонала и другие направления, которые могут заинтересовать потенциальных и уже состоявшихся партнеров. Уже сегодня действует ряд контрактов и совместных проектов. В целом международная экспансия создает много возможностей для ПАО «Татнефть», появляется возможность протестировать разработки компании в новых условиях, убедиться в их конкурентоспособности, получить новый опыт и знания.

Энергосбережение и экология

В компании большое внимание уделяют вопросам энергоэффективности и защиты окружающей среды.

Ожидаемая экономия от реализации мероприятий Программы повышения энергетической эффективности и энергосбережения ПАО «Татнефть» в 2019 году составляет 20,7 тыс. т у.т., или 248,2 млн руб. Ожидается снижение потребности компании в топливно-энергетических ресурсах за счет реализации Программы на 1,1 %.

Компания приняла новую экологическую политику, в которой расширен периметр добровольной ответственности.

За счет внедрения передовых технологий, повышения эффективности систем учета и контроля за последние три года «Татнефть» снизила общий объем валовых выбросов парниковых газов (CO_2-эквивалент) на 20 %. На 26 % снижены валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В значительной мере это обеспечивается эффективным использованием ПНГ на уровне более 96 %, что относится к одному из самых высоких показателей в отрасли.

Также снижение воздействия на климат и окружающую среду обеспечивается за счет применения компанией технологий улавливания выбросов в атмосферу, низкоуглеродных источников энергии, таких как газ и возобновляемые источники, производства и использования экологичного топлива, систем контроля всех производственных объектов.

Разработанная Стратегия 2030, в рамках которой осуществляет свои проекты ПАО «Татнефть», охватывает развитие не только нефтегазопереработки, газохимии, шинного производства, но и ресурсной базы, добычи нефти и газа, энергетики, машиностроения, инжинирингового сегмента. Предусмотренные Стратегией варианты сценариев обеспечивают компании уверенность в операционной эффективности и доходности, скоординированность действий и возможность адаптации при различных внешних факторах.

Keywords: *petrochemicals, refining assets, premium gasoline, petrochemical complex, energy saving.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

Neftegaz.RU
номер 12/2019 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ССК ОТКРЫЛА СОБСТВЕННЫЙ УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР, ОСНАЩЕННЫЙ УНИКАЛЬНЫМ БУРОВЫМ ТРЕНАЖЕРОМ

Яценко Алена Викторовна,
АО «Сибирская Сервисная Компания», к.э.н.

СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ДЕЛАЕТ УПОР НА КАЧЕСТВО. ОТЛАЖЕННЫЙ И НЕПРЕРЫВНЫЙ ПРОЦЕСС ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА – ВАЖНАЯ И НЕОТЪЕМЛЕМАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ УСПЕХА ПРЕДПРИЯТИЯ. С ЭТОЙ ЦЕЛЬЮ В НЕФТЕЮГАНСКЕ ОТКРЫТ УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР, ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОТОРОГО – ПОВЫСИТЬ КВАЛИФИКАЦИЮ СОТРУДНИКОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ БУРЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ, НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ОРГАНИЗОВАНЫ СПЕЦИАЛЬНЫЕ КУРСЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПРИХВАТОВ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ АВАРИЙНОСТИ, НПВ И ЗАТРАТ, СВЯЗАННЫХ С ЛИКВИДАЦИЕЙ АВАРИИ

SIBERIAN SERVICE COMPANY PLACES EMPHASIS ON THE QUALITY. THE EFFICIENT AND CONTINUOUS PROCESS OF THE PERSONNEL TRAINING IS INTEGRAL TO THE SUCCESS OF THE ENTERPRISE. FOR THIS PURPOSE, A TRAINING CENTER HAS BEEN OPENED IN NEFTEYUGANSK, THE MAIN TASKS OF WHICH ARE TO RAISE THE QUALIFICATIONS OF THE EMPLOYEES DRILLING THE VERTICAL, DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS. THUS, IT WAS ORGANIZED THE SPECIAL COURSES TO PREVENT STICKING, TO PREVENT GAS, OIL, AND WATER INFLOW, AIMED AT REDUCING ACCIDENCES, LOWER LIMIT OF THE EXPLOSIVE RANGE AND COSTS ASSOCIATED WITH THE ACCIDENT RESPONSE

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная Компания, обучение персонала, кадры, бурение скважин, снижение аварийности.*

УДК 331.108

«Идея создания своего учебного центра, оснащенного тренажером виртуального бурения, возникла давно. Шаг за шагом мы шли к этой цели. Приобретение тренажера DrillSIM «симулятор бурения» имеет фундаментальное значение, что, несомненно, способствует усовершенствованию производственного процесса», – отмечает **начальник отдела по подбору и обучению персонала Исполнительного аппарата АО «ССК» Андрей Плотко.**

«Симулятор бурения» позволяет отрабатывать навыки управления буровым оборудованием, реализовать имитацию бурения в процессе проводки скважины с возможностью изменения режима, отработки технологических ошибок и ликвидации нештатных ситуаций. Также помогает проверять и оценивать имитационный сценарий.

«Мы можем смоделировать даже поломку оборудования, чтобы посмотреть, как работники справятся с ситуацией, – говорит **Андрей Плотко**. – А после обязательно проанализируем все действия, разберем ошибки, если они будут. Считаю, многократное повторение упражнений поможет обучающимся закреплять и накапливать знания в условиях класса».

Стоит отметить, что тренажер-симулятор не руководит действиями обучающихся в процессе операций, но требует от них мыслить и действовать самостоятельно, а значит, учиться на своих ошибках. Большая ответственность лежит на плечах тренера-инструктора. Задача не столько выявить недостатки, сколько научить людей действовать правильно.

«Благодаря тренажеру мы теперь сможем создать профиль любой, даже самой сложной скважины, которую предстоит пробурить, заложить в эту модель осложнения, подобрать геологию, поменять давление, скорость проходки, твердость пород, – комментирует **заместитель директора по монтажу, ремонтам и обслуживанию оборудования Нефтеюганского филиала АО «ССК» Фаиль Бердин.** – Выполняя работы на тренажере, можем выявить риски и не допустить их в реальном времени».

ФАКТЫ

DrillSIM

может создать профиль самой сложной скважины

«Есть ощущение, что находишься непосредственно на буровой установке. Испытываешь чувство полного погружения в процесс, поэтому работаешь как всегда аккуратно и качественно», – говорит **бурильщик Нефтеюганского филиала АО «ССК»**. – При выполнении стандартной операции тренер создал аварийный случай. В первую очередь нужно было оценить ситуацию, понять, что произошло. В нашем примере это был дифференциальный прихват. С задачей справились, все действия выполнили правильно. Думаю, такое обучение поможет работать еще качественнее. Как говорится, нет предела совершенству».

Сегодня современное строительство скважины – сложнейший процесс, требующий применения высоких технологий и особого подхода к делу. Поэтому Сибирская Сервисная Компания постоянно работает над совершенствованием производственной части. Одним из ключевых направлений является отлаженный процесс обучения внутри компании. ●

Keywords: *Siberian Service Company, personnel training, personnel, drilling, accident rate reduction.*

МОРСПАССЛУЖБА РАЗВИВАЕТ ОПЕРАТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ В АРКТИКЕ

УДК 629.563

АРКТИЧЕСКИЙ РЕГИОН РАЗВИВАЕТСЯ СТРЕМИТЕЛЬНО. ПРЕКРАСНЫЙ, СУРОВЫЙ И БОГАТЫЙ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ КРАЙ СТАНОВИТСЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЙ МНОГИХ СТРАН МИРА. ПОД МОГУЧИМИ ЛЬДАМИ И АРКТИЧЕСКИМИ ПУСТЫНЯМИ СОСРЕДОТОЧЕНЫ НЕСМЕТНЫЕ БОГАТСТВА: ТОЛЬКО В РОССИИ – ДО 20 ПРОЦЕНТОВ НЕФТЯНЫХ И БОЛЕЕ ПОЛОВИНЫ ГАЗОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЗАПАСОВ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ, ЗОЛОТА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. РУКОВОДСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ УДЕЛЯЕТ БОЛЬШОЕ ВНИМАНИЕ ПОЛНОЦЕННОМУ РАЗВИТИЮ АРКТИКИ, А ТАКЖЕ ВОЗРОЖДЕНИЮ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ. НАРАЩИВАЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В ЭТОМ СУРОВОМ КРАЕ, РОССИЙСКОЕ ГОСУДАРСТВО СТРЕМИТСЯ ТАКЖЕ ЗАЩИТИТЬ ЕГО УДИВИТЕЛЬНУЮ И ХРУПКУЮ ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. НА ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «МОРСКАЯ СПАСАТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА» НАРЯДУ С ДРУГИМИ ВОЗЛОЖЕНЫ ЗАДАЧИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ КАТАСТРОФ В АРКТИКЕ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (ЛАРН)

THE ARCTIC REGION IS DEVELOPING RAPIDLY. THIS BEAUTIFUL, HARSH AND RESOURCE-RICH LAND BECOMES THE MOST ADVANCED AREA OF THE BUSINESS OF THE COMPANIES IN MANY COUNTRIES WORLDWIDE. UNDER THE MIGHTY ICE AND ARCTIC DESERTS THERE ARE CONCENTRATED THE ILLIMITABLE WEALTH: ONLY IN RUSSIA – THERE ARE UP TO 20 PERCENT OF THE DOMESTIC OIL SUPPLY AND MORE THAN HALF OF THE GAS SUPPLY, FIELDS OF THE RARE METALS, GOLD AND OTHER NATURAL RESOURCES. THE LEADERSHIP OF THE RUSSIAN FEDERATION PAYS MUCH ATTENTION TO THE HEALTHY DEVELOPMENT OF THE ARCTIC, AS WELL AS THE RESTORATION OF THE NORTHERN SEA ROUTE. BY RAMPING UP THE RESEARCHES AND WORKS IN THIS HARSH REGION, THE RUSSIAN STATE WANTS ALSO TO PROTECT ITS AMAZING AND FRAGILE ENVIRONMENT. THE FEDERAL STATE BUDGETARY INSTITUTION "MARINE RESCUE SERVICE" HAS BEEN TASKED WITH PREVENTING THE ENVIRONMENTAL INCIDENTS IN THE ARCTIC, PRIMARILY WITH THE OIL SPILL RESPONSE (OSR)

Ключевые слова: *ликвидация аварийных разливов нефти, Арктический регион, ресурсы Крайнего Севера, экологическая катастрофа, защита окружающей среды.*

Хаустов Андрей Викторович,
и.о. руководителя ФГБУ «Морская спасательная служба», к.э.н.

Разлив нефти или нефтепродуктов может произойти во время подводного разведочного бурения или добычи природных ресурсов, утечки из подводных трубопроводов, резервуаров для хранения, в результате аварий судов, которые транспортируют нефть или разлива топлива с судов при бункеровке. По совокупности показателей нефть и нефтепродукты являются наиболее существенными факторами экологического риска в принципе, а в арктическом регионе особенно.

В любых обстоятельствах ликвидация разлива нефти и нефтепродуктов очень сложна. Наличие суровых условий Арктики, ее ледяной покров в большинстве операций ЛРН существенно усложняет задачи, стоящие перед спасателями.

Низкие температуры, наличие ледового покрова, непредсказуемые погодные условия и полярная ночь в зимнее время года оказывают влияние как на вероятность разлива нефти в результате нефтегазовой деятельности, так и на его последствия. Эти условия не просто затрудняют усилия спасательных подразделений, но и могут сделать их неэффективными.

Сегодня основная система ликвидации последствий разлива нефти и нефтепродуктов основывается на сочетании методов механического сбора и двух немеханических технологий для очистки или обработки разлитой нефти: сжигания на месте и применения диспергентов, которые применяются после проведения анализа суммарной экологической выгоды. Выбор технологии локализации и ликвидации разлива производится исходя из условий разлива и реальной обстановки. Для большинства из этих технологий требуется использование морских судов усиленного ледового класса, снабженных необходимым оборудованием ЛРН, наличие подготовленных специалистов. Для действий в прибрежных арктических зонах с малыми глубинами приоритетно использовать специализированные суда с малой осадкой.

Осознавая важность государственной задачи по готовности к ликвидации последствий разлива нефти или нефтепродуктов, Морская спасательная служба стремится развивать свои оперативные возможности. Ежедневно на аварийно-спасательное дежурство заступают более 40 судов и 600 спасателей профессионалов. В 2018 году специалисты Службы принимали участие в 49 операциях по ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, в этом году эта цифра увеличилась практически вдвое.

Оперативные возможности Учреждения во многом зависят от мощного и современного флота. Сегодня флот Морспасслужбы насчитывает более 300 судов. Костяк составляют современные уникальные многоцелевые аварийно-спасательные суда, готовые выполнять задачи на шельфе Российской Федерации в Арктическом регионе.

В этом году состав флота Учреждения пополнило многофункциональное судно «Артемис Оффшор». Единственное в своем роде судно, оснащенное краном грузоподъемностью 100 тонн, системой активной компенсации качки и вертолетной площадкой. Предполагается, что данное судно будет принимать участие в несение готовности к ликвидации фонтанирования морских скважин на шельфе, а в случае необходимости проводить противофонтанные работы на шельфе. Сейчас Морспасслужба на базе Сахалинского филиала проводит подготовку по созданию специализированного подразделения, способного выполнять работы по глушению фонтанирующих скважин под водой. В России пока таких формирований нет.

В составе флота Службы такие современные суда, как МФАС «Балтика», ледокол мощностью 9 МВт, разработанный для борьбы с разливами нефти и проведения спасательных операций. Судно имеет асимметричный корпус и оснащено тремя двигателями, что дает преимущество при сборе нефтесодержащих поверхностных вод и при работе в ледовых условиях. Многофункциональные аварийно-спасательные суда «Мурман», «Берингов Пролив», «Спасатель Карев», мелкосидящий буксир-спасатель арктического плавания класса Arc 5 «Бахтемир». На судах нового поколения установлено нефтесборное оборудование, работоспособное в арктических условиях. Это такие системы, как LORS-D 11C/4000 c/v с телескопической стрелой и скиммером LORS-D 11C/L, производительностью 260 куб. м/час, навесная система Lamor LSS, которая монтируется по бортам судна в дополнение к бортовому нефтесборнику.

Одним из основных эффективных способов локализации разливов нефти и нефтепродуктов признано ограждение загрязненной площади с помощью боновых заграждений. Для работ по ликвидации крупных разливов на шельфе, как правило, используются тяжелые боновые заграждения. Нормативно этот термин еще не определен, но условно считается, что к ним относятся надувные боны, например из неопрена, высотой от 1500 мм и выше. Для работы в ледовых условиях специалисты Морспасслужбы применяют и такие нефтесборные системы, как скиммеры Lamor Arctic, производительностью 125 куб. м/час, Desmi Polar Bear (150 куб. м/час), Lamor LFF-100 (100 куб. м/час), Desmi HELIX (30 куб. м/час) и другие. Морспасслужба регулярно обновляет оборудование ЛРН, приобретает новое высокотехнологичное нефтесборное оборудование, в том числе для работы в арктических условиях.

По Федеральной целевой программе «Развитие транспортной системы

России» (2010–2020 годы) и ее подпрограмме «Морской транспорт» сейчас на стапелях судоверфей завершается строительство 8 судов различных проектов, которые войдут в состав флота Учреждения. В рамках федерального проекта развития Северного морского пути для нужд Морспасслужбы запланировано строительство еще 16 судов. Два ледокола мощностью 18 МВт (Icebreaker 7), три ледокола 7МВт (Icebreaker 6), два судна класса Icebreaker5 и девять буксиров усиленного ледового класса Arc4 и Arc5. В дополнение к этому Учреждение регулярно приобретает суда и за счет собственных средств.

Для расширения своих аварийно-спасательных возможностей в Арктике Морспасслужба планирует приобрести в лизинг два вертолета Ка-32 за счет собственных средств, чтобы расширить свои возможности по поиску и спасанию на Северном морском пути. Расположение двух единиц спасательной авиации предполагается в районе Сабетты и Диксона.

Учения и тренировки Морспасслужба проводит и с зарубежными коллегами. Арктика считается регионом добрососедских отношений и разумной политики. Международное сотрудничество стран региона проводится в рамках Международной организации

На судах нового поколения установлено нефтесборное оборудование, работоспособное в арктических условиях

(ИМО), а также Арктического Совета. Специалисты Учреждения участвуют в работе данных международных организаций.

Морская спасательная служба сегодня – это реальная сила, способная компенсировать риски разливов нефти и нефтепродуктов в Арктическом регионе, развивая свою аварийно-спасательную готовность, а также международное сотрудничество. Однако специалисты Службы осознают, что для повышения эффективности этой деятельности необходимо полноценное государственное финансирование, продолжение курса строительства новых аварийно-спасательных судов ледового класса, закупка нового ЛАРН оборудования, способного работать в арктических условиях, а также проведение научных изысканий для поисков новых способов ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Все это в конечном итоге позволит усилить российскую систему предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и будет содействовать повышению уровня экологической безопасности и сохранению природных ресурсов России. ●

Keywords: *oil spill response, Arctic region, resources of the Far North, environmental disaster, environmental protection.*

В составе флота Службы такие современные суда, как МФАС «Балтика», ледокол мощностью 9 МВт, многофункциональные аварийно-спасательные суда «Мурман», «Берингов Пролив», «Спасатель Карев», мелкосидящий буксир-спасатель арктического плавания класса Arc 5 «Бахтемир»

Эффективная и оперативная работа по ЛАРН – это прежде всего готовность к любым неожиданностям. Для этого Морская спасательная служба проводит регулярные учебно-тренировочные занятия. В ходе учений отрабатываются самые различные варианты аварий. Наличие подготовленных планов реагирования на разливы нефти и профессиональная подготовка позволяют специалистам Службы быстро адаптироваться к любой ситуации. Быстрота реагирования важна для предотвращения или сведения к минимуму последствий разлива.

Ямало-Ненецкий автономный округ

Neftegaz.RU

Neftegaz.RU

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ, приступило к реализации интерактивного федерального медиапроекта:

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России

90 лет

«Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России» – это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

Медиапроект включает:

Интерактивная карта

Предприятия

Транспортировка

Экспертные комментарии

Инвестиционные проекты ЯНАО

Объекты малых народов Севера

Уже в феврале 2020 года медиапроект будет в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru

ПРОЧНАЯ ТЕХНИКА
ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

КОМПАНИЯ GETAC, ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ MITAC-SYNNEX BUSINESS GROUP, ВЕДЕТ СВОЮ ИСТОРИЮ С 1989 Г. ИЗНАЧАЛЬНО ПРЕДПРИЯТИЕ ПРОИЗВОДИЛО ПЛАНШЕТЫ И НОУТБУКИ ДЛЯ ВОЕННЫХ. ПОЗДНЕЕ GETAC РАСШИРИЛО ЛИНЕЙКУ ОБОРУДОВАНИЯ, И СЕГОДНЯ КОМПАНИЯ СТАЛА ШИРОКО ИЗВЕСТНА СПЕЦИАЛИСТАМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КАК ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НАДЕЖНЫХ НОУТБУКОВ И ПЛАНШЕТОВ. ОБОРУДОВАНИЕ GETAC ПРИМЕНЯЮТ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧИКИ, БУРОВИКИ, СОТРУДНИКИ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ, ДОБЫЧНЫХ И ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ЧТО ДЕЛАЕТ ЭТО ОБОРУДОВАНИЕ ПОПУЛЯРНЫМ СРЕДИ РАБОТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

GETAC IS A SUBSIDIARY OF MITAC-SYNNEXBUSINESSGROUP WAS ESTABLISHED IN1989. ORIGINALLY, THE COMPANY PRODUCED TABLETS AND LAPTOPS FOR THE MILITARY OFFICERS. LATER GETAC EXPANDED ITS PRODUCT LINE AND TODAY THE COMPANY HAS BECOME WIDELY RECOGNIZED FOR THE SPECIALISTS IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX AS A MANUFACTURER OF THE RELIABLE LAPTOPS AND TABLETS. GETAC PRODUCTS ARE USED BY THE EXPLORATIONISTS, DRILLING TECHNICIANS, EMPLOYEES OF THE OILFIELD SERVICE, MINING AND PROCESSING COMPANIES. WHAT MAKES THIS TECHNOLOGY SO POPULAR AMONG OIL AND GAS INDUSTRY WORKERS?

Ключевые слова: *магниевый сплав, Getac, промышленное оборудование, корпус, заряд батареи, краш-тест, планшет, ноутбук.*

УДК 004

Илья Громов

Надежные ноутбуки будут полезны в эпоху освоения и разработки арктического шельфа, где климат далек от комфортного. Компьютеры, которые будут использовать в Арктике, должны бесперебойно работать в экстремальных условиях, при минусовых температурах и в условиях снегопада. Удобство эксплуатации техники положительно сказывается на продуктивности сотрудников. Если человек способен выполнять задачи в суровых условиях, их должна выполнять и техника, которую он использует. Инженеры и рабочие привыкли, что при минусовой температуре электроника быстро выходит из строя, снижается заряд батареи, отказывает экран. Использование магниевых сплавов в конструкции корпуса оборудования решает эти проблемы, продлевает срок службы техники и облегчает работу пользователя.

Магний – занимает восьмую строчку в списке часто встречающихся элементов земной коры. Этот высокотехнологичный металл, наиболее ценен в составе сплавов. Изучение магниевых сплавов распространено на рынке производителей электроники. Магний используют при создании элементов питания и техники, требующей экранирования радиочастот, например: ноутбуков, смартфонов, планшетов и видеокамер.

В компании Getac понимают, что промышленную технику используют в экстремальных условиях и ей необходима соответствующая защита: оптимизация пространства для электроники внутри устройства и проработанная структура корпуса.

Компьютеры Getac изготавливают из магниевого сплава, который характеризуется коррозионной стойкостью, пластичностью и прочностью. Он подходит для создания легких и компактных конструкций. Техника Getac основана на комплексе из четырех отдельных структур корпуса, каждая из которых сделана из магниевого сплава.

> Компания Getac включает в гарантию пункт неумышленного ущерба и организует решение технических проблем, защищая пользователей современными разработками, техническими новшествами и комплексным обслуживанием

В современных компьютерах встречаются детали, изготовленные с использованием магния. Основной фактор при выборе в пользу сплавов – малый вес. Чем легче материал, из которого изготавливают технику, тем проще с ней работать. Компактная техника освобождает место в рюкзаке, автомобиле и не нагружает руки. Легкие планшеты и ноутбуки помогают рабочим выполнять задачи.

Разработки Getac помогают защитить технику от падений, ударов и экстремальных морозов. Такая помощь пригодится в условиях полевой работы. Ноутбук Getac B300 способен держать заряд в холоде и работать при -29 °C. В этой модели проработали батарею и дисковый накопитель, который усилен теплозащитным кожухом. Благодаря запатентованной технологии B300 загружается без угрозы для информации на жестком диске. Безопасность данных важна при любой работе. Будь это добыча на сухопутных или морских месторождениях, специалисты всегда полагаются на технику, в Getac это понимают. В линейке планшетов и ноутбуков Getac есть еще одна особенность, благодаря которой увеличивается время работы устройства. В модели S410, помимо защитного кожуха, установлена вторая батарея. Можно вынуть севший элемент питания и поставить его на зарядку, не выключая ноутбук. Система продолжит работать на запасной батарее.

Создание корпусов из магниевого сплава способствует сокращению производственных отходов, ведь окись и гидроокись магния экологически безвредны. Помимо этого, Getac стремится делать экологичными экраны ноутбуков и планшетов. Например, технология QuadraClear позволила отказаться от использования ртути.

В лаборатории Getac любят перестраховаться, каждый день жестко тестируя свои продукты. Эксперты создают преувеличенно негативные условия, в которых нельзя использовать даже противоударные ноутбуки. Тесты проводятся для выявления слабых мест изделий, которые нуждаются в доработке. Данные с таких тестов позволят защитить технику в будущем. Промышленность стремительно развивается, прокладываются новые газо- и нефтепроводы, их эксплуатация и ремонт требуют надежной техники, которую будут использовать в экстремальных условиях.

Сегодня мир идет по пути к новой промышленной революции, которая затрагивает и технологии, связанные с защитой электронной техники.

Специалистам нефтегазовых компаний все чаще приходится работать в суровых условиях – проводить геологоразведку в условиях вечно мерзлых почв, добывать нефть на шельфе северных морей или под палящим солнцем, отслеживать качество продукта на всем пути его следования от скважины до потребителя, следуя через тысячи километров разнообразных климатических зон. Все это негативно сказывается на работоспособности планшетов и ноутбуков, из строя выходит даже защищенная техника, а простой в работе предприятия ТЭК недопустим. Компания Getac включает в гарантию пункт неумышленного ущерба и организует решение технических проблем, защищая пользователей современными разработками, техническими новшествами и комплексным обслуживанием.

Keywords: *magnesium alloy, Getac, industrial equipment, case, battery, crash test, laptop.*

ЦИФРОВОЙ ФУНДАМЕНТ БИЗНЕСА ДЛЯ БУРОВОЙ КОМПАНИИ

УДК 622.24; 004

Альберт Исхаков,
директор
ООО «УК «Татбурнефть»

УК «ТАТБУРНЕФТЬ» (ВХОДИТ В ХОЛДИНГ «ТАГРАС») – СОВРЕМЕННАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ. НА ПРЕДПРИЯТИИ, СЛАВНАЯ ИСТОРИЯ КОТОРОГО НАСЧИТЫВАЕТ БОЛЕЕ 70 ЛЕТ, ТЕПЕРЬ АКТИВНО ИСПОЛЬЗУЮТСЯ СОВРЕМЕННЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ, ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИХ КОМПЛЕКСНОГО РАЗВИТИЯ

UK TATBURNEFT (PART OF THE TAGRAS HOLDING) IS A MODERN DRILLING COMPANY. THIS ENTERPRISE, PROUD HISTORY OF WHICH SPANS MORE THAN 70 YEARS, IS NOW ACTIVELY USING ADVANCED INFORMATION TECHNOLOGIES TO INCREASE THE EFFICIENCY OF BUSINESS PROCESSES AND ENSURE THEIR INTEGRATED DEVELOPMENT

Ключевые слова: *информационные технологии, повышение эффективности бизнес-процессов, нефтесервис, бурение, Татбурнефть, ТаграС.*

Результат усилий команды – убедительная победа в XI Всероссийском конкурсе «Лучшие 10 ИТ-проектов для нефтегазовой отрасли». Награда была вручена 26 сентября 2019 года в рамках форума Smart Oil&Gas в Санкт-Петербурге. Авторитетное жюри оценило успех татарстанских буровиков, которые первыми среди российских нефтесервисных компаний реализовали на платформе «1С:Предприятие» комплексную информационную систему управления. Для этого с конца 2016 года на протяжении трех лет осуществлен ряд масштабных взаимосвязанных проектов, которые получили название – «Программа трансформации и развития системы управления ООО «УК «Татбурнефть». В 2019 году руководство «ТаграС» приняло решение о распространении наработок буровиков в остальных дивизионах нефтесервисного холдинга. О подходах к реализации Программы нашему корреспонденту рассказал директор ООО «Управляющая Компания «Татбурнефть» Альберт Исхаков.

– Альберт Фаритович, существует мнение, что с точки зрения ИТ нефтегазовый сектор очень консервативный. Легко ли приживаются инновации?

– Нефтегазовая отрасль и бурение не столько консервативны, сколько сложны по условиям работы и «привязаны» к жестким нормативам и требованиям. В остальном же это – благодатная почва для инноваций, позволяющих добиться значимых эффектов. Да, многие наши сотрудники находятся не в офисе: буровики, сменяя друг друга, работают вахтовым методом, порой в сотнях километров от больших городов, где бывают проблемы со связью и логистикой. Но именно для решения таких задач и созданы современные технологии управления.

Мы по мере сил стараемся их популяризировать и развивать персонал: проводим регулярные встречи, участвуем в конференциях, выставках, изучаем опыт других компаний, в том числе зарубежных. Важно понимание – как меняется мир: мы должны двигаться с ним в одном направлении и с одной скоростью. Самое главное – преодолеть собственные стереотипы, научиться думать и действовать по-новому.

Руководитель группы компаний ITPS Леонид Тихомиров (слева) и руководитель Программы трансформации и развития системы управления «УК «Татбурнефть» Антон Седунов на церемонии награждения «Лучшие 10 ИТ-проектов для нефтегазовой отрасли»

– Какие бизнес-эффекты дает комплексная информатизация предприятия?

– Один из наиболее ценных эффектов – прозрачность системы управления, понимание всех существующих процессов компании с возможностью их детализации и постоянного улучшения. Мы можем увидеть все необходимые взаимодействия и их нюансы. Они могут быть не совсем заметными, но очень важными – как раз за счет них можно повысить оперативность и снизить затраты.

Несколько лет назад мне довелось изучить опыт канадских буровиков, побывать с коллегами на их производственных площадках. В первую очередь, мы обратили внимание на то, что у них нет такой многоуровневой системы управления на буровой, как у нас. На объекте у бурильщика есть монитор. Все участники процесса – супервайзер, мастер, руководитель бригад и другие специалисты – удаленно видят его, оценивают состояние буровой и направляют рекомендации со своих мобильных устройств в общую систему. Вся информация сохраняется там и по факту проведения операций автоматически переводится в рапорт и сводку. На основании этого в полуавтоматическом или автоматическом режиме выписываются акты выполненных работ подрядным организациям, которые находятся на буровой.

Таким же практичным инструментом для оценки всех необходимых параметров стала наша комплексная информационная система. Например, мы отслеживаем в оперативном режиме уровень затрат на буровой, убеждаясь, что действительно уложились в бюджет. Раньше такая возможность была только после закрытия отчетного периода. Сегодня все это можно увидеть онлайн, когда мастер на буровой, кладовщик или механик на базе отразили свои действия в системе. У нас есть возможность не только видеть затраты, но и оперативно управлять ими: принимать и согласовывать решения, использовать различные инструменты для изменения параметров. Обновленные процессы – визуализированные и понятные, нашли свое отражение в регламентной базе компании.

В будущем мы планируем встроить в комплексную информационную

систему элементы роботизации и аналитические алгоритмы. Они позволят нам уменьшить влияние человеческого фактора и работать с параметрами предиктивно. Мы хотим исключить возможность появления «узких» мест и за счет этого повысить оперативность и снизить затраты.

– Одна из основных целей цифровой трансформации – повышение конкурентоспособности. Что необходимо для этого? За счет чего повышается привлекательность для клиентов?

– Ключевой фактор на рынке нефтесервисных услуг, частью которого является и бурение скважин – это оптимальная себестоимость. В ходе выстраивания процессной модели и информационных потоков компании мы лучше «узнали себя», стали более гибкими, управляемыми, прозрачными. Повлияло ли все это на себестоимость? Разумеется, ведь мы оптимизировали управление транспортом, логистикой, системой заявок и другими обеспечивающими процессами. Научились быстро выявлять противоречия и минимизировать ошибки в расчетах.

Результат – повышена производительность, повышена скорость принятия решений. Становясь эффективными, мы становимся и более привлекательными для заказчиков. Здесь в качестве примера можно привести наши новые системы сметных расчетов и нормативного планирования, которые позволяют на основании наработанного опыта рассчитать сметы быстро и точно. Это дает нам дополнительное конкурентное преимущество в ходе конкурсных процедур.

– Здесь, наверно, уместно сказать и о вовлеченности персонала в эти процессы. Каждый сотрудник должен четко представлять себе всю картину и понимать, как лично он вписан в систему производства?

– Именно это и есть одна из основных целей трансформации системы управления – привести наших людей к единому пониманию происходящего. Ни один сотрудник не должен сидеть «в своей скорлупе»: он должен четко понимать, каким образом его действия влияют на то, что происходит в других отделах и подразделениях.

Мы много работаем с персоналом: и разово, и периодически проводим различные обучения, семинары. По возможности стараемся встречаться непосредственно на производственных объектах, где объясняем сотрудникам принципы взаимодействия между подразделениями. В последний раз такие семинары проводились в подразделениях, которые занимаются телеметрией, тампонажным сервисом. Мы стремимся, чтобы люди знали

и понимали взаимозависимость внутренних процессов и комплексность происходящих в компании изменений.

– В чем заключалась самая большая трудность в реализации Программы?

– Реализовать такой колоссальный объем работы за три года – уже само по себе большое достижение. На раннем этапе было сложно выбрать подходящего партнера, обладающего всеми нужными компетенциями, способного понять и поддержать наши бизнес-задачи. Большинство из консультантов предлагали лишь локальные и «симптоматические» улучшения.

Свой выбор мы остановили на группе компаний ITPS. Во-первых из-за солидного опыта работы в нефтегазовом секторе и понимания отраслевой специфики. Во-вторых, нас привлек комплексный подход, готовность работать со всеми аспектами производства. Это было как раз то, что нам требовалось. В результате мы вместе сделали то, что до нас в России еще никто не делал.

– Менялась ли сама Программа и ее первоначальный план в процессе реализации?

– Да, и это совершенно нормально: все новое и прогрессивное обычно приживается с трудом. Особенно сложно, если изменения заставляют участников процессов иначе взглянуть на свою повседневную работу, выполняемую изо дня в день.

Конечно, было много непонятных организационных моментов: как управлять таким сложным комплексом взаимосвязанных проектов, как сформировать требования к результату – как вообще со всем этим работать. Нехватка времени, нехватка людей для дополнительной работы, наращивание компетенций персонала, оценка целесообразности ряда принимаемых решений – со всем этим мы столкнулись. Конечно, теперь наш опыт позволит другим дивизионам холдинга добиться результатов гораздо быстрее.

– Каковы, на ваш взгляд, главные признаки технологической зрелости современного предприятия?

– Зрелость – это когда компания готова воспринять и применить новые технологии, которые сегодня предлагает рынок. Мы не просто идем в ногу со временем, мы стараемся думать на несколько шагов вперед, отслеживаем актуальные тенденции, которые повлияют на развитие рынка, как в России, так и за рубежом.

Зрелость – это системность в управлении компанией, наличие «фундамента», на котором можно применить совершенно разные технологии. Убежден, что комплексная информатизация процессов – это основа для цифровизации компании. А раз «фундамент» для цифровизации нами создан, дальше будем использовать предиктивную аналитику и другие прорывные технологии.

– Можно ли уже сейчас говорить об окупаемости проектов?

– Скорее, это инвестиции в будущее, прежде всего в человеческий капитал. Все, что мы делаем – делаем для людей. В любом бизнесе, а в нашем – особенно, нужно создать условия, чтобы сотрудникам было безопасно и комфортно работать, чтобы они могли расти и развиваться в профессии. Технологическая зрелость предприятия определяется не только наличием буровых или цифровых технологий, но и тем, насколько эффективно эти инструменты используют сами сотрудники и какими компетенциями они обладают.

Цифровизация производственных предприятий обеспечивает высокую конкурентоспособность и дает дополнительные преимущества на рынке. Сегодня многие компании – в том числе, наши ключевые партнеры – движутся по тому же пути. У нас много областей, где мы работаем вместе и имеем обоюдную потребность реализовывать совместные проекты, дающие синергетический эффект.

– Изучаете ли вы зарубежный опыт? Что из него, на ваш взгляд, стоило бы применить на российских предприятиях в первую очередь?

– Сегодня в России много нефтедобывающих и нефтесервисных компаний, но мы редко делимся своими наработками. Приведу еще один пример из опыта североамериканских коллег, который, я считаю, нам нужно принять на вооружение. Там у любой компании есть обязательство выложить в определенный срок всю информацию по скважине. Образцы керна и частиц шлама, по которым изучают нефтенасыщенность и состояние пласта, описываются по составляющим и обязательно сдаются в общее кернохранилище, как и вся остальная информация по скважине. Какие применялись инструменты, компоновки, скорость введения операций, какие компании участвовали, как проходил процесс строительства скважины – эта и другая информация накапливается в специальной базе данных, которой может воспользоваться любая компания. Конечно, ряд вопросов требует решения на государственном уровне.

Российским нефтесервисным предприятиям есть куда расти. Передовые технологии и механизмы позволяют развиваться, быть более востребованными. Необходимы лишь желание изучать их и обмениваться опытом, быть открытым к инновациям. Поэтому мы не делаем тайны из нашей Программы трансформации: готовы делиться опытом со всеми, кому это интересно.

– Альберт Фаритович, в чем главная ценность Программы трансформации?

– Я бы выделил два ключевых момента. Во-первых, мы не просто внедрили программные продукты и ИТ-решения, а изменили организационные процессы и внедрили новые методы работы с производственными данными. Другими словами, в систему управления заложили качественно новый фундамент для дальнейшего развития.

Во-вторых, наш опыт, без преувеличения, уникален. К сожалению, стандартных методик внедрения цифровых решений в нефтесервисных предприятиях пока не существует, нам пришлось самостоятельно прокладывать курс. Большая часть этапов Программы трансформации успешно завершена, часть – еще в работе, и мы прекрасно знаем, что нам нужно делать дальше.

KEYWORDS: *information technologies, increase of efficiency of business processes, oil service, drilling, Tatburneft, TagraS.*

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»
ТАТБУРНЕФТЬ
УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ

Neftegaz.RU

РЕСУРСЫ С ЦИФРОВЫМ ХАРАКТЕРОМ!

Информационное агентство глобально перезапускает собственные digital-ресурсы

Самые свежие новости и события ТЭК, актуальная аналитика, интервью и экспертные мнения — теперь в новом, улучшенном формате, а также МАРКЕТПЛЕЙС НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОРТАЛ NEFTEGAZ.RU –

Популярный отраслевой интернет-ресурс. Посещаемость ресурса — свыше 13 000 уникальных пользователей в сутки и количество аудитории постоянно растет!

МАРКЕТПЛЕЙС NEFTEGAZ.RU –

Платформа электронной B2B-коммерции. Помогаем бизнесу развиваться, а покупателям — находить поставщиков по всей России и за ее пределами!

ПЕЧАТНЫЕ ДЕЛОВЫЕ ЖУРНАЛЫ + ONLINE-ВЕРСИЯ ЖУРНАЛОВ NEFTEGAZ.RU –

Ежемесячный Neftegaz.RU и ежеквартальный OFFSHORE&СУДОСТРОЕНИЕ теперь имеют не только печатную, но и полноценную online-версию, а также выходят на английском языке к крупным отраслевым мероприятиям.

ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР PR-УСЛУГ

ГАРАНТИРУЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД

РАСПОЛАГАЕМ МОЩНЫМИ РЕСУРСАМИ

ДОСТИГАЕМ ВАШИХ БИЗНЕС-ЦЕЛЕЙ

РАБОТАЕМ ОТКРЫТО И ПРОЗРАЧНО

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812 +7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

УДК 621.644

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УСТАЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ КОРРОЗИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

на прочность магистральных трубопроводов с позиции механики разрушения

Вансович Константин Александрович,
к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», Омский Государственный технический университет

Беселия Давид Симонович,
заместитель начальника отдела главного технолога, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Нахлесткин Александр Александрович,
инженер-технолог отдела главного технолога, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ МОДЕЛИРОВАТЬ УСТАЛОСТНЫЕ ДЕФЕКТЫ КОРРОЗИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ И ОЦЕНИВАТЬ ДАЛЬНЕЙШЕЕ ИХ РАЗВИТИЕ КАК ТРЕЩИН. ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ПРЕДСКАЗАНИЯ ЗАПАСА ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ТРЕЩИН, ВОЗНИКАЮЩИХ В СТЕНКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ. МЕТОД ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В СРАВНЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ИНТЕНСИВНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ПОЛУЭЛЛИПТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОВЕРХНОСТНОЙ ТРЕЩИНЫ С ВЯЗКОСТЬЮ РАЗРУШЕНИЯ ДЛЯ СТАЛИ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНЫ ВЫПОЛНЕНО С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В РАМКАХ УПРУГОЙ МЕХАНИКИ РАЗРУШЕНИЯ И РЕАЛИЗОВАНО В ПРОГРАММЕ ANSYSWORKBENCH

THE ARTICLE PRESENTS THE MATHEMATICAL MODEL THAT MAKES IT POSSIBLE TO SIMULATE THE CORROSION FATIGUE FAILURES ON THE MAIN PIPELINES, TO EVALUATE ITS FURTHER DEVELOPMENT AS FRACTURE. IT IS PROPOSED THE METHOD FOR PREDICTING THE CAPACITY OF THE FRACTURE RESISTANCE OF THE SURFACE FRACTURES ARISING IN THE WALL OF THE MAIN PIPELINE WITH THE CORROSION DEFECT. THE METHOD INVOLVES THE COMPARISON OF THE STRESS INTENSITY COEFFICIENT FOR THE SEMI-ELLIPTICAL MODEL OF A SURFACE FRACTURE WITH THE FRACTURE TOUGHNESS FOR THE PIPELINE WALLS. THE FRACTURE SIMULATION WAS PERFORMED USING THE FINITE ELEMENT METHOD IN THE FRAMEWORK OF ELASTIC FRACTURE MECHANICS AND IMPLEMENTED IN THE ANSYS WORKBENCH PROGRAM

Ключевые слова: *коррозионный дефект, поверхностная трещина, метод конечных элементов, кольцевые напряжения, вязкость разрушения металлов.*

Для уменьшения числа аварий на трубопроводном транспорте необходимо эффективно оценивать остаточный ресурс трубопроводов. Знание остаточного ресурса позволяет оптимизировать стратегию эксплуатации и уменьшить затраты на текущий и капитальный ремонт трубопроводов [1, 2]. Как показывает анализ большого числа аварий, наиболее опасными в трубопроводах являются продольные трещины, развитие которых обеспечивается образованием концентраторов напряжений, главным образом кольцевыми напряжениями от внутреннего давления в трубопроводе [2]. Наличие концентраторов напряжения, которые в процессе эксплуатации станут усталостным дефектом, создают следующую проблему: выдержит ли труба действующие на нее переменные нагрузки.

Коррозионные язвы, трещины, также как посторонние вкрапления, выбоины, риски, царапины, вызванные действиями при монтаже труб, являются основными причинами разрушения трубопроводов.

Коррозионные дефекты бывают внешними и внутренними. Наибольшую опасность при эксплуатации МТ представляют внешние дефекты. В соответствии с многочисленными нормами и правилами эта разновидность дефектов считается поверхностным полуэллиптическим трещиноподобным дефектом с отношением глубины к длине a/c. Это соотношение находится в пределах от 0,1 до 1 в зависимости от скорости коррозии [3]. Примеры коррозионных дефектов на металлических трубах представлены на рис. 1.

ФАКТЫ

Основные причины

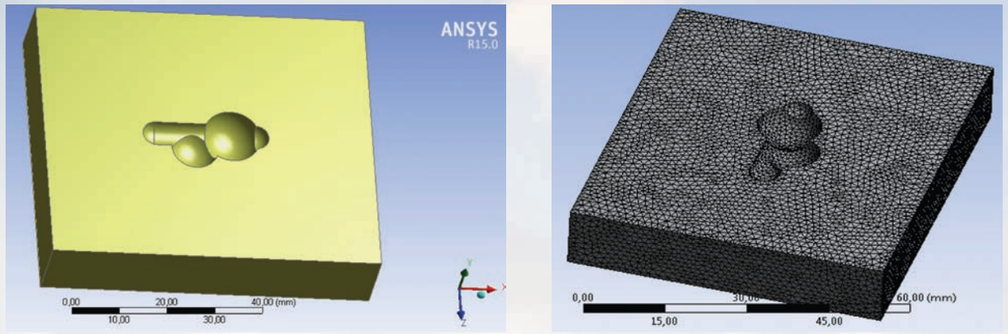
разрушения трубопроводов – коррозионные язвы, трещины, также как посторонние вкрапления, выбоины, риски царапины, вызванные действиями при монтаже труб

РИС. 1. Коррозионные полуэллиптические трещиноподобные дефекты на МТ

Оценка опасности коррозионных дефектов трубопровода осуществляется при помощи различных инструментов, в зависимости от вида дефекта и характера разрушения металла. Основой для устранения выявленных дефектов обычно является компромисс между затратами на ремонт, включая производственные потери, и необходимостью защиты человеческой жизни и окружающей среды. Опасность коррозионных дефектов определяется двумя методами:

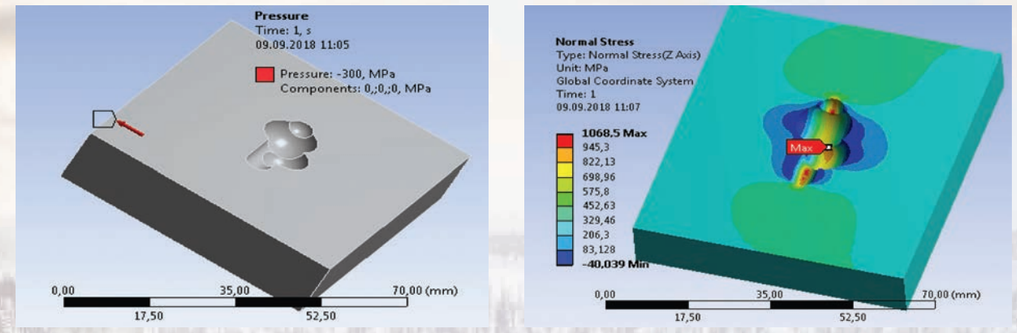
1. Коррозионный дефект считается потерей металла, остаточное давление разрушения определяется на основе анализа предельного состояния.
2. Коррозионный дефект можно смоделировать как трещиноподобный дефект, а силу, продвигающую трещину, рассчитать средствами механики упругопластического разрушения [3].

РИС. 2. Моделирование коррозионного дефекта в трубе: а) геометрическая модель; б) конечноэлементная модель



а) б)

РИС. 3. Расчетная модель с коррозионным дефектом: а) нагрузки и граничные условия; б) результаты вычисления напряжений в зоне дефекта



а) б)

Однако сложно выполнить оценку, если коррозионный дефект вызывает существенную концентрацию напряжений.

В данной работе предлагается метод предсказания развития поверхностных трещин и оценки остаточного ресурса магистрального трубопровода при эксплуатационных нагрузках с учетом двухосного напряженного состояния в стенке трубопровода.

Одной из основных причин отказов протяженных подземных трубопроводных систем является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), называемое в отечественной терминологии стресс-коррозией, развивающейся на внешней, катодно-защищенной поверхности трубопроводов.

Дефекты, связанные с коррозионным растрескиванием под напряжением (стресс-коррозии), представляют значительную опасность для целостности трубопроводов и занимают около 30 % от общего количества дефектов в трубопроводах, близких к исчерпанию расчетного ресурса [4].

Приведенные исследования выполнены методом конечных элементов в рамках упругой механики разрушения с помощью компьютерной программы ANSYSWorkbench.

ФАКТЫ

Стресс-коррозия

– коррозионное растрескивание под напряжением, развивающееся на внешней, катодно-защищенной поверхности трубопроводов является одной из основных причин отказов протяженных подземных трубопроводных систем

Для моделирования геометрии коррозионного дефекта использовался графический редактор ANSYS – DesignModeler. Сложная, неправильная форма такого дефекта определяется с помощью простых посредников в виде шара, эллипсоида и т.д.

После удаления металла с поверхности трубы командами Boolian и Subtract получают требуемую форму дефекта (рис. 2а). Участок трубы с поверхностным дефектом, имеющий небольшую кривизну, с незначительным допущением можно представить в виде плоского элемента толщиной равной толщине трубы.

Вначале определяется точка на поверхности дефекта с наибольшей концентрацией кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$, которые являются

РИС. 4. Выбор плоскости предполагаемого роста трещины

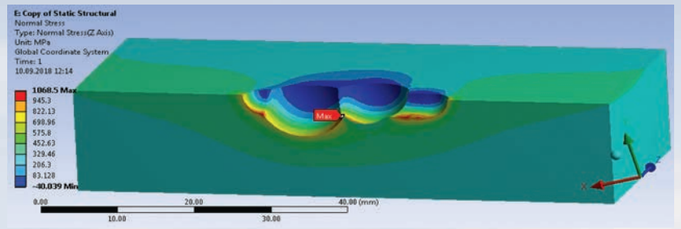


РИС. 5. Полуэллиптическая модель поверхностной трещины

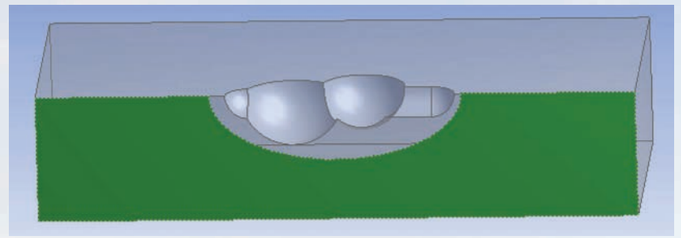


РИС. 6. Сетка конечных элементов четвертой части элемента с коррозионным дефектом

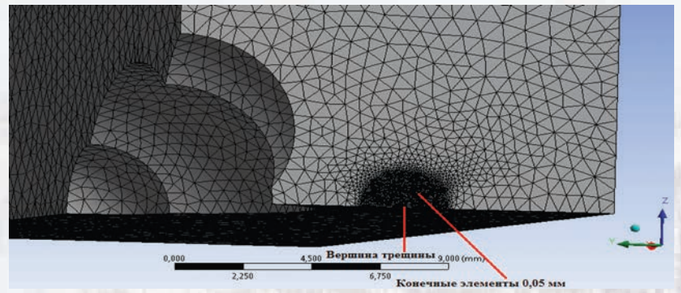
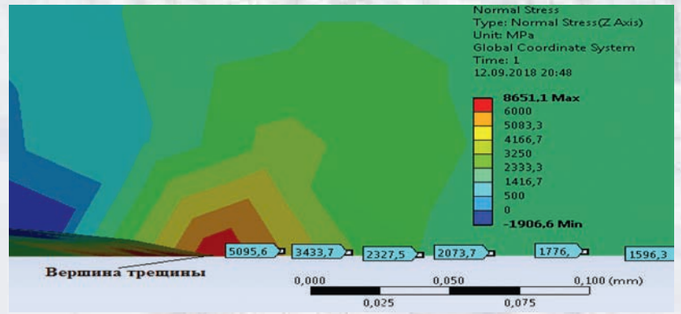


РИС. 7. Результаты вычисления напряжений в вершине трещины



наиболее опасными в процессе зарождения трещины из коррозионного дефекта. На рис. 2б показана сетка конечных элементов, созданная командой Mesh для выделенного из коррозионного участка трубы призматического тела. Далее задаются граничные условия и нагрузки (рис. 3а) командами Displacement и Pressure.

После этого командой Solve выполняется подготовка и решение системы уравнений, реализующих метод конечных элементов в узловых перемещениях. Кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ в данном расчетном случае совпадают с напряжениями NormalStress (ZAxis) на рис. 3б. За счет концентрации напряжений, вызванной коррозионным дефектом, максимальные напряжения достигли величины 1068 МПа и более чем в три раза превысили номинальные напряжения равные 300 МПа.

Вероятность зарождения поверхностной трещины в точке с наибольшими кольцевыми напряжениями очень высока, в связи с этим в дальнейшем рассматривается модель трещины нормального раскрытия, распространяющейся в плоскости перпендикулярной кольцевым напряжениям, т.е. перпендикулярно оси *Z* (рис. 4).

Опыт наблюдения за ростом поверхностных трещин показывает, что их форма стремится принять полуэллиптическую форму, что значительно упрощает моделирование (рис. 5).

В итоге расчетная модель может быть ограничена двумя плоскостями симметрии и представлять четвертую часть призматического тела с несимметричным коррозионным дефектом. На рис. 6 показана такая модель, разбитая на конечные элементы в виде тетраэдров. Из-за высоких градиентов напряжений у вершины трещины размеры конечных элементов значительно уменьшены и равны 0,05 мм.

Продольные поверхностные трещины в первую очередь развиваются за счет воздействия кольцевых напряжений, которые являются наибольшими по величине и по направлению перпендикулярны плоскости роста этих трещин.

Анализ исследования напряженно-деформированного состояния в вершине трещины (рис. 7) для наиболее глубокой точки полуэллиптической трещины позволил построить диаграмму распределения нормальных

РИС. 8. Диаграмма распределения напряжений в вершине трещины

напряжений, перпендикулярных плоскости трещины в зависимости от расстояния до вершины трещины (рис. 8).

На основании сравнительного анализа диаграмм нормальных напряжений в вершине трещины был сделан вывод о том, что метод конечных элементов позволяет достаточно точно определять напряженное состояние в окрестности вершины трещины. Формула (1) дает возможность получить выражение для определения коэффициента интенсивности напряжений прямым методом [5]:

$$K_I = \sigma_y^* \cdot \sqrt{2\pi \cdot r^*}, \qquad (1)$$

где σ_y^* – напряжения, вычисленные методом конечных элементов в вершине трещины для точки, находящейся на расстоянии r^* от вершины трещины.

С помощью коэффициента интенсивности напряжений K_I было сформулировано предельное состояние для тел с трещиной при статическом нагружении. В момент катастрофического разрушения или долома конструкционного элемента с трещиной должно выполняться следующее условие

$$K_I = K_{IC}, \qquad (2)$$

где K_{IC} – коэффициент интенсивности напряжений в момент разрушения, характеристика трещиностойкости металла, получившая название «вязкость разрушения» [6].

В приведенном примере коэффициент интенсивности напряжений в точке на малой оси полуэллипса при a = 8 мм равен

$$K_I = 56 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}.$$

Для трубопроводной стали 09Г2С вязкость разрушения

$$K_{IC} = 174 \text{ Мпа} \cdot \sqrt{\text{м}} \text{ [7]}.$$

Таким образом, имеется запас по трещиностойкости трубы

$$n = \frac{K_I}{K_{IC}} = \frac{174}{56} = 3{,}1.$$

ФАКТЫ

30%

от общего количества дефектов в трубопроводах, близких к исчерпанию расчетного ресурса, занимают дефекты, связанные с коррозионным растрескиванием под напряжением

Высокая вязкость данной стали позволит надежно эксплуатировать трубу практически до момента сквозного прорастания трещины через толщину стенки. Для сравнения, если изготовить трубу из широко применяемой в общем машиностроении стали 45, тогда вязкость разрушения

$$K_{IC} = 65 \text{МПа} \cdot \sqrt{\text{м}},$$

и с учетом требуемого коэффициента надежности по материалу >1,3 такую трубу эксплуатировать было бы невозможно.

В данной работе произведено исследование оценки опасности дефектов коррозионного происхождения, в результате чего была разработана математическая модель усталостного дефекта трубопровода, позволяющая производить оценку развития выявленных дефектов, оценивать срок безопасной эксплуатации, вводить ограничения по эксплуатируемым нагрузкам данного участка.

Литература

1. *Мурзаханов Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов. Москва, Изд-во Независимого института нефти и газа, 2005, 70 с.*
2. *Остсемин А.А., Заварухин В.Ю. Прочность нефтепровода с поверхностными дефектами. Проблемы прочности, 1993, № 12, с. 1–59.*
3. *Г. Плювинаж, О. Буледруа, М. Хадж-Мелиани. Оценка опасности коррозионных дефектов при помощи диаграммы оценки областей разрушения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 4. – С. 384–396.*
4. *Фокин М.Ф. Оценка прочности труб магистральных трубопроводов с дефектами стенки, ориентированными по окружности трубы, по критерию возникновения течи перед разрушением. Прикладная механика и технологии машиностроения. Сб. науч. тр. Нижний Новгород, Изд-во Интелсервис, 2005, с. 69–76.*
5. *Сиратори Т. Вычислительная механика разрушения / Т. Сиратори, Т. Миеси, Х. Мацусита. – М.: Изд-во Мир, 1986. – 334 с.*
6. *ГОСТ 25.506 – 85 Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 63 с.*
7. *Морозов Е.М. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения / Е.М. Морозов, А.Ю. Муйземнек, А.С. Шадский. – М.: Ленанд, 2008. – 456 с.*

KEYWORDS: *corrosion defect, surface crack, finite element method, ring stresses, fracture toughness of metals.*

ГАЗПРОМ

АМУРСКИЙ ГПЗ

ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА ОДНОГО ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

НОВЕЙШЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

АМУРСКИЙ ГПЗ ВЕДЁТ НАБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

КАРЬЕРА
НА АМУРСКОМ ГПЗ
OK@AMURGPZ.RU

ОТВЕТИМ НА ВОПРОСЫ:
8(4162) 319–200, доб. 42412, 8(499) 580–49–99, доб. 43660

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!
ok@amurgpz.ru

ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА БЛАГОВЕЩЕНСК

Реклама

ЦИФРОВАЯ ТОЧНОСТЬ

Автоматизация измерения массы нефти и отбора проб в вертикальных стальных резервуарах

В СТАТЬЕ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ СТАЦИОНАРНОЕ КОМБИНИРОВАННОЕ УСТРОЙСТВО, КОТОРОЕ ПОЗВОЛИТ АВТОМАТИЧЕСКИ ИЗМЕРЯТЬ ПЛОТНОСТЬ, ОТБИРАТЬ ОБЪЕДИНЕННУЮ ПРОБУ И ВЫЧИСЛЯТЬ МАССУ БРУТТО ПРОДУКТА, ЧТО ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

THIS ARTICLE PROPOSES TO USE A FIXED COMBINED DEVICE THAT ALLOWS TO PERFORM AUTOMATIC DENSITY MEASUREMENT, TAKE THE INTEGRATED SAMPLE AND CALCULATE THE GROSS WEIGHT OF THE PRODUCT, WHICH ALLOWS TO IMPROVE THE ACCURACY OF MEASUREMENTS, SAFETY, PRODUCTIVITY AND EFFICIENCY OF TANK BATTERIES OPERATION

Ключевые слова: *автоматизация, плотность, масса нефти, отбор проб, резервуар вертикальный цилиндрический стальной.*

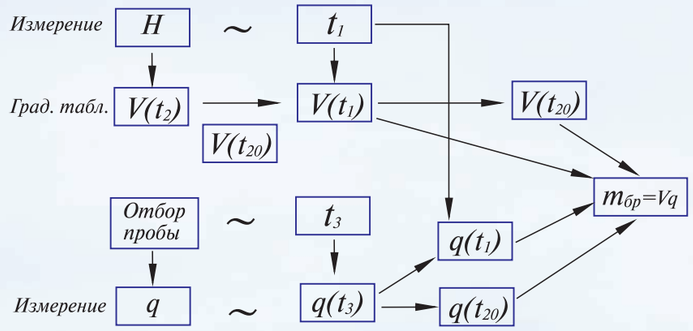
УДК 622.692.23

Авдеев Виктор Митрофанович,
доцент кафедры «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета

Землеруб Леонид Евсеевич,
доцент кафедры «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета

Машкова Анастасия Владимировна,
студент кафедры «Информационно-измерительная техника» Самарского государственного технического университета

РИС. 1. Алгоритм определения массы брутто косвенным методом статических измерений



Для определения массы продукта косвенным методом измерения ГОСТ Р 8.595 [1] допускает, как приводить плотность к условиям измерения объема, с применением коэффициента объемного расширения, так и приводить плотность и объем нефти и нефтепродуктов к стандартным условиям (рис.1). Кроме того, коэффициенты объемного расширения используются в методиках поверки массовых расходомеров и объемных преобразователей расхода [2]. Каждый раз, когда производится перевод показателя к другим условиям, вносится дополнительная погрешность.

Предлагаемое комбинированное устройство состоит из пробоотборника стационарного резервуарного (ПСР) [3] и плотномера (ПЛОТ) [4], помещенного в пробоотборную емкость. ПСР представляет собой установленную в резервуар полую трубку с расположенными на ней через каждые 1000 мм клапанами, в соответствии ГОСТ 2517 [5]. Нижним концом ПСР жестко крепится к днищу резервуара, а верхний конец измерительной трубки через сальник проходит наверх крыши резервуара.

Проба нефти из резервуара сливается в пробоотборную емкость, затем плотномер выполняет измерения плотности и одновременно при той же температуре производится измерение уровня продукта. Затем продукт при помощи насоса перекачивается в переносной пробоотборник для отправки в лабораторию с целью определения показателей качества, а оставшаяся часть перекачивается обратно в резервуар. Таким образом, предлагаемое комбинированное устройство выполняет автоматический отбор пробы, измерение плотности продукта, передачу информацию в операторную РП, где вычисляется масса брутто продукта.

ФАКТЫ

1 раз

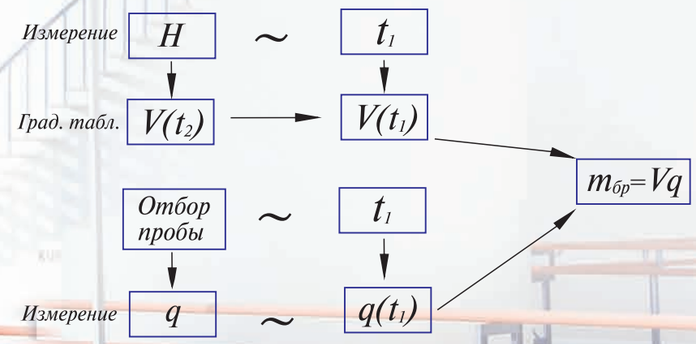
производится перевод показателей к другим условиям, что существенно уменьшает погрешность полученного результата измерений

В предлагаемом стационарном комбинированном устройстве:

- перевод показателей к другим условиям производится один раз, что существенно уменьшает погрешность полученного результата измерений;
- расположение клапанов и преобразователей температуры на жесткой трубной конструкции, которая не подвержена влиянию деформации резервуара, позволяет практически исключить погрешность от внешних условий;
- возможность определения послойного распределения плотности по высоте резервуара значительно увеличивает точность определения средней плотности;
- полностью исключается появление субъективных систематических погрешностей связанных с «человеческим фактором».

Таким образом, ввод данного устройства в работу позволит автоматизировать процесс определения массы продукта в емкостях вместимости, снизить погрешность измерения массы брутто, снизить возможный травматизм, повысить безопасность производства. ●

РИС. 2. Алгоритм определения массы брутто комбинированным устройством



Литература

1. *ГОСТ Р 8.595-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.*
2. *М.С. Немиров, Т.Г. Силкина, Р.Р. Газизов, Оценка погрешности коэффициентов объемного расширения нефти и нефтепродуктов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 4. – 72–75 с.*
3. *Пробоотборник секционный резервуарный ПСРа. Руководство по эксплуатации ОКП 36 8911 Открытое акционерное общество «Армавирский опытный машиностроительный завод» 2007.*
4. *Плотномер ПЛОТ-3Б Руководство по эксплуатации. ЗАО «Авиатех», г. Арзамас 2007.*
5. *ГОСТ 2517-12 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.*

Keywords: *corrosion defect, surface crack, finite element method, ring stresses, fracture toughness of metals.*

ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ

для оценки остаточного ресурса газонефтепроводов

Щипачёв Андрей Михайлович,
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета

Лапига Илья Романович,
аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета

Neftegaz.RU
номер 12/2019 г.

УДК 621.644

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ БОЛЬШИНСТВО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ ДОЛГОЕ ВРЕМЯ. ПОЭТОМУ ЧАСТО ВОЗНИКАЕТ ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА, ТАК КАК НЕПРАВИЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВРЕМЕНИ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ЕГО РАЗРУШЕНИЮ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, К КРУПНОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ АВАРИИ, А ТАКЖЕ К БОЛЬШИМ УБЫТКАМ ДЛЯ КОМПАНИЙ, ЗАНИМАЮЩИХСЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ ПРОБЛЕМ ДИАГНОСТИКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПОЛУЧЕНИЕ ДОСТОВЕРНОЙ ИНФОРМАЦИИ О СОСТОЯНИИ ОБЪЕКТА. В КАЧЕСТВЕ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН НЕ ОДИН ИЗ ВИДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ, А ИХ КОМБИНАЦИЯ. ОДНАКО ОБРАБОТКА ДАННЫХ О ДВУХ ВИДАХ ДИАГНОСТИКИ И УЧЕТ ИХ ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ ДРУГ НА ДРУГА МОЖЕТ ВЫЗЫВАТЬ ЗАТРУДНЕНИЯ, ЧТО ВЕДЕТ К УВЕЛИЧЕНИЮ ВРЕМЕНИ ОБРАБОТКИ ПОЛУЧАЕМЫХ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ. РЕШЕНИЕМ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОНЕЧЕТКИХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НА ОСНОВЕ РАЗНОРОДНЫХ ДАННЫХ ДИАГНОСТИКИ МЕТАЛЛА (УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ, МАГНИТНЫХ МЕТОДОВ, ПОВЕРХНОСТНОЙ ЭНЕРГИИ И ДР.). ПРИМЕНЕНИЕ ИНС ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПОЛУЧАЕМЫХ ДАННЫХ ПОЗВОЛИТ СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ ОБРАБОТКИ, А ТАКЖЕ ПОЗВОЛИТ УВЕЛИЧИТЬ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗА

CURRENTLY, MOST GAS AND OIL PIPELINES IN THE RUSSIAN FEDERATION HAVE BEEN IN OPERATION FOR A LONG TIME. OFTEN THERE ARE PROBLEMS WITH THE ESTIMATION OF THE RESIDUAL RESOURCE, AS WELL AS AN INCORRECT ESTIMATION OF THE PIPELINE'S OPERATING TIME, WHICH CAN LEAD TO ITS DESTRUCTION AND A MAJOR ENVIRONMENTAL ACCIDENT, AS WELL AS TO LARGE LOSSES FOR COMPANIES INVOLVED IN THE PIPELINE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS. ONE OF THE MAIN PROBLEMS IS OBTAINING RELIABLE INFORMATION ABOUT THE STATE OF THE OBJECT. THIS MAY NOT BE ONE OF THE TYPES OF NON-DESTRUCTIVE TESTING, BUT THEIR COMBINATION. THIS CAN CAUSE DIFFICULTIES, WHICH LEADS TO AN INCREASE IN THE PROCESSING TIME OF THE OBTAINED DIAGNOSTIC DATA. THE SOLUTION TO THIS PROBLEM IS THE USE OF NEURO-FUZZY NETWORKS TO ASSESS THE LEVEL OF RESIDUAL LIFE BASED ON HETEROGENEOUS METAL DIAGNOSTIC DATA (ULTRASONIC TESTING, MAGNETIC METHODS, SURFACE ENERGY, ETC.). THE USE OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS TO PROCESS THE OBTAINED DATA WILL SPEED UP THE PROCESSING, AS WELL AS INCREASE THE ACCURACY OF FORECASTS

Ключевые слова: *газонефтепроводы, остаточный ресурс, длительная прочность, диагностика, неразрушающий контроль, искусственные нейронные сети.*

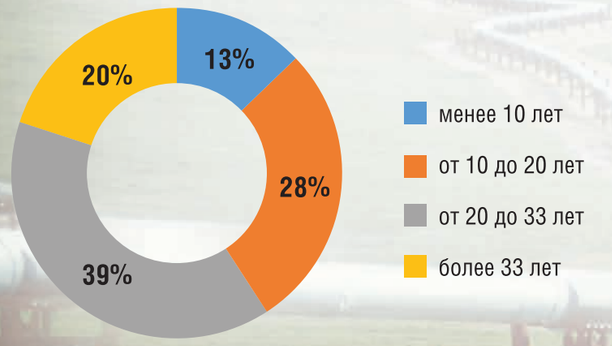
На сегодняшний день в Российской Федерации в эксплуатации находится более 250 тыс. км магистральных трубопроводов (включая 180 тыс. км газопроводов, 54 тыс. км. нефтепроводов и 16 тыс. км нефтепродуктопроводов) [1]. Нормативный срок службы трубопроводов на сегодняшний день составляет 25 лет [2]. Однако большинство из эксплуатируемых газонефтепроводов выработали свой срок, но продолжают работать (средний возраст трубопроводов в России свыше 27 лет). Структура распределения трубопроводов по возрасту приведена на рис. 1.

ФАКТЫ

Более **250** тыс. км

магистральных трубопроводов эксплуатируется сегодня в РФ

РИС. 1. Алгоритм определения массы брутто косвенным методом статических измерений



Согласно НТД, такие трубопроводы должны подлежать замене, что наиболее правильно с точки зрения промышленной безопасности и экологии: минимизирование риска аварии и загрязнения окружающей среды. Но с экономической точки зрения прокладка нового трубопровода взамен старого влечет колоссальные затраты, которые могут не окупиться, так как большая часть из таких газонефтепроводов идет от месторождений, находящихся в эксплуатации уже долгое время и чей ресурс уже достаточно исчерпан. Поэтому актуальным становится вопрос определения остаточного ресурса таких газонефтепроводов.

Однако для того чтобы можно было использовать этот ресурс, необходимо как можно более точно определить состояние металла трубы: наличие дефектов (трещины, свищи, уменьшение толщины стенки вследствие коррозионного износа и др.), а также оценить общее состояние металла.

Сегодня для многих современных сооружений и конструкций все чаще наряду со статическими

прочностными расчетами проводят также расчеты долговечности и длительной прочности в условиях циклических нагрузок.

Малоцикловое нагружение отмечается в нефтепроводах, где пульсация давления нефти обусловлена технологическим режимом перекачки.

С развитием газовой промышленности, увеличением мощностей перекачки газа и перемещением месторождении газа в районы со сложными геокриологическими условиями возникает вопрос о необходимости оценки долговечности или усталостной прочности газопровода. Натурные исследования выявили, что применение агрегатов большой единичной мощности приводит к повышению уровня нагруженности трубопроводов компрессорных станций, возникновению вибраций трубопроводов появлению трещин в отводах и тройниках. Существующими нормативными расчетами невозможно установить степень опасности такого нагружения, а также оценить действительный уровень напряжений и характер повреждений и отказов таких участков, если в линейной части газопроводов дополнительно проявились нагрузки и воздействия специального характера:

- механическое воздействие грунтов на газопроводы;
- нерасчетные перемещения участков газопроводов за счет осадки или пучения грунтов;
- температурные перемещения трубопроводов, опасные в зоне отводов, крановых узлов, перемычек и т.п.

Из опыта эксплуатации следует, что большая часть аварий происходит без видимых причин и часто при давлениях газа ниже рабочих. Отсутствуют пластические макродеформации по периметру трубы и у кромок в местах максимального раскрытия трещин в центре разрыва, а разрушения в основном носят очаговый характер.

Механические свойства металла, в том числе твердость и ударная вязкость, остаются прежними, и охрупчивания металла из-за потери свойств (старение, наводороживание) не происходит. Это означает что разрушение вызвано не однократной статической нагрузкой, а переменным длительным нагруженнем.

Возможности применения нейросетей для оценки остаточного ресурса

Сегодня ИНС применяется во многих сферах – распознавание образов, классификация, категоризация, прогнозирование [3].

При помощи ИНС успешно решаются задачи прогнозирования – в литературе приводятся примеры применения ИНС для прогнозирования курсов акций, спроса, потребления на основе временных рядов. В основном это задачи из области экономики, финансов.

ФАКТЫ

25 лет

составляет нормативный срок службы трубопроводов

С совершенствованием измерительных технологий, компьютерных систем появляются новые области применения ИНС, внедрения нейрокомпьютеров (нейрочипов). В нефтяной и химической промышленности с использованием ИНС уже созданы коммерческие и демонстрационные прототипы для следующих задач: идентификация неисправностей оборудования; анализ геологической информации; разведка залежей минералов по данным аэрофотосъемок; анализ составов примесей; управление процессами. Применение же ИНС для оперативного прогнозирования и оценки состояния оборудования позволило бы сократить вероятность аварий [4].

Большим преимуществом ННС является то, что возможно использовать так называемую нечеткую информацию. Это, например, мнения экспертов, субъективные пожелания, суждения такого типа, как «сильный», «слабый», «не очень много», «скорее да, чем нет», «большая долговечность», «не очень высокая надежность» и т.п., то есть эта информация «размытая», нечеткая. Если в детерминированных («четких») вычислениях такая информация просто отбрасывалась, то, используя подходы теории нечетких множеств, ее можно определенным образом учитывать.

В процессе обучения такая гибридная сеть подстраивает веса входящих нейронов и обучается наилучшим образом отвечать имеющейся связи между входными и выходными переменными. Другими словами, создается некая математическая модель процесса или явления.

При этом эта модель зачастую адекватнее сложной и громоздкой аналитической модели, создается проще и быстрее. При изменении неких констант (внешних условий, характеристик и свойств объекта) она легко переобучается.

В работе [5] рассматривалась проблема определения усталостной долговечности стали 30ХГСНА на основе данных о параметрах качества поверхностного слоя металла путем применения нейронечетких сетей.

ТАБЛИЦА 1. Данные для построения графика колебаний напряжения

t, с	$\sigma_{кц}$, МПа	$\sigma_{пр}$, МПа
0	327,4	226,9
10	327,8	227
20	328,3	227,1
30	328,7	227,3
. . .	. . .	. . .
3250	363,58	237,73
3260	363,59	237,74
3270	363,58	237,73
. . .	. . .	. . .
10740	290,84	215,91
10750	290,83	215,91
10760	290,84	215,91
. . .	. . .	. . .
14090	327,3	226,8
14100	327,6	227
14110	328	227,1

В работе [6] предлагается алгоритм прогнозирования остаточного ресурса деталей машин и конструкций на основе количественной обработки изображений микроструктуры поверхности. Алгоритм приводится в общем виде, без характеристики структурных элементов, что затрудняет его использованием. К тому же при этом не учитываются напряженно-деформированное состояние и влияние внешней среды.

Обученная нейронная сеть способна за короткое время дать ответ об уровне накопленных повреждений по нескольким разнородным данным технической диагностики. Ответ, выдаваемый сетью, будет содержать оценку состояния текущей поврежденности в относительном виде: отнесенную к предельному состоянию (в долях единицы).

ФАКТЫ

Свыше **27** лет

составляет средний возраст трубопроводов в России

Циклические нагрузки в магистральных газопроводах

Циклы представляют собой сложные синусоидальные зависимости, учитывающие расстояние от НПС или КС, а также пульсации давления в трубах, воздействие внешних сил (температурные колебания, сейсмические воздействия, напряжения при укладке и т.д.). Степень циклической усталости металла в трубопроводах тем выше, чем выше давление перекачиваемой среды. Наибольший износ металла вследствие циклических нагрузок будет происходить в газонефтепроводах с большей величиной давления перекачиваемой среды.

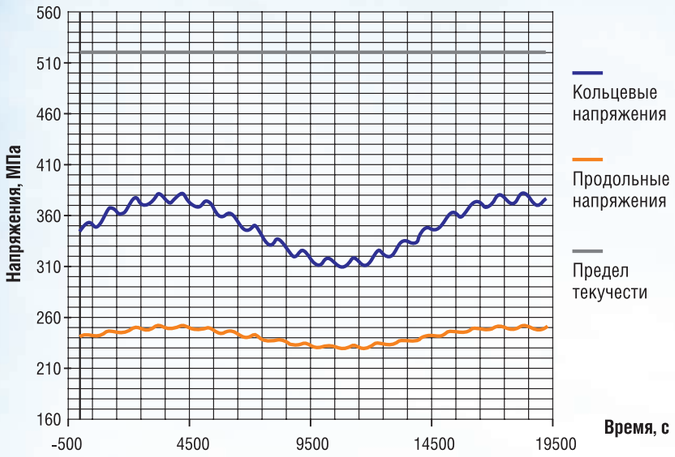
Если принять тот факт, что стенка трубопровода подвержена циклическим перепадам напряжений, то необходимо определить величину амплитуды пульсаций давления газа, как основную причину изменения напряжений. Также необходимо выяснить возможны ли проявления усталостных явлений в металле при таком режиме работы. Данные об этом можно получить только с тензодатчиков, при помощи которых можно измерить величину напряжений в трубе.

Таким образом, участки газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям, в большей степени подвержены изменению давления газа в трубе, что в свою очередь приводит к колебаниям напряжений около 5–10 % предела текучести металла труб. Количество циклов за год может достигать значения $10^5 \div 10^6$. Данная ситуация происходит в обычных условиях эксплуатации трубы. Также факторами, влияющими на проявления циклических нагрузок, являются: переходные режимы на компрессорных станциях, профилактические отключения.

Практически следует учитывать опасность усталостного разрушения металла в зонах концентрации напряжений, которыми являются коррозионные каверны, язвы, дефекты в сварных швах (подрезы, поры, непровары и т.д.), риски и задиры, геометрические дефекты. В концентраторах уровень напряженного состояния выше, и появляются остаточные деформации, имеет место типичная малоцикловая усталость. Анализ тензометрических измерений показывает, что можно выделить два характерных по нагрузкам объекта: первый – трубопроводы КС и примыкающий к ним начальный участок газопровода; второй – непосредственно линейную часть МГ.

При анализе долговечности различных участков газонефтепроводов необходимо использовать два подхода. В общем случае, когда напряжения в металле являются стационарным случайным процессом и имеет место многоцикловая усталость,

РИС. 2. График изменения напряжений в материале трубы МГ «Бованенково – Ухта»



то необходимо применять методику, изложенную в [7, 8]. В эксплуатационных режимах работы наблюдается двухчастотный процесс нагружения, и, следовательно, необходим подход, описанный в [9]. Суть его состоит в том, что изменение напряжений в металле труб может быть представлено в виде:

$$\sigma = \sigma_1 \sin \omega_1 t + \sigma_2 \sin(\omega_2 t + \varphi) + \sigma_m, \qquad (1)$$

где σ_1, σ_2 – амплитуда напряжений соответственно с низкой и высокими частотами;

ω_1, ω_2, φ – угол сдвига фаз между составляющими;

σ_m – среднее напряжение цикла [9].

Данные циклы имеют небольшую амплитуду, порядка 0,1–0,3 МПа, что ведет к изменению кольцевых и продольных напряжений на величину 30–40 МПа. Однако частота таких колебаний достаточно высока. Средний период колебаний для магистральных газопроводов составляет 4–5 часов.

В качестве примера был проведён расчет колебания напряжений в магистральном газопроводе «Бованенково-Ухта».

Уравнения колебаний:

$$\sigma_{кц} = 31,7 \cdot \sin(0,00037 \cdot t) + 4,87 \cdot \sin(0,0063 \cdot t) + 344,9 \qquad (2)$$

$$\sigma_{пр} = 9,5 \cdot \sin(0,00037 \cdot t) + 1,46 \cdot \sin(0,0063 \cdot t) + 241,1 \qquad (3)$$

На рисунке 2 представлен график изменения напряжений, подчиняющийся выражению (2).

Эксплуатационное нагружение достаточно сложное, однако можно выделить доминирующий тип нагружения, в данном случае это внутреннее давление в трубопроводе, и для данного типа загрубения определить напряженно-деформирование состояние. К наиболее часто встречающимся типам нагружения, применительно к которым создаются испытательные машины, относятся: чистый и поперечный изгибы, осевое растяжение (сжатие), кручение, нагружение внутренним давлением при наложении гидростатического давления, комбинированные виды нагружения с целью воспроизведения различных сложнонапряженных состояний.

ФАКТЫ

ИНС

позволяет использовать так называемую нечеткую информацию, что является большим преимуществом

Рассмотрим случай оценки сопротивления усталости трубопровода при условии наличия локальных концентраторов напряжений, что соответствует реальному режимы работы трубопровода, поскольку наличие в стенке трубы различных дефектов достаточно распространенная ситуация. Исходным положением в данной постановке является то, что весь трубопровод деформируется упруго, за исключением областей, где расположены дефекты. На этих участках возникает пластическая деформация, поскольку любой дефект является концентратором напряжений. Подобный подход позволяет в качестве основы для дальнейшей оценки сопротивления усталости во всем теле использовать результаты решения в упругой постановке. Упругие поля напряжений и деформаций обозначаются символами σ и ε. Значения упругих напряжений и деформаций, получаемые с учетом концентрации напряжений будут определяться по следующим формулам [10]:

$$\begin{cases} \sigma^e = \alpha_\sigma \sigma \\ \varepsilon^e = \alpha_\sigma \varepsilon \end{cases}, \qquad (4)$$

где α_σ – теоретический коэффициент концентрации напряжений рассматриваемого концентратора напряжений.

Для обозначения локальных полей напряжений и деформаций, обусловленных концентрацией напряжений, используются символы ξ, e соответственно. В данном случае e – полная деформация, являющаяся суммой упругой и пластической деформации.

Для нахождения локальных полей напряжений и деформаций, обусловленных концентрацией напряжений, необходимо пользоваться правилом Нейбера (H. Neuber) [11]. Согласно данному

РИС. 3. Иллюстрация правила Нейбера

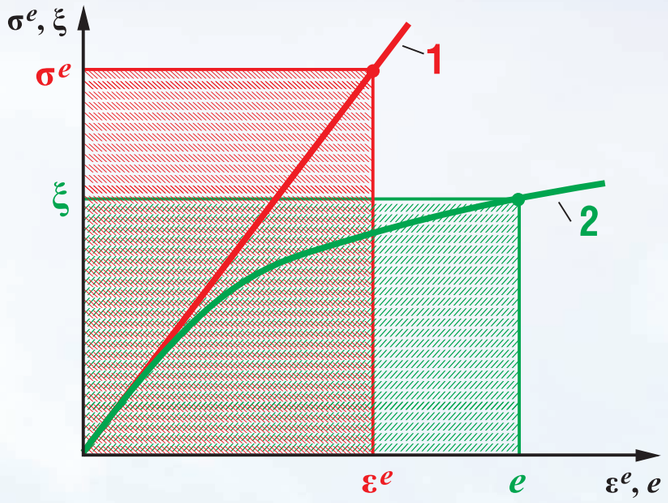
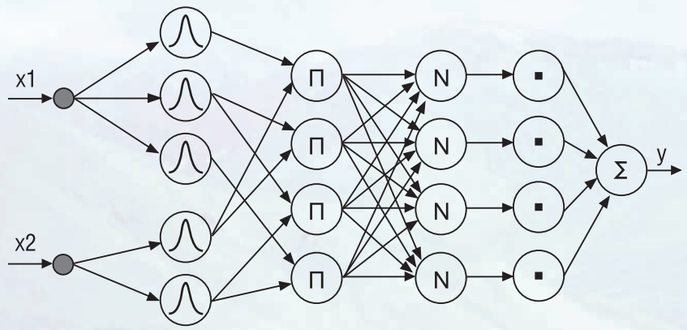


РИС. 4. Выбор плоскости предполагаемого роста трещины



правилу, плотность полной энергии в упругом случае равна плотности действительной (локальной) полной энергии. Смысл приведенного утверждения иллюстрируется на рис. 3.

На данном рисунке линия 1 – диаграмма деформирования упругого тела, линия 2 – диаграмма деформирования материала с учетом неупругих деформаций.

Используя правило Нейбера для различных значений коэффициента интенсивности напряжений, можно получить значения усталостной прочности для стенки трубопровода. Усталостной прочностью в таких расчетах считается такое значение амплитуды напряжений, при котором отказ произойдет в ходе одного полуцикла напряжения. Таким образом, для оценки остаточного ресурса имеет смысл применять значение усталостной прочности, поскольку имеет место работа трубопроводов в циклическом режиме.

Приведя циклы к упрощенной модели, появляется возможность в лабораторных условиях смоделировать состояние металла практически для любого момента времени на заданном расстоянии.

Полученные в лабораторных условиях образцы с разной степенью циклической усталости(наработки) можно диагностировать для получения различных диагностических параметров, например: скорости прохождения ультразвуковых волн через металл, напряженности магнитного поля металла, твердости и др. При проведении диагностики трубопроводов реальные значения диагностических парам сравниваются с лабораторными. По результатам сравнения можно сделать вывод о текущем состоянии металла труб и дать прогноз остаточного ресурса.

Получение значения остаточного ресурса в пакете MATLAB

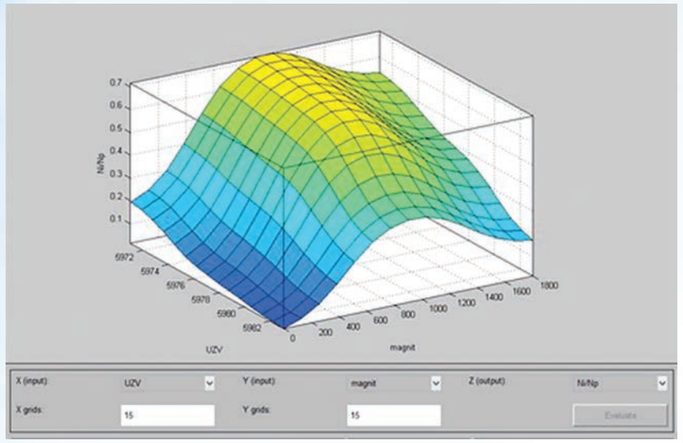
Создание ИНС и работа с ней может была проведена в математическом пакете MATLAB R2014a с использованием модуля Anfis, который реализует систему нечеткого вывода типа Сугено в виде пятислойной нейронной сети прямого распространения сигнала.

В модуле ANFIS реализована система нечеткого вывода Сугено в виде пятислойной нейронной сети прямого распространения сигнала. Каждый из слоев имеет свое назначение:

- первый слой – термы входных переменных;
- второй слой – антецеденты (посылки) нечетких правил;
- третий слой – нормализация степеней выполнения правил;
- четвертый слой – заключения правил;
- пятый слой – агрегирование результата, полученного по различным правилам.

Входы сети в отдельный слой не выделяются. На рис. 4 изображена ANFIS-сеть с двумя входными переменными (x1 и x2) и четырьмя нечеткими правилами. Для лингвистической оценки входной переменной x1 используется 3 терма, для переменной x2 – 2 терма.

РИС. 2. График изменения напряжений в материале трубы МГ «Бованенково – Ухта»



Входными переменными могут быть приняты полученные при проведении исследования образцов значения скорости распространения ультразвуковых волн, размах градиента напряженности магнитного поля. В качестве выходной переменной должен быть принят уровень накопленных повреждений, выраженный в долях единицы.

Редактор Anfis для оценки модели имеет средство визуализации результатов обучения в виде трехмерных диаграмм. Диаграмма, изображенная на рис. 5, показывает зависимость уровня накопленных повреждений от изменений магнитного поля и скорости распространения ультразвуковых продольных волн.

Для практического применения ИНС для определения остаточного ресурса газонефтепроводов можно создать исполняющую программу, в которой пользователю достаточно будет задать только входные параметры (свойства материала, а также данные диагностического обследования). Так как ИНС имеют способность к переобучению, то эта же программа может быть использована для других материалов.

Таким образом можно создать универсальный программный продукт, который позволяет определять и прогнозировать состояние металла и его остаточный ресурс на всем протяжении времени работы трубопровода. Преимущество такой программы по сравнению с другими также будет заключаться в самообучении системы: т.е. чем большее количество раз сетью будет произведена оценка и прогнозирование остаточного ресурса, тем более точные и корректные результаты будут получены в будущем.

Выводы

1. Используемые в настоящий момент методы прогнозирования остаточного ресурса не учитывают оценку комплексных параметров, а также не учитывают совместное влияние на состояние металла двух и более параметров, которые позволяют более точно определять состояние материала.
2. Использование ИНС для прогнозирования состояния намного проще и быстрее, чем создание различного вида зависимостей (эмпирических, полуэмпирических и т.д.).
3. Использование ИНС позволяет применять нечеткую информацию, которую невозможно учесть при использовании аналитических зависимостей. ●

ФАКТЫ

ИНС

помогает решать задачи идентификации неисправностей оборудования, анализ геологической информации, разведка залежей минералов по данным аэрофотосъемок, анализ составов примесей, управление процессами

Литература

1. *Электронный ресурс: https://gks.ru/storage/mediabank/rus19.pdf*
2. *ГОСТ 34027-2016 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода.*
3. *Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы: пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 452 с.*
4. *Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с.*
5. *Андреева О.В. Прогнозирование остаточного ресурса металлов и сплавов на основе нейросетевого метода оценки степени поврежденности микроструктуры поверхности / Нейрокомпьютеры: разработка, применение, 2014, № 14, с. 68–72.*
6. *Шипачев А.М., Хакимова Р.Р., Черняховская Л.Р.Прогнозирование характеристик усталостной прочности металлов с учетом технологии обработки на основе нейронечеткого моделирования // Вестник УГАТУ, 2010, т. 14, № 2 (37), с. 80–82.*
7. *Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.*
8. *Харионовкий В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.*
9. *Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.*
10. *Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов / Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д., Васильев Г.Г. и др. – Тюмень: Вектор Бук, 2002. – 422 с.*
11. *Карзов Г.П., Марголин Б.З., Швецова В.А. Физико-механическое моделирование процессов разрушения – СПб.: Политехника, 1993. – 391 с.*

KEYWORDS: *gas and oil pipelines, residual life, long-term strength, diagnostics, nondestructive testing, artificial neural networks.*

НЕМЕН®
качество в деталях®
www.nemen.ru

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

- условный проход до DN250
- условное давление корпуса до PN100
- различные типы присоединения (фланец, резьба, сварка)
- максимальная температура среды до +340⁰С
- различные материалы корпуса (серый чугун, углеродистая сталь, нержавеющая сталь)
- различные материалы мембран и уплотнений
- широкий диапазон возможных настроек (от 0,015 бар до 55 бар)
- специальные исполнения проточной части (антикавитационные, перфорированные)
- индивидуальный подбор Kvs

РЕКЛАМА

Москва:
8 (495) 646-22-33
zakaz@nemen.ru

Екатеринбург:
8 (343) 287-55-80
ekb@nemen.ru

Neftegaz.RU
номер 12/2019 г.

УДК 331.108

СОТРУДНИКИ ФИЛИАЛА «РЕМОНТ СКВАЖИН» СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ЗАНЯЛИ ПЕРВОЕ МЕСТО В КОНКУРСЕ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОСА»

«Лучшая команда по управлению исполнением договоров»

Яценко Алена Викторовна,
АО «Сибирская Сервисная Компания», к.э.н.

В «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОСЕ» ПРОШЕЛ ПЕРВЫЙ В ИСТОРИИ КОМПАНИИ КОНКУРС «ЛУЧШАЯ КОМАНДА ПО УПРАВЛЕНИЮ ИСПОЛНЕНИЕМ ДОГОВОРОВ» (УИД). УЧАСТНИКАМИ МЕРОПРИЯТИЯ СТАЛИ ДЕВЯТЬ КОМАНД, В КОТОРЫЕ НАРЯДУ С СОТРУДНИКАМИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОСА» ВОШЛИ ПРЕДСТАВИТЕЛИ ОРГАНИЗАЦИЙ-ПАРТНЕРОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАБОТНИКИ ФИЛИАЛА «РЕМОНТ СКВАЖИН» АО «ССК»

THE COMPANY'S FIRST EVER CONTEST "THE BEST CONTRACT MANAGEMENT TEAM" WAS HELD AT GAZPROMNEFT-KHANTOS. IN THE EVENT IT WAS PARTICIPATED NINE TEAMS, IN WHICH ALONG WITH GAZPROMNEFT-KHANTOS EMPLOYEES THE REPRESENTATIVES OF PARTNER ORGANIZATIONS, INCLUDING EMPLOYEES OF THE WELL REPAIR AFFILIATE OF SSC JSC WERE INCLUDED

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная компания, управление исполнением договоров, ремонт скважин, нефтесервис, конкурс, кадры.*

Конкурс состоял из двух этапов. Первый – общее тестирование – был посвящен знанию УИД, в направлении «Каркаса безопасности» и ценностей компании.

«Результаты теста будут заложены в основу дальнейшего обучения и наших специалистов, и сотрудников компаний-партнеров для более глубокого погружения в систему управления исполнением договоров и «Каркас безопасности», – **отметила начальник отдела по развитию взаимоотношений с контрагентами «Газпромнефть-Хантоса» Анна Чернова.**

В своем приветственном слове заместитель генерального директора – **главный инженер «Газпромнефть-Хантоса» Александр Баринов** отметил:

«Наше предприятие, один из крупнейших добывающих активов «Газпром нефти», обладает большим фондом скважин, на наших месторождениях сосредоточено немалое количество буровых, работает много людей. Не секрет, что 90% из них – сотрудники подрядных организаций. И, говоря о безопасности и эффективности, мы четко осознаем, что не можем добиться качественного роста без участия наших партнеров. Вообще про партнерство можно говорить много. Но есть слова, а есть дела. И сегодняшний конкурс – это, пожалуй, один из шагов, который позволяет нам действительно быть единой командой. Это пример настоящей совместной работы, нацеленной на эффективность», – заявил Александр Баринов, пожелав сильнейшей команде победы.

В рамках второго этапа конкурсанты представляли собственные проекты в различных сферах деятельности компании, направленные на устранение отдельных недоработок и общий рост эффективности.

«Приятно осознавать, что именно наш филиал выбрали для участия в этом проекте. Безусловно, мы отнеслись к мероприятию очень серьезно – готовились тщательно. Здорово, что Газпромнефть-Хантос организовал такой конкурс, благодаря которому появляется взаимопонимание между заказчиком и подрядчиком, – **поделился Илья Иванов, начальник службы ОТ, ТБ и Э филиала «Ремонт скважин» АО «ССК».**

ФАКТЫ

1-е место

в основном конкурсе занял филиал «Ремонт скважин» АО «ССК», ставший лучшим в номинации «Знатоки УИД»

По словам главного специалиста отдела по развитию взаимоотношений с контрагентами «Газпромнефть-Хантоса» Леи Ивановой, Сибирская Сервисная Компания является давним партнером и оказывает качественные услуги в области ТКРС и бурения.

«Надо отметить, что компания полностью погружена в задачи системы УИД в разрезе реализации программы «СТУПЕНИ», «Каркаса безопасности» и ценностей компании. Первое место «Лучшая команда УИД-2019» – пример эффективного партнерства, основанного на безопасном ведении работ», – **говорит Лея Александровна.**

По итогам дня были определены победители. Филиал «Ремонт скважин» АО «ССК» занял первое место в основном конкурсе и стали лучшими в номинации: «Знатоки УИД за наибольшее количество баллов в тестировании. ●

Keywords: *Siberian Service company, contract execution management, well repair, oil service, competition, personnel.*

Neftegaz.RU – победитель конкурса МЕДИАТЭК

ПО ИТОГАМ 5-ГО ВСЕРОССИЙСКОГО КОНКУРСА СМИ «МЕДИАТЭК-2019» КОМПАНИЯ NEFTEGAZ.RU ПОБЕДИЛА В ЧЕТЫРЕХ НОМИНАЦИЯХ

Цель конкурса – поддержка СМИ, освещающих деятельность и проекты энергетических компаний и сотрудников, чья работа связана с добычей топлива, популяризацией науки и повышением значимости труда рабочих нефтяной, газовой и энергетической отраслей.

Организатором выступает Минэнерго РФ, которое проводит конкурс с 2015 г.

В конкурсе приняли участие федеральные и региональные СМИ, журналисты, блогеры, отделы по связям с общественностью из 54 регионов России. Всего поступило 443 заявки. За каждой компанией, которую отобрало жюри, стоял совместный труд редакций, менеджеров и руководителей.

Для участия в конкурсе мы предоставили жюри на оценку большое количество статей и реализованных проектов.

Победителей объявляли со второго по четвертое октября на площадке Международного форума «Российская энергетическая неделя» (РЭН) в г. Москве. Награды вручили члены Экспертного совета: пресс-секретарь президента РФ Д. Песков, министр энергетики РФ А. Новак, генеральный директор ТАСС С. Михайлов, генеральный директор МИА «Россия сегодня» Д. Киселёв, декан факультета журналистики МГУ им. М.В. Ломоносова Е. Вартанова.

По результатам конкурса коллектив Neftegaz.ru продлил победную серию и пополнил архив достижений на четыре новых награды. В прошлом году на «МедиаТЭК-2018» мы выиграли три статуэтки в трех разных номинациях. Нам достались первое, второе и третье места. В этом году мы выиграли уже в четырех номинациях.

Neftegaz.ru занял **первое место** в номинации «ТЭК в фокусе», в которой боролись специализированные издания по ТЭК;

второе место – в номинации «Энергоэффективность и энергосбережение» с проектом «Рациональное использование ресурсов и инновационные технологии повышения энергоэффективности производственных объектов как залог успешного развития отрасли»;

второе место – в номинации «Государственная политика в области регулирования и развития ТЭК России» с проектом «Власть РФ как катализатор и гарант освоения арктических месторождений развития логистики в регионе на базе Северного морского пути»;

третье место – в номинации «ТЭК России за рубежом» с проектом «Партнерство и конкуренция: Россия в контексте мирового нефтегазового рынка».

Победа на «МедиаТЭК-2019» подчеркивает значимость нашей работы. Мы благодарны организаторам конкурса, экспертному совету, компаниям энергетической отрасли, нашим авторам и читателям! С каждым годом планка для журнала поднимается, и мы рады покорить новую высоту.

ТЕХНОЛОГИЯ ОТКАЧКИ НЕФТИ, ПОВЫШАЮЩАЯ КПД

УДК 622.063

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ – КЛЮЧЕВОЙ СЕГМЕНТ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВО НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ АКТУАЛЬНЫ И ВОСТРЕБОВАНЫ. ООО «РМ-ИННТЕХНО» СОВМЕСТНО С КАФЕДРОЙ «НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ» ЮЖНО-РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА (НПИ) ИМЕНИ М.И. ПЛАТОВА, РАЗРАБОТАЛИ ТЕХНОЛОГИИ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ГЛУБИННОГО ГИДРОПРИВОДНОГО УСТРОЙСТВА И КОМБИНИРОВАННОГО ПРИВОДА СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА С УСИЛИВАЮЩИМ ГРУЗОВЫМ УСТРОЙСТВОМ. С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭТИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫСИТСЯ КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ (КПД) РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ОТКАЧКИ НЕФТИ И УМЕНЬШИТСЯ ОТЛОЖЕНИЕ ПАРАФИНА НА СТЕНКАХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ. БЛАГОДАРЯ ЭТОМУ ВОЗРАСТЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

THE OIL INDUSTRY IS A KEY SEGMENT OF THE RUSSIAN ECONOMY, SO THE QUESTION OF THE DEVELOPING AND COMMISSIONING OF THE NEW PETROLEUM RECOVERY EQUIPMENT AND TECHNIQUES IS PARTICULARLY TOPICAL TODAY. RM-INNTECHNO LLC TOGETHER WITH THE DEPARTMENT OF "OIL AND GAS ENGINEERING AND TECHNOLOGIES" OF THE M.I. PLATOV SOUTH-RUSSIAN STATE POLYTECHNIC UNIVERSITY DEVELOPED THE TECHNOLOGY OF THE OIL PUMPING FROM THE WELLS USING THE HYDRAULIC DOWNHOLE PUMP AND A COMBINED DRIVE OF THE SUCKER-ROD PUMP WITH A CARGO REINFORCING DEVICE, WHICH CAN INCREASE THE DEGREE OF EFFICIENCY OF THE OIL PUMPING DEVICES OPERATION, OBTAIN A SIGNIFICANT ECONOMIC EFFECT, AND REDUCE THE PARAFFIN DEPOSIT ON THE WALLS OF THE PUMPING AND COMPRESSION PIPES

Ключевые слова: *способы откачки нефти из скважины, глубинное гидроприводное устройство, комбинированный привод скважинного штангового насоса, усиливающее грузовое устройство, омагничивание нефти, уменьшение отложения парафина.*

Третьяк Александр Александрович,
д.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова

Райский Роман Николаевич,
директор ООО «РМ-ИННТЕХНО»

Малыхин Михаил Вячеславович,
главный специалист ООО «РМ-ИННТЕХНО»

Нуртдинов Наиль Минрахманович,
главный специалист ООО «РМ-ИННТЕХНО»

Прекращение фонтанирования нефтяных скважин заставило нефтяников искать другие способы подъема нефти на поверхность. Вначале это были тортальные способы, при которых нефть поднималась чисто механическими устройствами: колодезная добыча, тортание желонкой, поршневание. В 1897 году впервые был применен эрлифт для откачки нефти из скважины. Однако со временем он не смог конкурировать со штанговыми скважинными насосами, которыми в настоящее время оборудовано около 50 % всего фонда нефтедобывающих скважин, остальные эксплуатируются с помощью центробежных погружных насосов с электроприводом через специальный шланговый кабель.

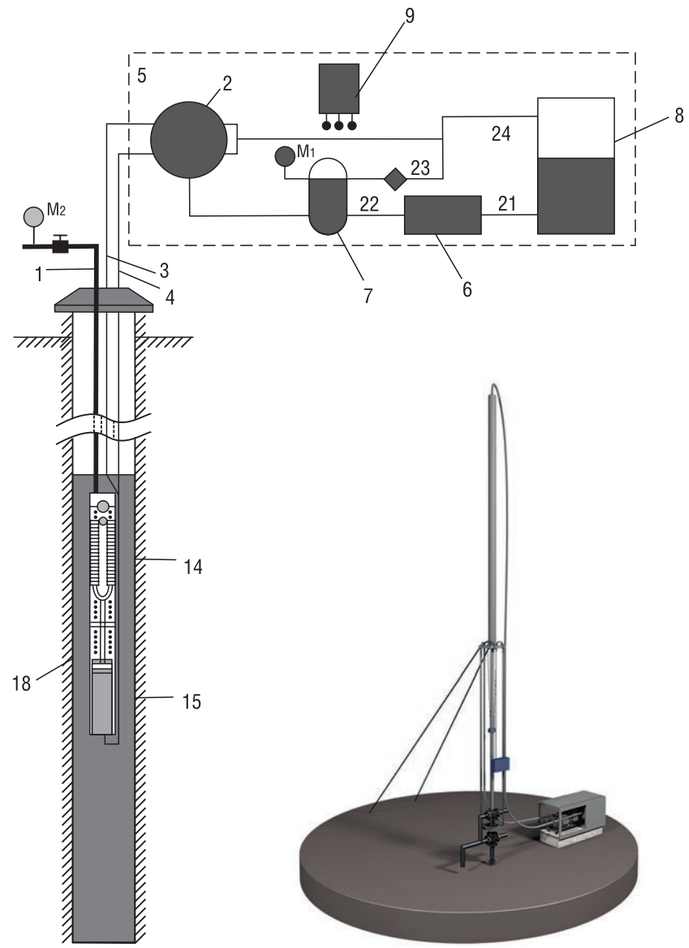
Таким образом, глубиннонасосный способ эксплуатации нефтяных скважин в настоящее время наиболее распространён, дебит скважин при этом составляет от десятков килограмм до нескольких тонн нефти в сутки. Насосы спускают на глубины от нескольких десятков метров до 3000 метров, а в отдельных скважинах до 3400 метров.

Известны гидроприводные устройства, содержащие спускаемый в скважину на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) погружной насос, рабочие полости которого подключены к магистралям для подачи пульсирующего потока рабочей жидкости, обеспечивающий режимы всасывания и нагнетания в рабочей камере, сообщенной через клапаны с затрубным пространством скважины и трубопроводом НКТ, и насосный блок, состоящий из бака с рабочей жидкостью, узла гидроавтоматики и гидросилового агрегата, расположенного на поверхности (RU 61367, RU 9902, SU 1603052). Недостатками этих устройств являются: ограниченные технические возможности, сложность конструкции, гидравлический привод выполнен без комбинации с усиливающим грузовым устройством, что снижает КПД и, как результат, – повышенный расход электроэнергии, отсутствие возможности предотвращения отложения парафина на внутренней поверхности НКТ.

Техническая проблема предлагаемого нами устройства полезной модели и устройства для откачки нефти из скважины с комбинированным приводом скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством заключается в устранении указанных недостатков и расширении арсенала средств глубинного гидроприводного насосного устройства, выполненного с наземным приводом погружного насоса. Технический результат достигается путем реализации полезной модели по своему прямому назначению с возможностью повышения при этом производительности, упрощения конструкции и регулировки рабочих режимов функционирования, а также повышения надежности устройства в целом.

Поставленная задача решается, а технический результат достигается тем, что глубинное гидроприводное плунжерное насосное устройство с наземным приводом содержит спускаемую в скважину на колонне насосно-компрессорных труб плунжерный насос, связанный с гидроцилиндром, полости которого сообщены магистралями с расположенным на поверхности наземным насосным блоком, выполненным в виде распределителя, управляемого посредством блока управления с возможностью сообщения упомянутых полостей гидроцилиндра с баком и посредством гидроаккумулятора – с гидронасосом, управляемым упомянутым блоком управления и гидравлически связанным с упомянутым баком, причем гидроаккумулятор в режиме критического давления, на которое настроен обратный клапан, сообщен через этот обратный клапан с упомянутым баком.

РИС. 1. Схема глубинного гидроприводного устройства с наземным приводом



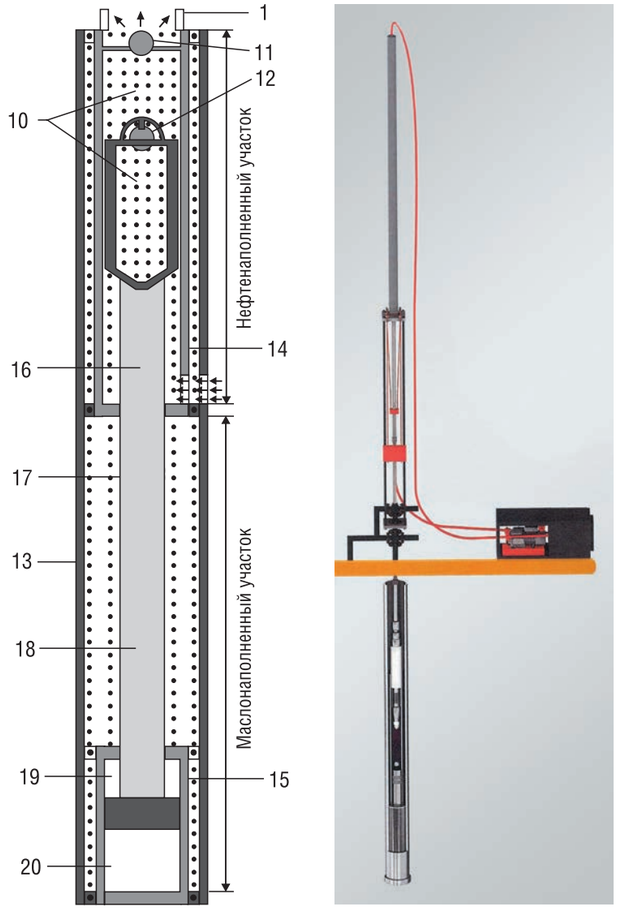
Сущность полезной модели поясняется чертежами, где: на рис. 1 представлена схема предлагаемого устройства; на рис. 2 – плунжерный насос с гидронасосом.

Глубинное гидроприводное плунжерное насосное устройство с наземным приводом включает: 1 – колонна насосно-компрессорных труб – НКТ, представляющая собой трубопровод подачи перекачиваемой жидкости от плунжерного насоса к месту назначения; 2 – распределитель рабочей среды; 3 и 4 – магистрали подачи рабочей среды к гидроцилиндру от наземного насосного блока 5 и обратно, соответственно; 5 – наземный

насосный блок; 6 – гидронасос; 7 – гидроаккумулятор; 8 – бак для рабочей среды; 9 – электрический блок управления приводами распределителя 1 и гидронасоса 3; 10 – рабочие камеры плунжерного насоса; М1, М2 – манометры; 11, 12 – обратные клапаны плунжерного насоса; 13 – центрующий защитный кожух; 14 – плунжерный насос; 15 – гидроцилиндр; 16 – шток плунжерного насоса, соединенный со штоком гидроцилиндра 15; 17 – шарнирный узел соединения штоков 16 и 18; 18 – шток гидроцилиндра; 19, 20 – рабочие полости гидроцилиндра; 21, 22 – трубопроводы.

Функционально устройство можно разделить на две части: наземный насосный блок 5 и погружной насосный блок в виде плунжерного насоса 11, кинематически связанного с гидроцилиндром 12, которые опущены в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 1. Для подачи пульсирующего потока перекачиваемой жидкости на поверхность рабочие полости 19 и 20 гидроцилиндра 15 подключены к магистралям 3, 4, обеспечивающим возвратно-поступательное перемещение штоков 16, 18 и формирование режимов всасывания и нагнетания в рабочих камерах 10 плунжерного насоса 14, одна из которых через обратный клапан 8 сообщается с затрубным пространством скважины, а другая – через обратный клапан 9 – с трубопроводом НКТ. При этом наземный насосный блок 5, обеспечивающий подачу рабочей среды в полости гидроцилиндра 15, содержит бак 8 с рабочей жидкостью, гидронасос 6, гидроаккумулятор 7, распределитель 2 и электрический блок управления 9. Наземный насосный блок 5 устанавливается на удобном расстоянии от эксплуатируемой скважины. Устройство работает следующим образом. В скважину опускаются соединенные между собой плунжерный насос 14 и гидроцилиндр 15, к которому в свою очередь присоединены магистрали 3, 4 для подачи рабочей среды в его полости, при этом трубопровод НКТ, сообщенный с плунжерным насосом 14, обеспечивает подачу перекачиваемой жидкости к месту назначения. Гидравлическая система, содержащая

РИС. 2. Плунжерный насос с гидронасосом



бак 8 с рабочей жидкостью, гидронасос 6, гидроаккумулятор 7, распределитель 2 и электрический блок управления 5, обеспечивает управление работой распределителя 2 для функционирования гидроцилиндра 15 плунжерного насоса 14 и работает по замкнутому циклу.

Наполнение полостей 10 плунжерного насоса 14 перекачиваемой жидкостью осуществляется через клапан 12 в режиме подачи рабочей среды в полость 19 гидроцилиндра 15. Подача перекачиваемой жидкости в трубопровод НКТ происходит при подаче рабочей среды в полость 20 гидроцилиндра 15.

Для этого включают гидронасос 6, рабочая среда из бака 8 по трубопроводам 21, 22 подается в гидроаккумулятор 7. Далее включается распределитель 2, который обеспечивает подачу рабочей среды по магистралям 3, 4 в полости гидроцилиндра 15, а именно, по магистрали 3 – в полость 19, а посредством другой магистрали 4 рабочая среда из полости 20 направляется к распределителю 2 и далее в бак 8, и наоборот: при подаче рабочей жидкости через распределитель 2 в полость 20 гидроцилиндра – возврат рабочей среды осуществляют по магистрали 4 из полости 19 в бак 8. При этом гидроаккумулятор 7 в режиме критического давления, на которое настроен обратный клапан 23, сообщается через него с упомянутым баком 8 с возможностью поддержания давления в гидросистеме на требуемом уровне за счет стравливания рабочей среды через

клапан 23 из гидроаккумулятора 7 по трубопроводу 24 в бак 8. После этого представленные выше режимы работы распределителя 2 повторяются.

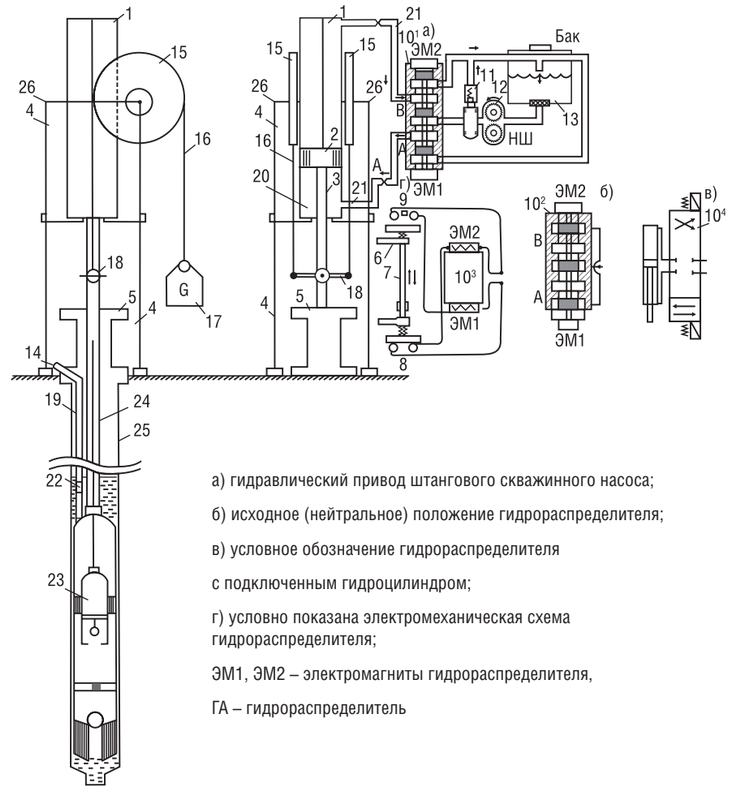
Плунжерный насос 14 функционирует известным образом, а именно: при движении штока 18 гидроцилиндра 15 вверх в режиме подачи рабочей среды в полость 20 происходит освобождение верхней полости 10 плунжерного насоса 14 посредством открытия клапана 11 и закрытия клапана 12. В этот момент перекачиваемая жидкость из затрубного пространства заполняет нижнюю полость 10 плунжерного насоса 14 (рис. 2).

В режиме подачи рабочей среды под давлением в полость 19 гидроцилиндра 15 шток 18 перемещается вниз, а вместе с ним и шток 16 с плунжером, при этом клапан 12 открывается в связи с разницей давлений в плунжерном насосе, а клапан 11 закрывается, и перекачиваемая жидкость заполняет нижнюю полость 10. В качестве перекачиваемой жидкости может быть нефть или нефтесодержащая среда, а в качестве рабочей среды – масло и подобная жидкость.

Применение устройства данной конструкции, в которой устройство по существу состоит из наземного насосного блока 5 и погружного насосного блока, выполненного в виде плунжерного насоса 14, кинематически связанного с гидроцилиндром 15, которые опущены в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 1 (НКТ), позволяет расширить технические возможности за счет обеспечения добычи нефти на больших глубинах, превышающих полтора километра, повысить КПД устройства за счет снижения энергетических затрат на единицу добываемой нефти (по сравнению с энергозатратами на привод качалки со штангой), снизить металлоемкость, обусловленную применением гидроцилиндра в качестве привода плунжерного насоса.

Глубинное гидроприводное плунжерное насосное устройство с наземным приводом, содержащее наземный насосный блок и погружной насосный блок, выполненный в виде спускаемого в скважину на колонне насосно-компрессорных труб

РИС. 3. Комбинированный привод скважинного насоса с усиливающим грузовым устройством



а) гидравлический привод штангового скважинного насоса;

б) исходное (нейтральное) положение гидрораспределителя;

в) условное обозначение гидрораспределителя

с подключенным гидроцилиндром;

г) условно показана электромеханическая схема гидрораспределителя;

ЭМ1, ЭМ2 – электромагниты гидрораспределителя,

ГА – гидрораспределитель

плунжерный насос для подачи перекачиваемой жидкости на поверхность, кинематически связанный с гидроцилиндром, полости которого сообщены магистралями с расположенным на поверхности наземным насосным блоком, выполненным в виде распределителя, управляемого посредством блока управления с возможностью сообщения упомянутых полостей гидроцилиндра с баком, содержащим рабочую среду, и посредством гидроаккумулятора с гидронасосом, управляемым упомянутым блоком управления и гидравлически связанным с упомянутым баком. Известна также конструкция устройства для откачки нефти из скважины, когда гидроцилиндр располагается выше плунжерного насоса.

Известно также техническое решение (патент SU 1603052), когда гидравлический привод штангового насоса расположен на устье скважины. Недостатком данного изобретения является то, что гидравлический привод устройства выполнен без комбинации с усиливающим грузовым устройством, что снижает КПД устройства для откачки нефти и, как результат, имеет повышенный расход электроэнергии, а также не способствует предотвращению отложения парафина на стенках НКТ.

Задачей заявляемого нами устройства является повышение срока службы устройства для откачки нефти из скважины, повышение коэффициента полезного действия устройства за счет применения комбинированного привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством, экономия электроэнергии, предотвращение отложения парафина на стенках НКТ.

Сущность устройства заключается в том, что предлагается увеличить коэффициент полезного действия гидроцилиндра за счет

использования комбинированного привода штангового насоса с усиливающим грузовым устройством. Гидроцилиндр совершает рабочий и холостой ход. Рабочий ход – это когда жидкость подается в штоковую полость цилиндра, при этом осуществляется подъем штанг и штангового скважинного насоса вверх и развиваемое усилие находится в пределах 5–8 тонн. При подаче рабочей жидкости в поршневую полость гидроцилиндра развивается усилие в два раза больше (до 17 тонн), за счет веса штанг и давления в гидроцилиндре.

Поршень совершает холостой ход (движение сверху вниз) при этом груз через полиспасную систему поднимается вверх и позже, опускаясь вниз, увеличивает подъемное усилие в штоковой полости цилиндра на величину массы груза.

Таким образом достигается увеличение почти в два раза коэффициента полезного действия устройства для откачки нефти из скважины, то есть гидроцилиндр не работает в холостую. Исключив холостой ход гидроцилиндра, получаем увеличение эффективности работы устройства в целом.

Основной задачей разработки гидроприводного насосного устройства является: 1) снижение стоимости добывающего устройства; 2) снижение энергопотребления, т.е. увеличение КПД; 3) увеличение глубины погружения насосного устройства до 3000 м; 4) борьба с парафинообразованием внутри НКТ.

Снижение стоимости устройства достигается за счет исключения из схемы станка-качалки массой 12–14 тонн, стоимостью не менее 4 млн рублей.

Нами предложено устройство для откачки нефти из скважины с комбинированным приводом скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством и омагничиванием нефти с целью устранения отложения нефти на стенках НКТ. Предлагаемое устройство позволяет повысить КПД почти в два раза. В настоящее время подана заявка на изобретение – «Устройство для откачки нефти из скважины».

Основной задачей разработки комбинированного привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством является повышение КПД устройства для откачки нефти в целом, экономия электроэнергии и уменьшение отложения парафина на стенках насосно-компрессорных труб.

В состав комбинированного привода входят (рис. 3):

1. Гидроцилиндр. 2. Поршень. 3. Шток. 4. Опора крепления гидроцилиндра над устьем скважины. 5. Устье скважины (место соединения штока гидроцилиндра со штангой скважинного насоса). 6. Толкатель управления электроконтактами 8 и 9 электромагнитов ЭМ1 и ЭМ2, закрепленный на штоке гидроцилиндра. 7. Штанга для перемещения замыкателей контактов 8 и 9. 8. Контакты, включающие электромагнит ЭМ2. 9. Контакты, включающие электромагнит ЭМ1.
101. Гидрораспределитель в положении «подача масла в штоковую полость гидроцилиндра, точка А».
102. Гидрораспределитель в исходном (нейтральном) положении.
103. Гидрораспределитель показан условно с электросхемой подключения электромагнитов ЭМ1 и ЭМ2. 104. Условное обозначение гидрораспределителя с подключенным гидроцилиндром.
11. Дренажный клапан.
12. Гидронасос. 13. Бак (для рабочей жидкости). 14. Задвижка для подачи нефти. 15. Шкивы.
16. Канаты, передающие тяговое усилие от груза на шток гидроцилиндра и штангу скважинного гидронасоса. 17. Груз. 18. Траверса для соединения канатов со штоком гидроцилиндра.
19. НКТ. 20. Штоковая полость гидроцилиндра. 21. Трубопровод.
22. Постоянный кольцевой магнит.
23. Скважинный штанговый насос. 24. Штанга скважинного насоса. 25. Эксплуатационная колонна. 26. Крючки для крепления растяжек.

На рис. 3 представлен общий вид комбинированного привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством, где в блоке (а), (б), (в), (г) показано: гидравлический привод скважинного штангового насоса, исходное (нейтральное положение гидрораспределителя, условное обозначение гидрораспределителя с подключенным гидроцилиндром, электромеханическая схема гидроусилителя; электромагниты гидроусилителя, гидроаккумулятор).

Детальная схема основных узлов привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством позволяет оценить порядок работы привода скважинного штангового насоса.

Работа устройства для откачки нефти заключается в следующем. Гидронасос (12) прокачивает рабочую жидкость из бака (13), а насосная установки гидростанции (а) по трубопроводу (21) подает рабочую жидкость в штоковую полость (20) рабочего цилиндра (1), при этом поршень (2), двигаясь вверх через шток (3) и штанги (24), приводит в движение скважинный штанговый насос (23), который, двигаясь вверх, выдает на поверхность, через задвижку (14), очередную порцию нефти. Нефть, двигаясь вверх через кольцевой постоянный магнит (22), омагничивается. Известно, что из омагниченной нефти практически парафин не выпадает на поверхности НКТ.

При достижении поршнем (2) верхнего положения в гидроцилиндре (1) груз (17) занимает нижнее положение. В это время происходит замыкание электроконтактов (9) и гидрораспределитель (10) подает жидкость в поршневую полость гидроцилиндра (1). При этом происходит холостой ход поршня.

При движении поршня вниз поднимается груз (17) на высоту хода поршня. Причем усилие, развиваемое гидроцилиндром при подаче рабочей жидкости в поршневую полость, на 35–40% больше усилия при подаче рабочей жидкости в штоковую полость и, следовательно, он может поднять груз достаточный для создания подъемного усилия на штанге (24).

Таким образом, после запуска в работу комбинированного привода, давление рабочей жидкости в гидросистеме можно уменьшать в два раза (на 50%), компенсируя уменьшение усилия гидроцилиндра весом груза (17). Таким образом уменьшается расход электроэнергии, увеличивается КПД привода и полностью исключается холостой ход гидроцилиндра.

Для расчета основных параметров работы устройства для откачки нефти из скважины используем следующие исходные данные: диаметр поршня – 160 мм, диаметр штока – 100 мм, длина хода плунжера или поршня – 2200 мм, масса штанг – 8000 кг.

Подача скважинной насосной установки определяется по формуле:

$$Q = 1440 \frac{\pi D^2}{4} S_б \cdot \cdot n \cdot \rho \cdot \zeta, \text{ кг/сут}, \quad (1)$$

где: 1440 – число минут в сутки;

D – диаметр плунжера насоса, 68 мм;

$S_б$ – длина хода плунжера или поршня – 2200 мм;

n – число качаний (двойных ходов) в минуту – 2;

ρ – относительная плотность нефти – 0,9 г/см³;

ζ – коэффициент подачи насосной установки – 0,75.

Расчет по формуле (1) позволяет получить дебит из скважины равный 15,5 т/сутки. Формула (1) связывает пять переменных параметров, из которых можно определить любой при известных четырех других. Для ускорения и облегчения расчетов по определению подачи насосов можно пользоваться специальной таблицей, или номограммой, построенной для стандартных диаметров насосов и длин хода сальникового штока в соответствии с ГОСТом на станки-качалки. При этом штоковая площадь гидроцилиндра определяется:

$$F_{шт} = \pi R^2 - \pi r^2 = 122 \text{ см}^2, \quad (2)$$

где: R – диаметр поршня, 8 см;

r – диаметр штока, 5 см.

Объем штоковой полости определяется:

$$V_{шт} = F_{шт} \cdot L = = 122 \cdot 220 = 26{,}4 \text{ литра}, \quad (3)$$

где: L – длина цилиндра, 220 см.

Объем поршневой полости определяется:

$$V_{порш} = \pi RL = = 3{,}14 \cdot 64 \cdot 220 = 44{,}2 \text{ л}. \quad (4)$$

Производительность масляного насоса определяется:

$$Q = \frac{V_{шт} + V_{порш}}{t} = \frac{70{,}6}{30} = 2{,}3 \text{ л/с}, \quad (5)$$

где: t – время одного двойного хода.

Давление, создаваемое масляным насосом, определяется:

$$P = \frac{M}{F} = \frac{8000}{122} = 66 \text{ атм} = 6{,}6 \text{ МПа}, \quad (6)$$

где: M – масса штанг, кг,

F – штоковая площадь гидроцилиндра.

Гидравлическая полезная мощность насоса определяется:

$$W = Q \cdot P = = 2{,}3 \frac{\text{л}}{\text{с}} \cdot 6{,}6 \text{ МПа} = 15{,}2 \text{ кВт}, \quad (7)$$

где: P – давление, развиваемое насосом, МПа;

Q – производительность масляного насоса, л/с.

Максимальная подъемная сила гидроцилиндра определяется:

$$P_с = F_п \cdot P = = 200 \text{ см}^2 \cdot 66 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2} = 12000 \text{ кг}, \quad (8)$$

где: $F_п$ – площадь поршня, определяется по формуле:

$$F_п = \pi R^2 = \pi \cdot 8^2 = 200 \text{ см}^2. \quad (9)$$

Объем масла в гидроцилиндре за один двойной ход определяется:

$$V_г = V_{шт} + V_{порш} = = 26{,}4 + 44{,}2 = 70{,}6 \text{ л}. \quad (10)$$

Объем гидроцилиндра за два двойных хода в минуту определяется величиной 141,2 л.

Выполненные расчеты позволили установить, что при использовании привода для штангового насоса гидроцилиндра диаметром $D_ц$ = 160 мм, диаметром штока $d_{шт}$ = 100 мм и длиной хода L = 2200 мм с грузовым увеличением подъёмного усилия получаем уменьшение мощности привода до 15,2 кВт.

Выводы

Оценив вышеуказанные технологии откачки нефти из скважины, можно сделать следующие выводы. Экономическая эффективность откачки нефти, реализуемая с помощью комбинированного привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством, более чем в два раза превышает экономическую эффективность откачки с помощью штангового скважинного насоса. Предложенная технология откачки нефти из нефтяных скважин, реализуемая с помощью комбинированного привода скважинного штангового насоса с усиливающим грузовым устройством, является достаточно эффективной и позволяет снизить стоимость оборудования для откачки нефти из скважин на 50%, при этом потребляемая мощность уменьшается в 4 раза, что позволит добиться экономии электроэнергии и предотвращения отложения парафина на стенках НКТ, за счет омагничивания нефти. ●

Литература

1. *Глубинное гидроприводное насосное устройство с наземным приводом. Полезная модель RU 186987, Нуртдинов И.М., Малыхин М.В., Райский Р.Н., Ильмурзин С.Т., Нуртдинов Р.Н. (опубл. 30.07.18 г.).*
2. *Гидравлический привод штангового скважинного насоса. А. с. на изобретение SU 1603052, Молчанов А.Г., Шестоперов В.М., Семченко И.В., Будагян С.А., опубл. бюл. № 40, 30.10.1990 г.*
3. *Сыренков О.В. Гидравлический привод скважинного насоса. Полезная модель RU 61367, опубл. 27.02.2007 г.*
4. *Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – Т. 1. – 510 с.*
5. *Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, И.А. Булатов, Ю.М. Просвелков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.*
6. *Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справочное пособие / Р.А. Гаджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 2000. – С. 42–43.*
7. *Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: учеб. для вузов / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 1998. – 437 с.*
8. *Классен В.И. Омагничивание водных систем. – М.: Химия, 1982.*
9. *Классен В.И. Вода и магнит. – М.: Наука, 1973. – 111 с.*
10. *Круглицкий Н.И. и др. Физико-химическая механика дисперсных структур в магнитных полях // Киев: Наукова Думка, 1976. – 194 с.*

KEYWORDS: *methods of pumping, a deep hydraulic drive device, a combined drive of a downhole rod pump, a reinforcing cargo device, magnetization of oil, reduction of paraffin deposition.*

ОЧИСТКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

сложной конфигурации и переменного диаметра от отложений

РАССМОТРЕНА ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОБОЖДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ РАЗЛИЧНОГО ВИДА ОТЛОЖЕНИЙ, ФОРМИРУЮЩИХСЯ НА ИХ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ПОКАЗАНЫ ЕЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ СПОСОБАМИ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД БАЗИРУЕТСЯ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕЛЕВОГО РАЗДЕЛИТЕЛЬНОГО ПОРШНЯ (ГРП). ОПИСАН ЕГО СОСТАВ, ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ, А ТАКЖЕ МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННОГО ГРП

THE TECHNOLOGY OF THE REMOVAL OF DIFFERENT TYPES OF THE DEPOSITS FROM THE INNER SURFACE OF THE MAIN PIPELINES FORMED DURING THEIR SERVICE IS CONSIDERED. IT IS SHOWN ITS ADVANTAGES IN COMPARISON WITH OTHER METHODS. THE PRESENTED INNOVATIVE METHOD IS BASED ON THE USE OF A GEL SEPARATION PIG (GSP). ITS COMPOSITION, MANUFACTURING TECHNOLOGY AND PRODUCTION CHARACTERISTICS, TEST RESULTS, AS WELL AS THE METHOD OF DISPOSAL OF THE USED GSP ARE DESCRIBED

Ключевые слова: *полимерный гелиевый поршень, состав композиции, магистральный нефтепровод, удаление отложений, утилизация.*

УДК 621.6

Афанасьев Сергей Васильевич,
начальник БРиЗОИС ПАО «Тольяттиазот», к.х.н., д.т.н., доцент по экологии

Волков Владимир Анатольевич,
директор ООО «Дельта-пром инновации», к.т.н.

Турапин Алексей Николаевич,
директор департамента инновационного проектирования ООО «Дельта-пром инновации»

При эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов на их поверхности образуются парафиновые и смолистые отложения, а также имеют место металлоотслоение и коррозия, ухудшающие качество товарной нефти и увеличивающие гидравлическое сопротивление. Уменьшение сечения трубопроводного транспорта дополнительно увеличивает абсолютную шероховатость стенок труб, ускоряет их износ и сокращает объемы перекачки нефтепродуктов.

Таким образом, с момента сооружения и до конца эксплуатации существует необходимость в периодической очистке их внутренней полости.

Считается общепринятым, что задачи удаления парафиновых отложений, основанные на использовании традиционных механических методов неэффективны в тех случаях, когда участки не оснащены камерами запуска и приема скребков. Это же справедливо и в случае трубопроводов для перекачки нефтепродуктов переменного сечения. К недостаткам скребков можно отнести то, что при неплотности их прилегания к стенкам труб возможны пропуски парафиносодержащих сред и формирование трудноудаляемых пробок.

По указанным причинам для очистки трубопроводных каналов широко применяют так называемые гелевые составы [1–4].

Они подразделяются на несколько групп, но в данной статье будут рассмотрены только гели-разделители нефтепродуктов.

Данные системы обладают рядом ценных свойств, среди которых следует отметить псевлопластичность и способность к восстановлению формы. Благодаря этому они легко проходят по трубопроводам со сложной геометрией и сужением сечения. К их достоинствам можно отнести и то, что предотвращается смешение полярной и неполярной жидкостей [5, 6].

Обычно длина гелевого поршня берется около 0,1÷0,4% от протяженности очищаемого трубопровода. Основой для изготовления служит полиакриламид (ПАА), который после образования разветвленной структурной сетки в присутствии некоторых реагентов приобретает вязкоупругие свойства. Благодаря создаваемому расклинивающему эффекту при перемещении поршня полностью перекрывается сечение нефтяного трубопровода, а хвостовая часть гелевого разделителя по ходу его движения собирает все грязепарафиновые отложения.

В патентной литературе описаны различные составы гелевых поршней, основой изготовления которых в большинстве случаев выступает высокомолекулярный полиакриламид или каучук [7–9].

Недостатком большинства из них является низкий уровень герметизации полости трубы, повышенная токсичность поршня и высокая стоимость применяемых сырьевых компонентов.

Достаточно удачным вариантом по составу и достигаемому результату является разделительный поршень для очистки трубопровода и разделения сред, содержащий полиакриламид, нефтепродукт, воду и два сшивающих агента – соль минеральной кислоты и порошкообразное производное формальдегида [10]. Вместе с тем и для него отмечается недостаточно высокий уровень очистки трубопроводов от парафиновых отложений, особенно при диаметрах 300 мм и более с подкладными кольцами.

По указанной причине нами предложен оптимизированный состав ГРП [11]. Он включает водорастворимый полимер, углеводородную жидкость, органический и неорганический сшивающий агент и воду, причем роль органического сшивающего агента выполняет карбамидоформальдегидный реагент при следующем соотношении компонентов, масс. %:

Водорастворимый полимер	**8,0 – 10,0**
Углеводородная жидкость	**6,0 – 8,0**
Карбамидоформальдегидный реагент	**0,5 – 3,0**
Неорганический сшивающий агент	**0,001 – 0,003**
Вода	**остальное**

В качестве водорастворимого полимера нами предложен порошкообразный гидрализованный полиакриламид (ПАА) с ММ = (8 –18)·10^6 и степенью гидролиза 5–20%, а в роли углеводородной жидкости – легкая нефть или дизельное топливо.

Роль органического сшивающего агента выполняет карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК-85, получаемый хемосорбцией формальдегида раствором карбамида, представляющим водную композицию, содержащую смесь моно-, ди- и триметилолмочевин с метиленгликолем, выпускаемый по ТУ 2223 – 009 00206492-2007 в ПАО «Тольяттиазот» [12]:

карбамид в виде метилолмочевин, % масс.	**25 ± 0,5**
формальдегид во всех формах, % масс.	**60 ± 0,5**
вода	**остальное**

В качестве неорганического сшивающего агента используют алюмохромфосфатное связующее (АХФС), соответствующее требованиям ТУ 2149-150-10964029-01 на ЗАО «ФК» г. Буй Костромской области, или соли поливалентных металлов: хлорид или сульфат хрома, или хромово-калиевые квасцы.

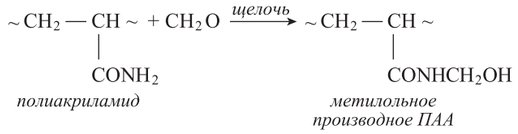
АХФС представляет собой вязкую жидкость темно-зеленого цвета с удельной массой 1550–1770 кг/м^3 при 20 °С и содержит 6,5–9,0% массовой доли алюминия в пересчете на Al_2O_3, 3,5–4,5% массовой доли хрома в пересчете на Cr_2O_3, 35–40% массовой доли фосфатов в пересчете на P_2O_5 и является пожаро- и взрывобезопасным продуктом.

В роли углеводородной жидкости могут выступать различные углеводороды – керосин, дизельное топливо, низковязкая нефть. Ее назначение состоит в предотвращении слипания частиц полиакриламида в более крупные агломераты при добавлении воды или водного раствора алюмохромфосфата.

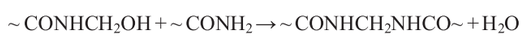
Растворителем служит пресная или минерализованная пластовая вода с минерализацией до 100 г/л.

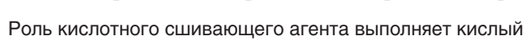
При изготовлении гелевой композиции реализуются следующие химические процессы.

Входящий в состав карбамидоформальдегидного концентрата формальдегид взаимодействует с амидными группами ПАА с образованием соответствующих метилольных производных. Вполне понятно, что функциональность получаемого модифицированного полиакриламида определяется количеством добавляемого формальдегидсодержащего продукта.



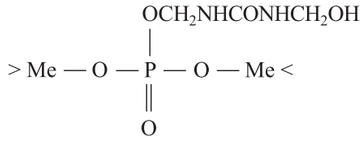
Образовавшееся модифицированное производное полиакриламида способно конденсироваться в кислой среде с формированием пространственной сетки благодаря взаимодействию метилольных и амидных групп.





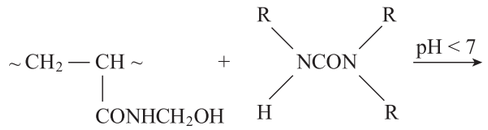
Роль кислотного сшивающего агента выполняет кислый металлофосфат, образующий с метилолмочевинами карбамидоформальдегидного концентрата сложный эфир.

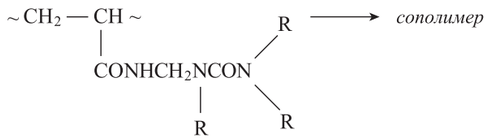
Применительно к диметилолмочевине его химическое строение может быть представлено следующей структурной формулой:



где Me – Al, Cr [13].

В результате этого процесса также формируется полимерная разветвленная сетка, термическая стабильность которой повышается благодаря наличию в ней фосфатных неорганических мостиков.





где R – H, CH_2OH.

Наряду со сшивкой метилольных производных ПАА становится возможной их соконденсация с метилолмочевинами согласно вышеприведенной реакции. В результате ее протекания, подтвержденной методом ЯМР-спектроскопии, формируются требуемые вязкоупругие характеристики полимерного гелевого поршня.

Технология изготовления гелевой композиции достаточно проста и включает последовательную загрузку компонентов в смесительный аппарат и ее перекачку в трубопровод при помощи агрегата ЦА-320 после достижения вязкости в (1,5 – 3) μ.

$\mu = d^2 * (\rho_1 - \rho_2) * g/V$, где

μ – вязкость раствора, пуаз;

d – диаметр набухшей частицы ПАА, м;

ρ_1 – плотность набухшего полиакриламида в присутствии добавки КФК-85, кг/м³; ρ_2 – плотность солевого отверждающего раствора, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

V – скорость седиментации, м/с.

Если принять d = 0,003 м, ρ_1 = 1100 кг/м³, ρ_2 – 1050 кг/м³, V = 0, 0001 м/с, то μ = 0,25 пуаз [9].

В дальнейшем процесс протекает с автоускорением и в зависимости от температуры завершается в течение 2 – 4 часов.

Для оптимизации состава ГРП с помощью ротационного вискозиметра оценивались реологические свойства коллоидных композиций.

Одновременно с этим проводилось определение такой важнейшей характеристики готового геля, как модуль упругости с использованием метода одноосного сжатия. Было установлено, что для гелевого поршня, эффективность которого подтверждена при проведении очистки трубопроводов диаметром до 1200 мм, величина рассматриваемого показателя находится в диапазоне 4500–5500 Па. При необходимости значение модуля упругости может быть увеличено за счет рецептуростроения очищающей композиции.

Схема размещения гелевого поршня в трубопроводе представлена на рисунке.

Его продавка в полость очищаемой трубы осуществляется под давлением с помощью баллонов с азотом без использования камеры приема-пуска, что обеспечивает высокую степень безопасности при выполнении работ. Перемещение гелевого поршня по трубопроводу достигается с помощью инертного газа, либо потоком воды, подаваемой насосом.

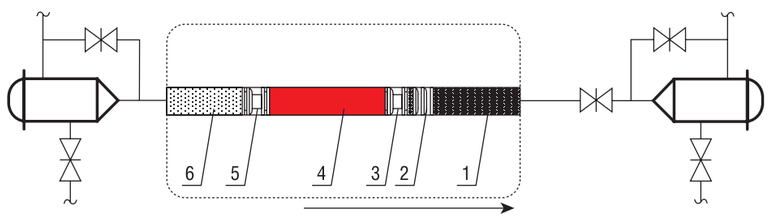
Эффективность очистки стенок трубы, рассчитанная по количеству выведенных из трубы грязе-парафиновых систем, отнесенных к количеству отложений в трубе до ее очистки, варьирует от 70 до 95%, что несколько выше, чем у известных аналогов.

Рассмотренный метод успешно апробирован ООО «Дельта-пром инновации» на многочисленных российских и зарубежных предприятиях и АО «Транснефть». С его использованием освобождены от отложений и нефтепродуктов, а также водонефтяных эмульсий более 20 участков магистральных нефтепроводов диаметром от 300 мм до 1200 мм общей длиной более 100 км, в том числе подводные переходы через реки.

Успешно проведенные работы по очистке магистрального нефтепровода «Субханкулово–Шкапово» позволили внести рассматриваемую инновационную технологию в Руководящий документ РД-75.180.00-КТН-181-14 компании АО «Транснефть» (таблица).

Следует отметить, что после прохождения ГРП по очищаемому участку в вытесняющей воде отсутствуют капли свободной нефти, а количество растворенного углеводорода варьирует от 2 до 10 мг/литр. Это позволяет в случае ликвидации магистральных трубопроводов обойтись без их демонтажа, осуществить «захоронение» непригодных для эксплуатации труб на месте укладки, что особенно важно в случае подводного перехода, поскольку демонтаж является дорогостоящим мероприятием

РИС. 1. Устройство вытесняющей технологической цепочки



1 – нефтепродукт (водонефтяная эмульсия);

2 – герметизатор резинокордный;

3 – поршень поролоновый № 1;

4 – гелевый разделительный поршень;

5 – поршень поролоновый № 2;

6 – вытесняющая среда (вода или инертная газовая смесь)

ТАБЛИЦА. Объекты внедрения технологии очистки трубопроводов с использованием гелевых разделительных поршней

№ п/п	Год проведения работ	Наименование трубопровода	Протяженность, м (диаметр внутренний, мм)
1	2011	УПСВ Самодуровского месторождения	1600 (147)
2		ДНС Рыбкинского месторождения – ДНС Загорского месторождения	47 000 (147)
3	2012	ДНС Родниковского месторождения – ДНС Романовского месторождения	6415 (207)
4		ДНС Ефремово-Зыковского месторождения – ДНС Самодуровского месторождения	9000 (257)
5	2013	МН «Субханкулово-Шкапово» (с подкладными кольцами)	10 000 (500); 8100 (500); 1600 (500)
6	2014	МН «Туймазы-Уфа-3» (с подкладными кольцами)	660 (500)
7		МН «Калтасы-Языково-Салават» (с подкладными кольцами)	4301, 91 (700); 5335,84 (700); 3736,40 (700)
8		НПП «Уфа-Петропавловск» (с подкладными кольцами)	9260 (500)
9		МНПП «Уфа-Петропавловск», участок «Хохлы-Черкассы» (с подкладными кольцами)	600 (500)
10	2015	МН Салават-Орск, Зилаир-Орск (с подкладными кольцами) Туймазинского НУ, ЛЭПСУ «Орск»	7810 (500); 2800 (500); 3972 (500)
11		ППМН НКК (резервная нитка) Черкасского НУ	200 (1000)
12		ППМН «Покровка-СНПЗ» через р. Волга (с подкладными кольцами)	9000 (350)
13	2016	МН «Калтасы-Языково-Салават» (с подкладными кольцами), ЛПДС «Салават», Туймазинского НУ	5380 (700)
14		МН «Калтасы-Языково-Салават» (с подкладными кольцами), ЛПДС «Салават», Туймазинского НУ	2630 (700)
15		МН ТОН-2, Нурлино-Субханкулово, ЛПДС «Языково», Туймазинского НУ	6001 (700)
16		МН Туймазы-Омск-Новосибирск-3 через р. Усень (с подкладными кольцами) Туймазинского НУ	4000 (800)
17	2017	ППМН МН УБКУА (основная нитка) через р. Уфа, ЛПДС «Улу-Теляк» Черкасского НУ	6000 (1200)
18		МНПП «Уфа-Камбарка» через р. Буй на участке Камбарка-Андреевка	2600 (350)
19		ППМН НКК (основная нитка через р. Уфа), участок Ленск-Нурлино, ЛПДС «Улу-Теляк» Черкасского НУ	6000 (1200)

и зачастую приводит к серьезным экологическим последствиям [13, 14].

В соответствии с современными требованиями по охране окружающей среды предусмотрена утилизация отработанного гелевого поршня, являющегося негорючим материалом и не оказывающего вредного воздействия на кожу и слизистые оболочки человека, а также дальнейшую переработку нефти.

Продукты распада ГРП инертны, не обладают какой-либо заметной прочностью, способны проходить через лопатки рабочих колес центробежных насосов. Эти же свойства позволяют легко утилизировать гелевые системы, принятые в резервуарные отстойники после проведения очисток.

Во избежание загрязнения окружающей среды, вытесненный в резервуар или приготовленную емкость полимерный гель, подвергается утилизации, например, биодеградации [15]. Данный процесс протекает при помощи штаммов Rhodococcus erytropolis, Pseudomonas putida, Stremyces. При необходимости ускорения разрушения вязкоупругой структуры ГРП после выхода его из трубопровода можно использовать химреагенты.

Таким образом, в результате проведенного исследования разработана и успешно апробирована технология изготовления гелевых поршней с использованием доступных материалов, перечень которых включает водорастворимый полиакриламид, углеводородную жидкость, органический и неорганический сшивающие агенты. Метод может найти широкое применение для очистки трубопроводов от различных видов загрязнений, прежде всего от грязепарафинистых и битуминозных отложений. ●

Литература

1. *Дегтярев В.Н. Применение гелевых разделительных поршней для поддержания пропускной способности трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 126–127.*
2. *Игнатов А.Е., Савельев М.П., Порайко И.Н. Очистка нефтепровода Мичуринск-Кременчуг от парафино-смолистых отложений с помощью водорастворимых полимеров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978. № 8. С. 6–9.*
3. *Макаров С.П., Прохоров А.Д., Челинцев С.Н. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2004. № 3. С. 4–6.*
4. *Дегтярев В.Н., Перунов В.П., Ваганов О.А. Очистка технологических трубопроводов с использованием гелевых поршней // Транспорт и подготовка нефти. 2003. № 6. С. 101–103.*
5. *Афанасьев С.В., Волков В.А., Турапин А.Н., Шевченко Ю.Н. Гелевые составы для очистки нефтяных трубопроводов от отложений. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. Химическая техника. 2017. № 10. С. 12–13.*
6. *Турапин А.Н., Волков В.А., Афанасьев С.В. Гелевые разделительные поршни для вытеснения нефти, нефтепродуктов и различных загрязнений из магистральных трубопроводов // Нефть, газ, новации. Научно-технический журнал. 2017. № 8. С. 40–45.*
7. *Патент на изобретение. RUN№2112179, МПК F17D 3/08, B08B 9/04. Состав разделителя для очистки трубопровода и разделения сред и способ его изготовления / Опуб. 1998 г.*
8. *Патент на изобретение RU №2115858, МПК F17D 3/08. Способ подготовки к ремонту нефтепродуктопровода / Опуб. 1998 г.*
9. *Патент на изобретение RU №2209364, МПК F17D1/12, B08B 9/053. Состав разделительного поршня для очистки трубопровода, разделения сред / Опуб. 2003 г.*
10. *Патент на изобретение RU №2271879, МПК F17D1/12, B08B 9/027, B08B 9/053. Композиционный состав для очистки трубопроводов и разделения сред / Опуб. 2006 г.*
11. *Патент на изобретение RU № 2619682, МПК F17D1/12, B08B 9/027, B08B 9/053. Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред и способ получения его / Опуб. 2018 г.*
12. *Карбамидоформальдегидный концентрат. Технология. Переработка. Монография под ред. д.т.н. Афанасьева С.В. / Самара. Изд. Сам. научн. центра РАН. 2012. – 290 с.*
13. *Теория и практика огнезащиты древесины и древесных изделий. Монография под ред. д.т.н. Афанасьева С.В. / Самара. Изд. Сам. научн. центра РАН. 2012. – 138 с.*
14. *РД-75.180.00-КТН-135-09 Правила освобождения от нефти при выводе из экс-плуатации и консервации магистральных нефтепроводов. ОАО «АК "Транснефть"». 2008 – 25 с.*
15. *Трифонов К.И., Афанасьев С.В., Катышев С.Ф. Естественные и техногенные источники загрязнения биосферы. Учебник / Самара. Изд. Сам. научн. центра РАН. 2014. – 148 с.*

KEYWORDS: *polymer helium piston, composition, oil trunk pipeline, sediment removal, recycling.*

БОЛЬШЕ ПОЕЗДОВ – БОЛЬШЕ ГАЗА

УДК 656.2

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ МЕЖДУНАРОДНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ УКАЗЫВАЮТ, ЧТО В БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ МИРОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО УГЛЕВОДОРОДОВ, УВЕЛИЧИТСЯ. ВАЖНЕЙШИМИ ПРИРОДНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЯВЛЯЮТСЯ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ: ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, НЕФТЬ И КАМЕННЫЙ УГОЛЬ. ОДНАКО В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ВНИМАНИЯ К ЭКОЛОГИИ И УКРЕПЛЕНИЯ ТЕНДЕНЦИЙ К РАЗВИТИЮ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ПРОГНОЗИРУЕТСЯ, ЧТО В БЛИЖАЙШИЕ 20 ЛЕТ ДОЛЯ УГЛЯ В МИРОВОМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ БУДЕТ СОКРАЩАТЬСЯ, А БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭКОЛОГИЧНЫХ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ, НАПРОТИВ, ТОЛЬКО РАСТИ. О РЫНКЕ ПЕРЕВОЗОК СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ РАССКАЗЫВАЕТ ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ НПК ОВК НИНА БОРИСЕНКО

THE ANALYSIS AND FORECAST OF THE DEVELOPMENT OF THE INTERNATIONAL ENERGY SUPPLY SYSTEM INDICATE THAT IN THE COMING DECADES, THE WORLD CONSUMPTION OF THE ENERGY FEEDSTOCK, ESPECIALLY HYDROCARBONS, WILL INCREASE. THE MOST IMPORTANT NATURAL SOURCES OF THE HYDROCARBONS ARE MINERAL RESOURCES: NATURAL GAS, OIL AND HARDCOAL. HOWEVER, IN THE CONDITIONS OF THE INCREASED ATTENTION TO THE ENVIRONMENT AND THE STRENGTHENING OF TENDENCY TO THE DEVELOPMENT OF THE CLEAN ENERGY, AS WELL AS THE RENEWABLE ENERGY SOURCES, IT IS SUPPOSED THAT OVER THE NEXT 20 YEARS, THE SHARE OF COAL IN THE GLOBAL ENERGY DEMAND WILL DECREASE, WHILE MORE EFFICIENT AND ENVIRONMENT-ORIENTED LIQUEFIED GASES WILL ONLY INCREASE. ABOUT THE MARKET OF THE LIQUEFIED PETROLEUM GASES TRANSPORTATION SAYS NINA BORISENKO, MARKETING DIRECTOR OF THE RESEARCH AND PRODUCTION CORPORATION "UNITED WAGON COMPANY" (RPC UWC)

Ключевые слова: *сжиженный углеводородный газ, экологичные энергоносители, рынок перевозки СУГ, природный газ, железнодорожный транспорт, парк цистерн.*

Нина Борисенко,
директор по маркетингу
НПК ОВК

Новые рекорды

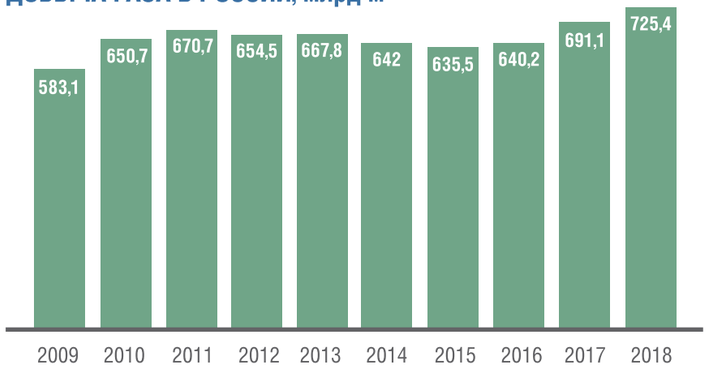
В 2018 году суммарная добыча газа всех видов в России увеличилась на 5% по сравнению с 2017 годом и достигла нового рекордного уровня за весь период существования российской газодобычи – 725,4 млрд м³. А к 2030 году Минэкономразвития прогнозирует в РФ существенный рост добычи газа. Это связано с растущим спросом на потребление углеводородов и более благоприятной структурой отечественных запасов газа, нежели нефти.

Основными продуктами газовой отрасли являются сжиженный природный газ (СПГ) и сжиженный углеводородный газ (СУГ).

СПГ vs СУГ

СПГ – природный газ (преимущественно метан), добываемый из пластов и нефтяных месторождений. СПГ рассматривается как приоритетная технология импорта природного газа в США, Японии и странах Европы. Однако перевозки СПГ – крайне трудоемкий процесс, требующий наличия инфраструктуры для искусственного сжижения и регазификации, а также хранения и транспортировки газа в криоцистернах и газовозах.

ДОБЫЧА ГАЗА В РОССИИ, млрд м³



ПРОИЗВОДСТВО СУГ В РОССИИ, млн т

СУГ представляет собой смесь сжиженных углеводородов (в основном пропана и бутана), добываемых в процессе переработки газов, а также добычи нефти. СУГ хранится в газгольдерах и транспортируется в таре под давлением при температуре, близкой к температуре окружающей среды. Данный аспект делает производство и поставки СУГ более привлекательными для рынка. СУГ используют в качестве топлива для транспорта, отопления и сырья для нефтехимических отраслей, причем не только на внутреннем рынке – экспортные отправки популярны в страны, не имеющие инфраструктуры для приема СПГ.

Импульсы для роста

Производство СУГ в России отличается стабильным ростом. За последние 5 лет оно увеличилось на 12%. Распределение СУГ имеет вектор экспортного роста – порядка 46–49% от общего объема перевозок. Развитие производства СУГ в ближайшие годы может быть поддержано за счет расширения транспортной и перевалочной инфраструктуры (терминалы Avestra в Маньчжурии, АО «Роспан Интернешнл» в Коротчаеве, ООО «Иркутская нефтяная компания» в Усть-Куте, АО «Союз-Газ» в Находке и др.), а также увеличения действующих производственных мощностей (газовый проект ООО «Иркутская нефтяная компания»). Дополнительным импульсом для роста выпуска СУГ служит увеличение штрафов за сверхнормативное сжигание попутного нефтяного газа. Эта мера вынуждает многие нефтяные компании производить попутно СУГ в процессе добычи нефти.

Сдерживающие факторы

На мировой арене наиболее быстро спрос на углеводороды растет в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Для обеспечения прогнозируемого спроса актуальной задачей отечественных компаний является открытие нового крупного направления экспорта углеводородов на восток. Главными источниками поставок газа из России считаются месторождения Западной и Восточной Сибири, а также Дальнего Востока. Однако на востоке газопроводная система развита недостаточно. Именно отсутствие эффективных транспортных решений для перевозки СУГ может стать сдерживающим фактором в расширении экспорта энергоносителей в страны АТР.

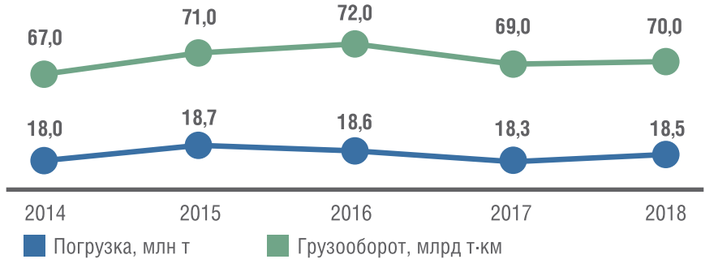
Сейчас основные потоки на экспорт идут через систему газопроводов (Северный и Голубой потоки, Ямал – Европа и др.), морские порты на западе (порты Усть-Луга, «Тамань-нефтегаз»), а также через Финляндию (станция Бусловская), Беларусь и Польшу (станция Брест-Экспортный) железнодорожным и автомобильным транспортом. Многие компании вынуждены поставлять газ до европейских портов, откуда он морем направляется в страны Азии и Африки.

Значимая роль

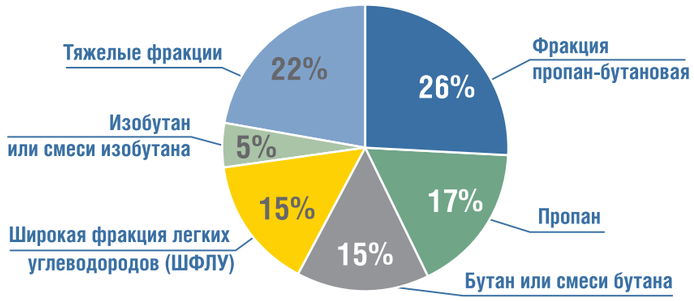
С учетом возрастающего спроса на поставки СУГ железнодорожный транспорт приобретает значимую роль как для внутренних перевозок, так и в реализации экспортных запросов в восточном направлении. Задействованный на рынке парк вагонов и его технико-экономические параметры оказывают существенное влияние на эффективность перевозок грузов. Очевидно, что транспортное решение должно обеспечивать конкурентный способ перевозки и поставки российских сжиженных углеводородных газов на мировой рынок.

В настоящее время отечественный парк вагонов для перевозки СУГ – это 37,5 тыс. цистерн. Парк относительно молодой, средний возраст цистерн составляет 16 лет при нормативном сроке службы 40 лет. Погрузка СУГ железнодорожным транспортом за последние 5 лет выросла на 3%, грузооборот – на 5%. При этом ключевую долю грузов

ДИНАМИКА ПЕРЕВОЗКИ СУГ НА СЕТИ РЖД



СТРУКТУРА ПЕРЕВОЗОК СУГ за 9 месяцев 2019 года



(порядка 78% погрузки за 9 мес. 2019 года) составляют сжиженные газы легких фракций (пропан, бутан, ШФЛУ и др.). При объеме котла вагонов-цистерн текущего российского парка, составляющем от 75 до 87 м^3, перевозка легковесных грузов является малоэффективной, поскольку не используется в полной мере грузоподъемность вагона. Например, при объеме котла 85 м^3 и грузоподъемности 52 т погрузка пропана составляет порядка 40 т, то есть с недогрузом более 20%. Но важно отметить, что на рынке уже появляются модели, позволяющие реализовать полную грузоподъемность вагона. В частности, цистерны сочлененного типа на тележке с осевой нагрузкой 25 тс.

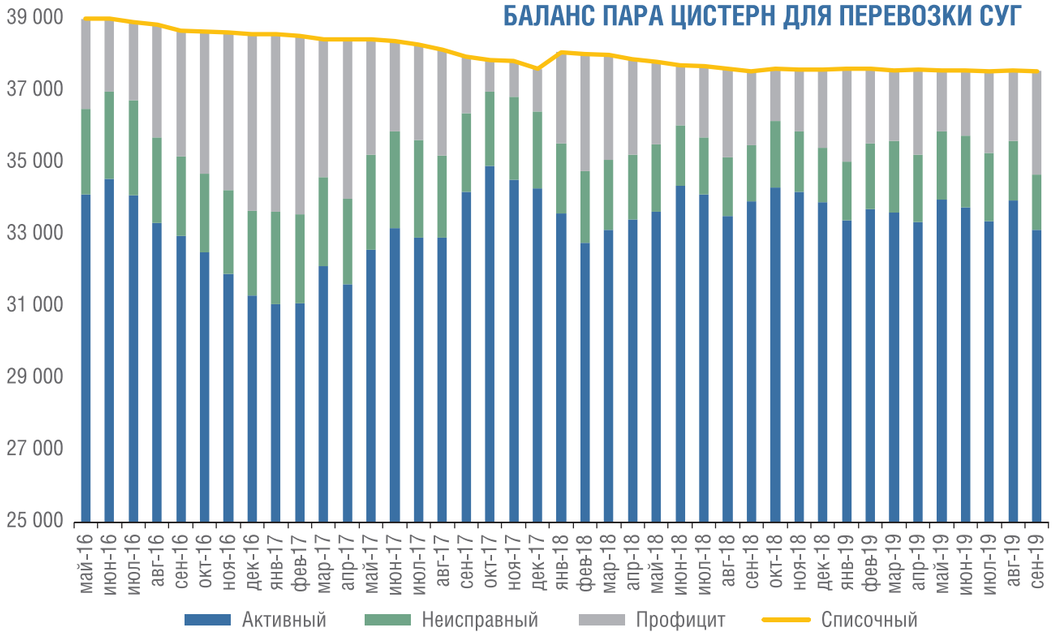
Баланс парка

Сегодня парк цистерн для перевозки СУГ сбалансирован и находится в «здоровом» профиците (за 9 месяцев 2019 года 8% вагонов этого парка не задействованы в перевозках, 4% находятся в неисправном состоянии и ждут ремонта). Выбытие цистерн идет умеренно. Так, с 2016 года парк сократился на 5,4%. Однако стоит отметить, что в 2020–2021 годах возможно увеличение профицита парка при условии диверсификации существующих производств в части развития глубокой переработки побочных продуктов (например, полимеры и пластмассы) и, соответственно, роста внутризаводского потребления СУГ.

Но с учетом ввода в строй новых производств и одновременного выбытия парка с окончанием нормативного срока службы прогнозируется, что в период 2023–2024 годов спрос на цистерны для перевозки СУГ дополнительно возрастет. В преддверии этого нового витка спроса на подвижной состав рынок уже сейчас заинтересован в массовом выходе в этот сегмент вагонов нового поколения. Как и в других сегментах, они должны будут существенно повысить эффективность перевозок грузов и увеличить объемы погрузки на железнодорожном транспорте, чтобы поддержать уровень производства новых терминалов после их выхода на полную мощность. Прогнозируется, что с увеличением на рынке количества вагонов нового поколения, в частности производства ОВК, железная дорога сможет привлечь больше объемов СУГ под перевозку на восточном направлении, а операторы и грузоотправители получат надежный подвижной состав, призванный оптимизировать затраты и соответствовать требованиям к обеспечению безопасности перевозок. ●

Keywords: *liquefied petroleum gas, green energy, LPG transportation market, natural gas, rail transport, tank fleet.*

БАЛАНС ПАРА ЦИСТЕРН ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ СУГ



06 декабря 2019 г. в Москве при участии РСПП состоится Национальный промышленный форум, посвященный обсуждению ключевых вопросов реализации промышленной политики в России. В рамках форума запланировано проведение отраслевой сессии «Химическая и нефтехимическая промышленность».

Цель форума

Развитие диалога отраслевого бизнеса с органами власти федерального и регионального уровней, формирование актуальной промышленной повестки с учетом государственных приоритетов и запроса бизнеса.

Ключевые вопросы

- Обеспечение реализации национальных проектов конкурентоспособной промышленной продукцией
- Предложение новых мер господдержки промышленных предприятий
- Драйверы внутреннего роста и экспортный потенциал химической и нефтехимической промышленности
- Цифровая трансформация промышленных компаний
- Внедрение комплексных проектов по повышению производительности на предприятиях
- Привлечение инвесторов в перспективные проекты
- Соблюдение норм по защите окружающей среды и экологического контроля на предприятиях, внедрение в промышленное производство экологичных технологий

Аудитория

- Представители Правительства РФ
- Руководители Российского союза промышленников и предпринимателей
- Руководители федеральных министерств и ведомств
- Региональные органы власти
- Представители ведущих институтов развития
- Операторы национальных проектов
- Госкорпорации
- Крупные и средние промышленные компании
- Финансовые институты и др.

При участии РСПП

РЕКЛАМА

Регистрация на форум

Тел: +7 (495) 481 39 30
E-mail: info@npforum.ru
Сайт: npforum.ru

РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

с ненормативными радиусами изгиба оси трубы

Аскаров Роберт Марагимович,
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», доцент, д.т.н.

Чучкалов Михаил Владимирович,
ООО «Газпром трансгаз Уфа», начальник технического отдела, д.т.н.

Кукушкин Александр Николаевич,
ООО «Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика», заместитель заведующего лабораторией неразрушающего контроля

Тагиров Марсель Бареевич,
аспирант УГНТУ, инженер второй категории, инж. тех центра АО «Газпром промгаз» Уфа

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ИМЕЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ (ПОУ) МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (МТ) С НЕНОРМАТИВНЫМИ РАДИУСАМИ ИЗГИБА ОСИ ТРУБЫ. ДАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, РЕАЛИЗОВАННАЯ С ПОМОЩЬЮ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ, ПОЗВОЛЯЕТ КАТЕГОРИРОВАТЬ ПОУ ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ И ОПРЕДЕЛИТЬ УЧАСТКИ, ПОДЛЕЖАЩИЕ РЕМОНТУ. ЗАДАЧА СВОДИТСЯ К ПРОВЕДЕНИЯ КОРРЕКТНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО РЕМОНТА, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИТ УСТРАНИТЬ ПОУ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН СПОСОБ ПРОВЕДЕНИЯ ЛОКАЛЬНОГО РЕМОНТА МТ НА ПРИМЕРЕ ДВУХ ПОУ НАДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ С НЕНОРМАТИВНЫМИ РАДИУСАМИ ИЗГИБА ОСИ ТРУБЫ. СПОСОБ РЕМОНТА ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОЦЕНКЕ НДС ПОУ, ОПРЕДЕЛЕНИИ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО МЕСТА РЕЗА ТРУБЫ И ИЗМЕРЕНИИ УГЛА ВРЕЗКИ ОТВОДА ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ. ДАННЫЙ МЕТОД ПОКАЗАЛ СВОЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕКОМЕНДОВАН К ДАЛЬНЕЙШЕМУ ПРИМЕНЕНИЮ ПРИ РЕМОНТЕ ПОУ С НЕНОРМАТИВНЫМИ РАДИУСАМИ ИЗГИБА ОСИ ТРУБЫ. НА СПОСОБ РЕМОНТА ПОЛУЧЕН ПАТЕНТ РФ

NOW IT IS AVAILABLE THE TECHNOLOGY FOR IDENTIFYING THE POTENTIALLY HAZARDOUS AREA (PHA) OF THE MAIN PIPELINES (MP) WITH NON-STANDARD BENDING RADII OF THE PIPE AXIS. THIS TECHNOLOGY, IMPLEMENTED WITH THE HELP OF THE INTELLIGENT PIGGING, MAKES IT POSSIBLE TO CATEGORIZE THE PHA ACCORDING TO THE DEGREE OF DANGER AND DETERMINE THE AREAS TO BE REPAIRED. THE TASK BOILS DOWN TO THE CORRECT AND EFFECTIVE REPAIR, WHICH WILL ELIMINATE THE PHA. THE ARTICLE DISCUSSES THE METHOD OF THE CURED-IN-PLACE PIPE TECHNOLOGY ON THE EXAMPLE OF TWO PHA OF THE OVERHEAD PIPELINE CROSSINGS WITH THE NON-STANDARD BENDING RADII OF THE PIPE AXIS. THE REPAIR METHOD CONSISTS IN ASSESSING THE STRAIN-STRESS STATE OF THE PHA, DETERMINING THE INITIAL PLACE OF THE PIPE SECTION AND MEASURING THE TIE-IN ANGLE OF THE COLD BEND PIPELINE. THIS METHOD HAS SHOWN ITS EFFECTIVENESS AND IT IS RECOMMENDED FOR THE FURTHER USE IN CASE OF THE REPAIR OF PHA WITH NON-STANDARD BENDING RADII OF THE PIPE AXIS. THE RUSSIAN FEDERATION PATENT WAS OBTAINED FOR THE REPAIR METHOD

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, радиус изгиба трубопровода, внутритрубная диагностика, напряженно-деформированное состояние, отвод холодного гнутья.*

УДК 622.692.4.07

Поддержание надежной и безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) в ПАО «Газпром» осуществляется посредством эксплуатации по техническому состоянию.

Техническое состояние определяется по данным диагностических обследований, основным элементом которых является внутритрубная диагностики (ВТД) [1].

По сложившейся практике, вплоть до последнего времени, плановыми средствами ВТД выявлялись дефектные участки ЛЧМГ, включая сварные соединения, степень дефектности делилась на три категории [2]:

a) незамедлительное обследование в шурфах, по результатам которого, как правило, требуется ремонт до начала ближайшего сезона таяния или замерзания грунта;

b) необходимо обследовать в шурфах до начала ближайшего сезона таяния или замерзания грунта;

c) необходимо осуществлять мониторинг состояния при последующих внутритрубных инспекциях, в результате которого дефектный участок может быть переведен в более высокие категории (a) или (b).

Таким образом, заключительным этапом обеспечения надежности ЛЧМГ являлся локальный ремонт вырезкой и заменой конкретного дефектного участка, как правило, с остановкой транспорта продукта [3]. Наличие разрезки должно обеспечить снятие возможных ненормативных напряжений стенки трубы.

Прорывом в области технических возможностей ВТД является технология выявления потенциально опасных участков (ПОУ), основанная на измерении радиуса изгиба газопровода в процессе прохождения внутритрубного инспекционного снаряда ВИС [4]. Данная методика позволяет с достаточной точностью воспроизводить план и профиль обследованного участка и измерять искривления трубопровода с радиусом изгиба от 4000 м и менее и таким образом выявлять зоны ненормативных (непроектных) изгибных напряжений.

Использование этой технологии позволяет проводить диагностику магистральных газопроводов (МГ) по всему участку без остановки транспорта газа и вскрытия трубопровода. По результатам диагностики в отчетах ВТД с представленными данными по ненормативным радиусам изгиба трубопровода от 500D и менее. Кроме того, в отчетах указываются характеристики отводов холодного гнутья (ОХГ), включающие угол, радиус и направление изгиба (верх, низ, вправо, влево).

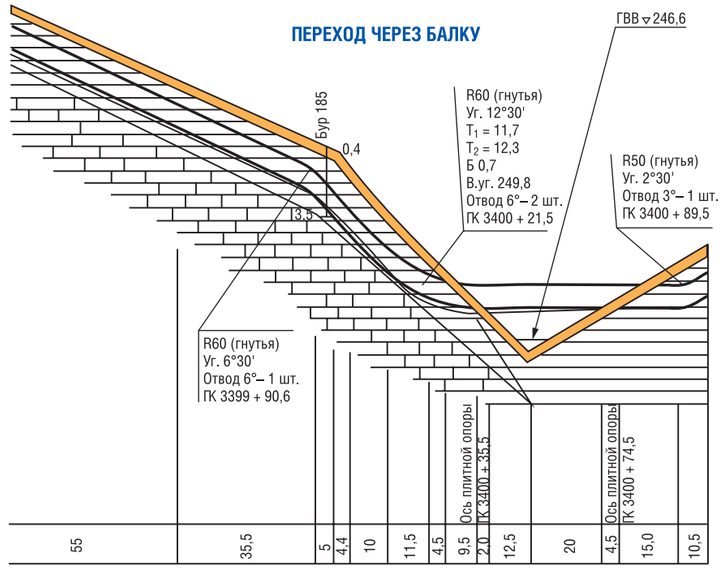
В [5] обоснованы критерии степени опасности ненормативных радиусов изгиба, где использован вышеприведенный метод оценки степени опасности.

ПОУ трубопровода условно классифицируются по значению радиуса его кривизны:

- участки категории (a) – радиус кривизны 250D и менее (изгибные напряжения выше предела текучести трубной стали), подлежит незамедлительному ремонту;
- участки категории (b) – радиус кривизны от 250D до 500D (требуется дополнительный расчет для обоснования необходимости ремонта);
- участки категории (c) – радиус кривизны от 500D до 1000D (участки непроектного упругого изгиба), динамика отслеживается по данным последующей ВТД.

Эти критерии использованы в типовом техническом задании (ТЗ) на проведение работ по ВТД на объектах линейной части ПАО «Газпром» [6].

РИС. 1. Проект балочного надземного перехода



В качестве примера использования технологии выявления ненормативных радиусов изгиба при проведении ремонтных работ рассмотрим надземный переход (НП) МГ диаметром 1420 мм через балку, подлежащий ремонту. Проектный профиль перехода представлен на рисунке 1, из которого видно, что надземная часть составляет около 40 м (4 прямолинейных трубы), по обеим сторонам, в подземной, защемленной части имеются отводы холодного гнутья (ОХГ).

РИС. 2. Положение надземной части НП после разрезки

Причиной для проведения ремонта стал выявленный средствами ВТД [8] аномальный кольцевой шов, расположенный по центру надземного перехода (НП). Для справки: дефект был выявлен по данным ВТД 2013 года, когда технология выявления ненормативных радиусов изгиба была в стадии разработки.

Общепринятая практика ремонта такого рода дефектов – разрезка вблизи дефектного места, в данном случае по центру вскрытого участка с последующей врезкой катушки. Это относится не только к НП, по сложившейся практике, подземный участок с дефектами стенки трубы вскрывается таким образом, чтобы дефект располагался в центральной его части.

При выполнении первого кольцевого «чернового» реза в 100 мм от аномального сварного шва на 1/3 окружности трубы произошло разрушение по целому металлу, со смещением на оставшуюся часть кольцевого шва, с резким расхождением осей в вертикальном направлении на 0,7 м (рисунок 2). Все это сопровождалось металлическим грохотом, механическим повреждением полуавтоматической газорезки. Формально пострадавших не было, но ремонтной бригаде довелось испытать неприятные ощущения.

Изначальный вариант ремонта, врезкой катушки, из-за значительного расхождения

РИС. 3. Воспроизведенная схема НП после разрезки

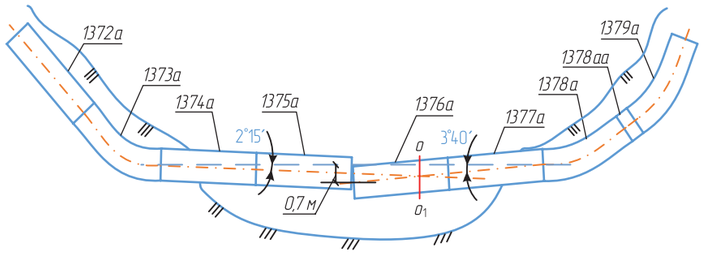
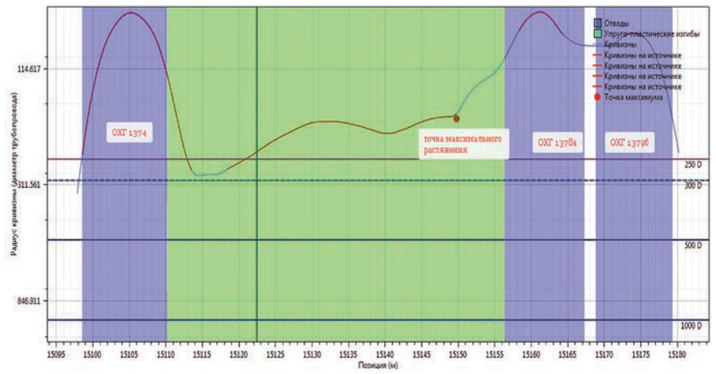


РИС. 4. Воспроизведенная схема НП после разрезки



осей отпал. Ремонт выполнялся в рамках планово-предупредительных работ, т.е. в сжатые сроки, в данном случае с применением ОХГ 6° и катушки.

Анализ показал, что причиной разрушения по сварному стыку с резким расхождением осей были ненормативные изгибные напряжения. Было проведено геодезическое позиционирование [9] надземной части НП, по результатам которого составлена схема профиля НП, рисунок 3, с указанием угла расхождения каждой из осей, суммарная величина которого составила 2°15 + 3°40 = 5°55.

Однако из воспроизведенной схемы (рисунок 3) составить представление о картине НДС до ремонта не представляется возможным.

Поэтому по просьбе заказчика подрядная организация (ВТД) представила график радиусов кривизны НП (341 км) [5, 9], (рисунок 4) где по горизонтали – линейная координата по одометру, по вертикали – радиус кривизны в диаметрах трубопровода (абсолютная величина).

Из графика видно, что надземная часть перехода (зеленый цвет) не соответствует требованиям норматива [10] по минимально допустимому радиусу кривизны 1000D:

- участок с 15 113 до 15 121 м, радиус изгиба (250…290D);
- участок с 15 121 до 15 150 м, радиус изгиба (250…156D).

Для таких радиусов изгибные напряжения, согласно [11], составляют от 350 до 630 МПа, что недопустимо.

Позднее выяснилось, что ремонт по общепринятой технологии, проведенный «врезкой ОХГ и катушки по центру надземной части перехода, выполнен с «силовым» совмещением стыкуемых кромок. Причиной тому – несовпадение места реза с (о – o_1) (рисунок 3). Чтобы обеспечить изгибные напряжения в пределах нормативов [10, 11] необходимо было полностью заменить надземную часть НП с использованием ОХГ, при этом пластическая часть ОХГ должна была находиться в точке предполагаемого пересечения осей концов трубопровода, отмеченной

поперечной линией (о – o_1). Линия (о – o_1) математически является местом максимального прогиба (y) = Δ, нулевого угла наклона осей (y') = 0 и минимального радиуса изгиба – ρ, (y'') = 1/ρ, которые связаны дифференциальной зависимостью [12].

При наличии графика (рисунок 4) место реза должно быть выбрано со смещением вправо от центра у точки минимального радиуса (линейная координата 15 150 м, рисунок 4), в этом же районе находится сечение (о – o_1) (рисунок 3).

Анализ данных ВТД этого же МГ показал наличие другого НП (342 км), на котором также имелись непроектные радиусы изгиба (рисунок 5).

По фото видно, что НП имеет уклон и прогиб выпуклостью вниз. Было принято решение использовать вышеприведенный математический аппарат для определения места реза. На рисунке 6 приводится график радиусов кривизны участка НП, 342 км.

Из графика видно, что надземную часть НП условно можно разделить на 2 подучастка:

- слева (зеленый цвет), где радиус изгиба (200…400D) не соответствует и нормативам [10, 11] и рекомендациям [6, 7] (надземная часть);
- справа, где радиус изгиба (400…600D), в основном соответствует обоснованным в [6, 7] (подземная часть).

Особенностью данного НП является то, что его надземная часть составляет около 33 м, а не 55 как на рисунке 6. Правая часть, протяженностью около 15 м, где радиусы соответствуют обоснованным 500D (рисунок 6), в силу каких-то причин выполнена в подземном исполнении, вероятнее всего, так случилось из-за сползшего с более крутого склона грунта.

В [14] на примере надземного участка этого НП (342 км) показан уровень совпадения величины радиусов изгиба, измеренных двумя способами: средствами ВТД и геодезического позиционирования. Кривые представлены в виде полиномов 2-й степени [9], радиус окружности вычислялся по трем точкам и составил 355,4 и 344,4 м, несовпадение в пределах 1 %.

РИС. 5. Фотография надземного перехода МГ, 342 км

РИС. 6. График кривизны надземного перехода МГ, 342 км

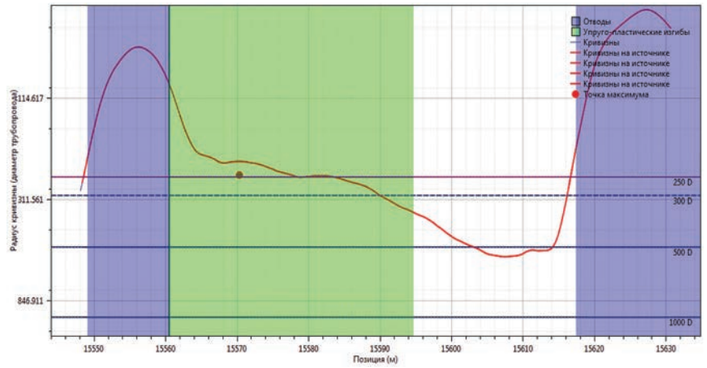
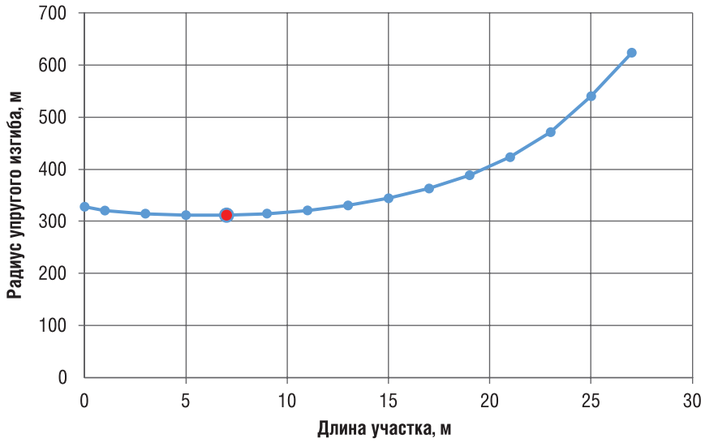


РИС. 7. График радиусов кривизны НП, построенный по обработанным данным геодезического позиционирования



Из чего следует, что данные по радиусам изгиба, полученные по ВТД и общепринятыми наземными (геодезическими) средствами, практически взаимозаменяемы.

На рисунке 7 приводятся данные по радиусам изгиба надземной части перехода МГ (342 км), полученные при геодезическом позиционировании, на рисунке 8 –

РИС. 8. Эпюра изгибных напряжений, построенная на основании радиусов кривизны

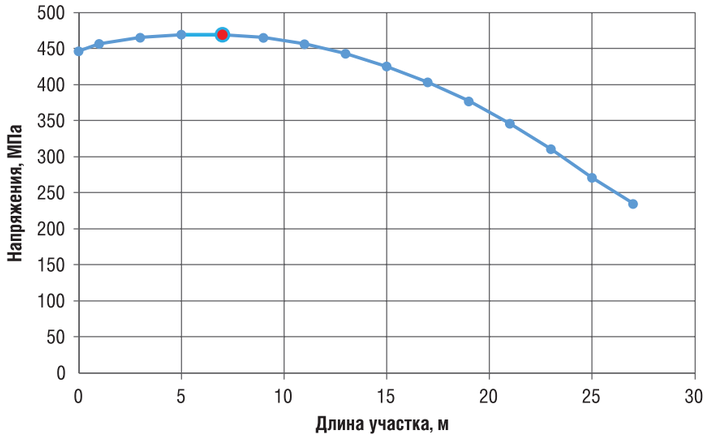


РИС. 10. Профиль НП МТ, построенный по данным геодезического позиционирования после разрезки, 342 км

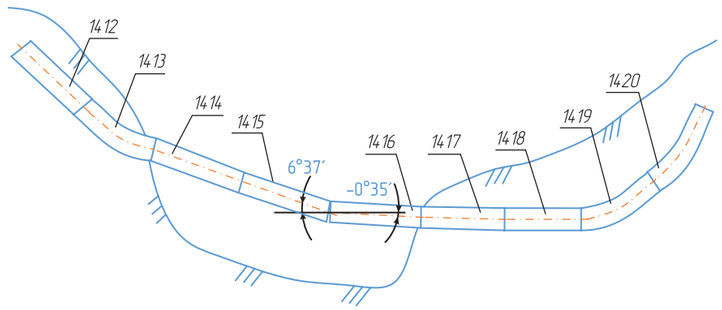
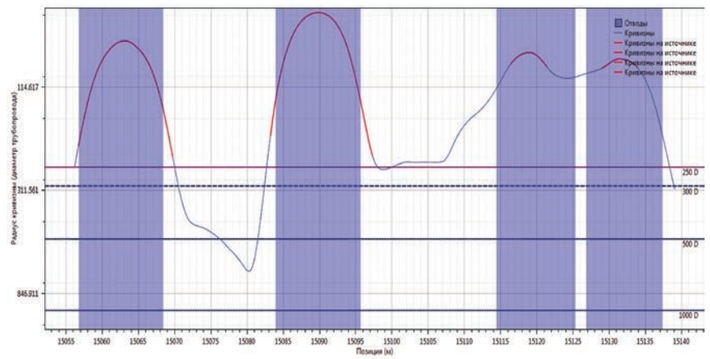


РИС. 11. График кривизны НП МТ (341 км) после ремонта врезкой ОХГ



эпюра изгибных напряжений, построенная по этим данным.

По сложившейся практике геодезическое позиционирование остается основным средством сбора исходных данных для определения линейно-высотного положения участка с последующей оценкой его НДС [9]. ВТД при всех его достоинствах проводится один раз в 2–5 лет, запросить дополнительные данные – это взаимоотношения двух различных не только организаций, но и ведомств.

Из рисунков 7, 8 видно, что минимальный радиус изгиба и максимальные изгибные напряжения совпадают. Таким образом, определение минимального радиуса изгиба

РИС. 9. Положение кромок по окончании реза, 342 км

является необходимым и достаточным условием для выявления расчетной точки реза, которая в данном случае расположена примерно в 7,2 м от левого края, нулевой точки геодезического измерения. При проведении ремонта в выбранной точке был произведен рез.

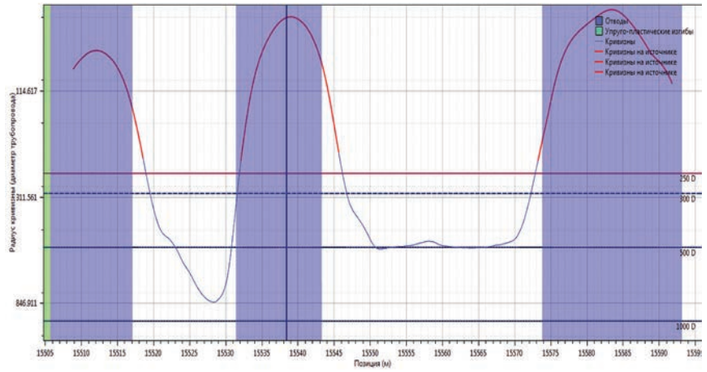
На фото (рисунок 9) приводится положение надземной части перехода МГ после окончания разрезки. Это положение разительно отличается от аналогичного фото предыдущей разрезки (рисунок 2), расхождение осей в сечении практически отсутствует. Геодезическое позиционирование после проведения разрезки показало, что угол расхождения осей составляет около 60 (рисунок 10). Желаемый эффект достигнут, место реза, обоснованное математически, подтвердилось на практике.

Ремонт был проведен врезкой катушки и ОХГ 6° (6°02') таким образом, чтобы пластическая часть ОХГ с минимальным радиусом изгиба пришлась на сечение реза.

Рассмотрим результаты ремонта обоих отремонтированных участков 341 и 342 км по данным ВТД. На рисунке 11 представлен график кривизны отремонтированного участка трубопровода (341 км), полученный при плановом обследовании ВТД [14] в 2015 году.

В результате проведенного локального ремонта, врезки ОХГ с катушкой, дефект сварного стыка был устранен. Однако картина НДС не соответствует нормативам: в левой части рекомендованные 500D выдержаны только на

РИС. 12. График кривизны надземного перехода МГ, 342 км, после ремонта врезкой ОХГ



6,0 м 15076…15081,5 м, справа радиус изгиба 250D и менее, т.е. поставленная задача – устранение ненормативных напряжений – не выполнена. В соответствии с рекомендациями [6, 7] правая часть надземной части подлежит ремонту.

На рисунке 12 представлен график кривизны отремонтированного по предлагаемой технологии НП (342 км).

Из рисунка видно, что величина радиусов изгиба до ремонтного и послеремонтного НП (341 км) разительно отличается в лучшую сторону. При этом участок слева от врезанного ОХГ выглядит предпочтительнее участка справа. Участков с нормативными [10] радиусами изгиба 1000D и менее нет, но и участков с радиусами изгиба менее рекомендованных [6, 7] 500D практически нет. Такой участок, в отличие от предыдущего (341 км), ремонту не подлежит. На способ ремонта с математическим обоснованием места реза и врезкой ОХГ получен патент [15].

Такой подход к ремонту врезкой ОХГ можно применить и на подземных участках с ненормативными радиусами изгиба.

Исходя из вышеизложенного, авторы делают ряд выводов.

На конкретном примере участка МГ диаметром 1420 мм показано, что общепринятая технология устранения дефекта вырезкой по середине ПОУ (для подземного исполнения посредине вскрытого участка) может привести к несимметричному расхождению осей разрезанного участка.

В этом случае, даже врезка ОХГ не позволяет обеспечить нормативные изгибные напряжения, такой участок подлежит повторному ремонту.

Обоснован способ ремонта потенциально опасного участка газопровода, заключающийся в оценке его напряженно-деформированного состояния с последующим ремонтом, отличающийся тем, что средствами внутритрубной диагностики производят определение на надземном переходе расчетной точки с минимальным радиусом изгиба, проводят разрезку надземного перехода в расчетной точке, измерение средствами геодезии углов отклонения разрезанных концов трубопровода, определяя возникшее перекрестие осей, при этом угол перекрестия осей назначают углом отвода холодного гнутья и проводят симметричную врезку отвода холодного гнутья, при этом обеспечивая нормативные изгибные напряжения надземного перехода магистрального газопровода, без косых стыков.

Проверка предложенного метода на надземном переходе диаметром 1420 мм показала его эффективность. На способ ремонта с математическим обоснованием места реза получен патент РФ №2686133.

Литература

1. *Усманов Р.Р. Концепция безаварийной эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскаров // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 28–31.*
2. *Чучкалов М.В. Характеристика дефектности сварных соединений магистральных газопроводов. Чучкалов М.В., Юсупов Р.Х., Аскаров Г.Р. Бахтизин Р.Н., Китаев С.В., Аскаров Р.М.(УГНТУ) // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 36–40.*
3. *СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 123 с.*
4. *Пат. № 2602327 РФ. Способ определения потенциально опасного участка трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскаров, Р.В. Закирьянов. Заявлено 04.04.2015; Опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.*
5. *Аскаров Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н., Исламов И.М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов. Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – № 6. – 2017. – С. 28–33.*
6. *Типовое техническое задание на проведение работ по внутритрубной диагностике на объектах линейной части газопроводов ПАО «Газпром»: утв. заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром». – М., 2017. – 13 с.*
7. *Быков Л. И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов. Санкт-Петербург: Недра 2011 г. – 748 с.*
8. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск–Петровск (Поляна – р. Белая). Екатеринбург: НПО «Спецнефтегаз», 2013. – 889 с.*
9. *Инструкция по определению по данным геодезической съемки фактического напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, расположенных на территориях с опасными геодинамическими процессами, и оценки их работоспособности: утв. генеральным директором ООО «ВНИИГАЗ». – М., 2006. – 52 с.*
10. *СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. М.: Минрегион России, 2012. 47 с.*
11. *СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. 93 с.*
12. *Пискунов Н.С. Дифференциальное и интегральное исчисление для втузов. – М.: Физматгиз, 1961. – 748 с.*
13. *Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. О технологии измерения радиусов изгиба магистральных газопроводов внутритрубными снарядами и их связи с наземными измерениями. Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. Т.1. – С. 452–455.*
14. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск – Петровск (Поляна – р. Белая). Екатеринбург: НПО «Спецнефтегаз», 2015. – 982 с.*
15. *Пат. № 2686133 РФ. Способ ремонта потенциально опасного участка газопровода [Текст] / Аскаров Р.М., Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. Заявлено 29.01.2018, Опубл. 24.04.2019, Бюл № 12.*

KEYWORDS: *main pipeline, pipeline bending radius, in-line diagnostics, stress-strain state, cold bending removal.*

ПЛАНИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Шалай Виктор Владимирович,
д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой,

Мызников Михаил Олегович,
доцент, к.т.н.,

Гильдебрандт Маргарита Ивановна,
доцент

Кафедра «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», Омский государственный технический университет

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СОВРЕМЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СТРОИТСЯ НА ОСНОВЕ БОЛЬШОГО ЧИСЛА РАЗЛИЧНЫХ ПЛАНОВ И ПРОГРАММ, В ТОМ ЧИСЛЕ И ПРОГРАММ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ. МЕРОПРИЯТИЯ ЭТИХ ПРОГРАММ НЕ ВСЕГДА ДОЛЖНЫМ ОБРАЗОМ УВЯЗАНЫ МЕЖДУ СОБОЙ. ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ОДНИХ ПРОГРАММ ИНОГДА ПРИВОДИТ К УХУДШЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДРУГИХ ПРОГРАММ. ДЛЯ КООРДИНАЦИИ, ОПТИМИЗАЦИИ И ОБОСНОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПРОГРАММ НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЯТЬ ОБОБЩАЮЩИЕ КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В ЦЕЛОМ. РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ПРИНЦИПЫ И КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

MODERN PIPELINE COMPANY ACTIVITY HAS BASED ON A LARGE NUMBER OF DIFFERENT PLANS AND PROGRAMS, INCLUDING PROGRAMS OF EFFICIENCY AND ENERGY RESOURCES SAVING. THE ACTIVITIES OF THESE PROGRAMS ARE NOT ALWAYS COORDINATED. TASKS EXECUTION OF ONE PROGRAM SOMETIMES LEADS TO THE DETERIORATION IN EFFICIENCY OF OTHER PROGRAMS. GENERALIZING CRITERIA THAT DETERMINE THE EFFICIENCY OF VARIOUS PROGRAM MUST TO APPLY TO COORDINATION, OPTIMIZATION AND JUSTIFICATION OF PLANS THE PIPELINE ENTERPRISE ACTIVITY AS A WHOLE. CONCEPTS, PRINCIPLES AND MAIN CRITERIA ARE CONSIDERED FOR EFFECTIVE OPERATION OF THE OIL PIPELINE COMPANY

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, нефтепровод, объем перекачки, оптимизация планирования, показатели эффективности, энергоресурсосбережение, прибыль, рентабельность.*

УДК 656.56

Предприятия нефтепроводного транспорта организуют свою работу, используя большое число различных планов и программ. Сюда можно отнести программы развития предприятия, планы поставок нефти и нефтепродуктов, программы технического перевооружения, капитального ремонта, реконструкции, оптимизации производственных мощностей, энергоресурсосбережения, экономии электроэнергии, автоматизации производства, повышения экологической и промышленной безопасности, повышения качества, инновационного развития, обучения персонала, социального развития и др.

Все это многообразие планов и программ включает массу разнообразных пунктов и мероприятий, реализация которых требует немалых средств. Для определения эффективности мероприятий используется много различных показателей, на основании которых делаются выводы о выполнении и эффективности применения того или иного пункта. Каждый пункт предполагает улучшение каких-то определенных характеристик работы предприятия. При этом часто мероприятие рассматривается отдельно, не всегда учитывается влияние мероприятия на изменение показателей пунктов других мероприятий. Т.е., при сосредоточении внимания на решении задачи максимального улучшения отдельно взятого показателя, могут быть ухудшены несколько других показателей работы предприятия.

Анализ многочисленных литературных источников [1–14] показывает большое разнообразие критериев и подходов к оценке эффективности работы трубопроводов и оборудования насосных станций. При этом результаты анализа не дают полной и однозначной картины, характеризующей эффективность планирования работы предприятия в целом, не позволяют получить однозначный ответ, какой набор мероприятий является лучшим, ответить на вопрос о разумности и достаточности вложения средств в выполнение программ. Требуются обобщенные критерии, позволяющие решать задачи оптимизации планирования работы предприятия.

Главная задача любого предприятия в условиях рыночной экономики – получение максимальной прибыли. Задача трубопроводного предприятия – осуществлять транспортировку большого, определенного на заданный период времени, объема нефти или продукта между пунктами приема и сдачи в оговоренные сроки с максимальной экономической отдачей.

По мере жизни предприятия планы эксплуатации, направления и объемы транспортировки, цены на работы, материалы и оборудование, экологические, социальные требования, уровни безопасности, технологии, нормативные требования и законы могут меняться.

Начальные решения, заложенные в проект нефтепроводного предприятия, не всегда оказываются оптимальными вследствие отличия условий эксплуатации от проектных.

Например, внедрение не предусмотренных первоначальным проектом технологий внутритрубной диагностики требует дополнительных конструктивных решений, сооружений, затрат, повышает гидравлическое сопротивление трубопроводов, повышает удельные энергетические показатели перекачки; применение частотного привода и систем сглаживания волн давления увеличивает стоимость оборудования станций и тем самым ухудшает какие-то показатели эффективности работы предприятия.

Или, к примеру, снижение объемов транспортировки приводит к уменьшению числа используемых при перекачке насосов, уменьшение скорости потока нефти и продукта в трубопроводе ведет к снижению удельных показателей энергопотребления, что улучшает показатели программ энергосбережения. Но одновременно, снижение объемов поставки приводит к уменьшению доходной части предприятия. Если остановить все насосы – будем иметь максимальный эффект по энергосбережению, а эффективность работы такого предприятия равна нулю, более того, предприятие будет убыточным.

Экономический эффект работы предприятия в рыночных условиях определяется прибылью, получаемой как разница доходной и расходной части денежных средств, используемых для организации работы предприятия.

$$\mathbf{П = Д – З}, \qquad (1)$$

где **П** – прибыль, основной эффект работы предприятия;

Д – доходная часть бюджета предприятия за период (год, 10 лет, время жизни предприятия);

З – расходная часть бюджета (затраты за тот же период).

Из формулы (1) следует что, для получения максимальной прибыли, оптимизация планирования работы предприятия должна быть ориентирована на повышение доходной и снижение расходной части.

Доходная часть может быть увеличена повышением тарифов перекачки и перевалки, увеличением объемов поставки, увеличением расстояния и изменением направления грузопотоков.

Уменьшению расходной части способствуют:

— уменьшение стоимости объекта (снижение стоимости строительства, изготовления, доставки, утилизации трубопроводов, станций и их оборудования);

— повышение ресурса и надежности трубопроводов и оборудования (увеличение срока жизни, сокращение затрат на ремонт и резервирование трубопроводов и оборудования);

— улучшение характеристик и повышение к.п.д. оборудования (снижение затрат на энергоносители);

— оптимизация режимов транспортировки (снижение затрат на энергоносители, повышение экологической и промышленной безопасности эксплуатации);

— оптимизация сроков поставки, учет климатических и погодных условий (снижение затрат на энергоносители, стоимости выполнения работ);

— снижение закупочной стоимости энергоносителей (снижение затрат на электроэнергию, топливо, тепло);

— применение альтернативных источников энергии, солнечной, ветровой, гидравлической, геотермальной (снижение затрат на энергоносители);

— снижение гидравлического сопротивления трубопроводов путем нагрева транспортируемой жидкости, применения присадок, специальных покрытий труб, изменения шероховатости, применения ультразвука, уменьшения коэффициентов местных сопротивлений, профилирования каналов и др. (снижение затрат на энергоносители);

— снижение эксплуатационных затрат (снижение затрат на ремонт, диагностику, обслуживание, охрану);

— повышение безопасности, снижение экологических рисков (уменьшение страховых платежей, снижение затрат на поддержание экологической и пожарной безопасности);

— автоматизация процессов контроля и управления (повышение промышленной и экологической безопасности, показателей качества работы трубопроводов);

— повышение производительности труда, снижение трудоемкости, уменьшение числа работников и снижение зарплаты обслуживающего персонала (уменьшение фонда зарплаты);

— налоги (минимизация налоговых отчислений);

— прочие расходы предприятия (минимизация расходов).

Расходы и доходы предприятия за заданный период можно проиллюстрировать на примере, показанном на рисунке 1. По оси абсцисс отложен объем перекачки предприятия за данный период. По оси ординат расходы (затраты) на осуществление производственной деятельности и доходы в денежных единицах за тот же период. Пунктирная линия 1 иллюстрирует постоянные расходы, не зависящие от объемов перекачки (содержание и отопление помещений, затраты на ремонт и обслуживание оборудования, охрана, пожарная и экологическая безопасность, основная зарплата персонала, страхование, налоги и пр.). Ступенька зависимости 1 в точке А говорит о том, что при малых производительностях не все насосные станции необходимы в работе, часть оборудования и персонала можно сократить. Ступенчатый пунктирный график 2 показывает необходимость дополнительных затрат по реконструкции при уменьшении или увеличении объемов транспортировки ниже (точка А) или выше проектных (точка В). Аналогично же могут выглядеть затраты дополнительных мероприятий, изменяющих гидравлическое сопротивление трубопроводов (строительство лупингов, применение присадок, изменение технологических схем и др.). Линия 3 показывает эксплуатационные затраты, линейно зависящие от объемов поставки, когда большие объемы перекачки нефти или продукта на одних и тех же режимах обеспечиваются более длительными промежутками работы трубопроводов (трубопроводы работают по временным циклам: работа, остановка). Линия 4 характеризует изменение затрат при росте производительности трубопроводов, достигаемым увеличением скорости потока в трубопроводе, что требует включения дополнительных насосных станций. Затраты мощности в этом случае пропорциональны производительности перекачки в третьей степени. Скачок на линии 4 в сторону уменьшения в точке В показывает экономический эффект от мероприятий по снижению гидравлического сопротивления. Линия 5 – общая сумма производственных затрат предприятия, получена сложением графиков 1, 2, 3, 4. Линия 6 обозначает доходную часть бюджета, которая зависит от объема перекачанной нефти или нефтепродукта и тарифов на перекачку и перевалку.

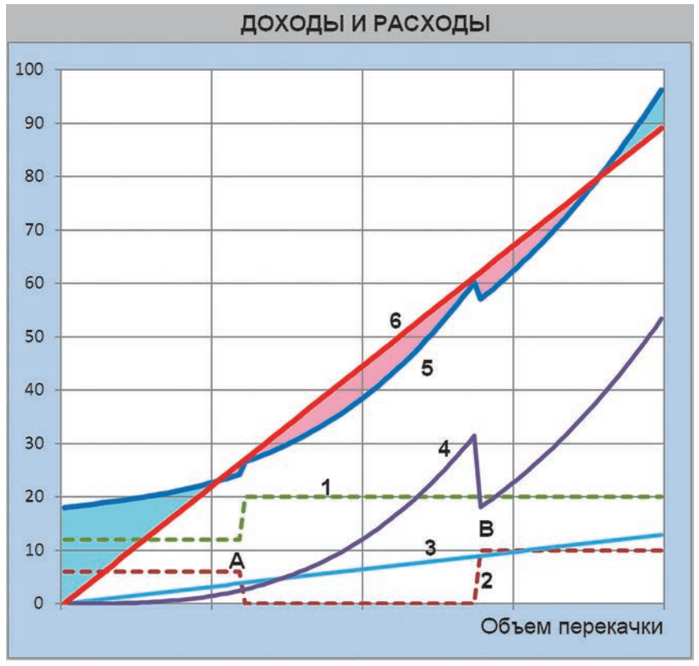


РИС. 1. Зависимости доходов и затрат нефтепроводного предприятия от объемов перекачки

Каждый из пунктов мероприятий производственных программ предприятия может быть отражен на подобных зависимостях рисунок 1 и влияет на изменение поведения линий. Причем один пункт мероприятий может изменить сразу несколько линий. На суммарном графике наглядно видна степень влияния каждого мероприятия на общий результат.

Для оценки целесообразности выполнения тех или иных мероприятий их планов и программ предприятия, определения необходимости строительства, реконструкции, ремонта или выбора правильной технологии эксплуатации трубопровода требуются критерии сравнения различных вариантов возможной реализации технических решений, обеспечивающие выбор наилучшего из вариантов. Для этого используется большое число разнообразных критериев оптимизации. Подбор критериев определяется техническими и социальными задачами, долгосрочными или краткосрочными планами, уровнем развития науки и технологии.

Критерии эффективности работы нефтепроводного предприятия можно подразделить на энергетические, экономические, социальные, экологические, критерии безопасности, надежности и др. Они могут быть удельными, отнесенными к единице продукции, производительности, мощности, затрат, времени, расстояния, массе, стоимости и пр.; абсолютными или комплексными, состоящими из нескольких критериев. Следует заметить, что оптимизация по одному критерию совершенно не гарантирует оптимальной работы предприятия в целом.

Например, удельные показатели энергопотребления или стоимости электроэнергии при перекачке на режимах с малой производительностью будут существенно ниже, чем при больших производительностях, что хорошо, но при этом прибыль от прокачки меньших объемов

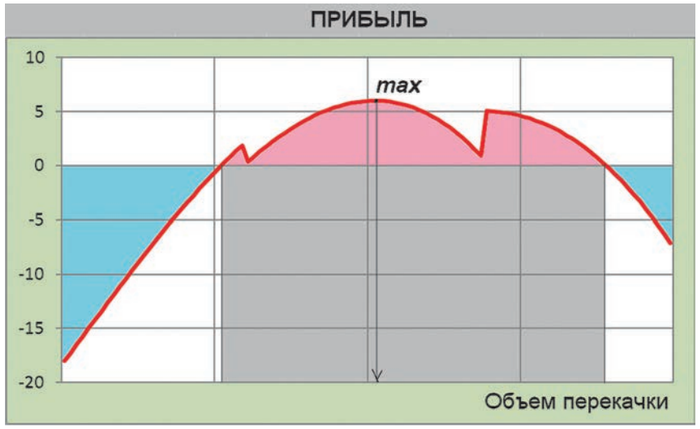


РИС. 2. Зависимость прибыли нефтепроводного предприятия от объемов перекачки

может быть существенно ниже в силу снижения доходной части, что плохо. Транспортировка по трубам большего диаметра или с применением противотурбулентных присадок, значительно улучшает удельные показатели электропотребления, но высокая стоимость присадки не всегда окупает ее применение для целей экономии электроэнергии. При определенных тарифах для трубопроводного предприятия существуют такие объемы и производительности перекачки, когда прибыль от транспортировки будет наибольшей, и эта производительность не всегда соответствует максимальной пропускной способности трубопровода.

Также надо учесть, что на прибыль будут влиять не только тарифы на транспортировку, объемы перекачки и стоимость потраченной электроэнергии, но и стоимость закупки, обслуживания, диагностики и ремонта оборудования, стоимость энергоносителей, присадок, материалов, затраты на поддержание необходимого уровня надежности, промышленной и экологической безопасности трубопровода, транспортные расходы, отчисления на зарплату и страхование, налоги и многое другое. Любое улучшение одного или нескольких критериев может влиять на изменение других показателей эффективности и несет за собой дополнительные затраты, что в конечном итоге также отражается на прибыли предприятия.

На рисунке 2 показана зависимость прибыли нефтепроводного предприятия от объемов транспортировки. Из графика видно, что наибольшая экономическая отдача будет соответствовать определенному объему поставки нефти или продукта. При дальнейшем увеличении объемов перекачки прибыль может снижаться. Кроме этого просматриваются такие производительности, при которых прибыль (закрашено голубым) отсутствует или, даже, предприятие работает себе в убыток. Следовательно, планируя эффективную работу предприятия, необходимо ориентироваться на объемы перекачки и мероприятия, дающие максимальную прибыль.

Мероприятия по реконструкции, экономии и др. способны смещать точку максимальной прибыли по производительности в нужную сторону и добиваться наибольшего экономического эффекта от комплекса мероприятий.

Из сказанного выше следует, что наиболее универсальным критерием планирования эффективной работы нефтепроводного предприятия является прибыль.

Но для сравнительной оценки деятельности двух сходственных предприятий или для определения эффективности подразделений одного предприятия величина прибыли не является достаточной. Необходим относительный показатель эффективности, представляющий собой отношение прибыли к стоимости затрат единицы продукции, который называется рентабельностью

$$\mathbf{Р = П / З}. \qquad (2)$$

Рентабельность можно определять за заданный календарный срок или за весь период существования предприятия. Единицей продукции нефтепроводного предприятия может быть, например, прокачка 1 т нефти на 100 км. График зависимости рентабельности нефтепроводного предприятия от объемов перекачки показан на рисунке 3. Зеленая область отмечает объемы поставки, при которых предприятие работает рентабельно. Выход за границы зеленой области говорит об убыточности производства,

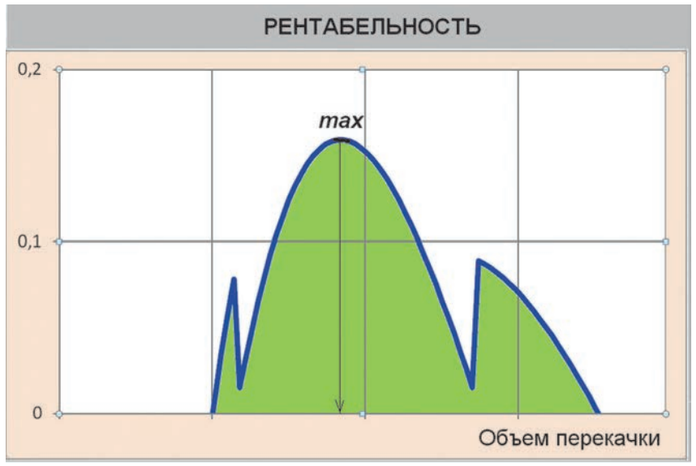


РИС. 3. Зависимость планируемой рентабельности нефтепроводного предприятия от объемов перекачки

необходимости его закрытия или преобразования. Сравнение рисунков 2 и 3 показывает, что максимумы рентабельности и прибыли имеют место при различных объемах перекачки.

Следовательно, достижение максимальной рентабельности и максимальной прибыли – это две разные задачи и, следует при планировании выбрать, какой из двух показателей приоритетнее. Но, в любом случае, стратегия улучшения работы нефтепроводного предприятия путем оптимального планирования должна быть направлена на увеличение этих критериев. Предпочтение следует отдавать прибыли. При снижении показателей прибыли и рентабельности до нуля и ниже, работа предприятия становится убыточной и нецелесообразной. Изменение тарифов, постоянных затрат, технических условий перекачки может существенно изменить картину. Успех заключается в постоянном отслеживании изменяющихся входных параметров оптимизационной задачи и поиске и корректировке оптимальных затрат по каждому пункту мероприятий программ предприятия.

Выводы

Все многообразие мероприятий, направленных на улучшение работы предприятия трубопроводного транспорта должно проверяться определением главных критериев, показывающих эффективность предприятия в целом. При этом необходимо учитывать взаимовлияние различных мероприятий из разных планов и программ предприятия друг на друга.

Такими обобщающими критериями могут выступить прибыль и рентабельность предприятия.

Планирование оптимальной работы предприятия следует проводить не по каждой программе или плану, а комплексно, с учетом всех имеющихся программ по условиям максимальной прибыли и рентабельности.

Keywords: *trunk pipeline, oil pipeline, pumping volume, planning optimization, efficiency indicators, energy saving, profit, profitability.*

Литература

1. *Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 5050 (226).*
2. *ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2000. 8 с.*
3. *Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. С. 47–57.*
4. *Гумеров А.Г., Борисов К.А., Козловский А.Ю. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 85–88.*
5. *Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотном регулировании электроприводе магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 4. С.10-17. URL: http://ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf*
6. *Шабанов В.А., Кабаргина О.В., Павлова З.Х. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. №6. С. 24–29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf*
7. *Кутуков С.Е., Фридлянд Я.М., Шматков А.А. Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам // Трубопроводный транспорт – 2017: тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 425–429.*
8. *Гольянов А.И., Нечваль А.М., Михайлов А.В. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода при заданном плане перекачки нефти // Проблемы нефтегазового комплекса России: тез. докл. Междунар. конф. Секция «Транспорт и хранение нефти и газа». Уфа, 1998. С. 28–29.*
9. *Гольянов А.И., Гольянов А.А., Кутуков С.Е. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017, 4 (110), с. 156–170.*
10. *Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 4 (12). С. 36–41.*
11. *Мызников М.О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов. // Neftegaz.RU. 2017, №12. С.52–57.*
12. *Шалай В.В., Мызников М.О., Гильдебрандт М.И. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства-ОмГТУ, 2018. С. 206–207.*
13. *Мызников М.О., Гильдебрандт М.И. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов // Трубопроводный транспорт – 2018. – Уфа, 2018 – С. 351–353.*
14. *Energy and resource saving in hydrocarbons transportation [Electronic resource] / V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2007. – DOI: 10.1063/1.5051957.*

КРАСОТА ОТДЫХА, ИЛИ ЦЕЛЫЙ ОСТРОВ У ВАШИХ НОГ

РЕКЛАМА

Остановитесь в зеленом оазисе, расположенном всего в нескольких минутах ходьбы от пляжа Сурин, или же в нашем новом отеле, расположенном прямо на пляже Камала, который предлагает потрясающие морские панорамы и идеально подходит для ценителей солнечных ванн. Оба отеля предлагают роскошные пентхаусы и стильные люксы для комфортного отдыха.

Наши гости получают доступ ко всему самому лучшему, что только может предложить Пхукет – наслаждаться несравненным гостеприимством, эксклюзивным яхтингом, оживленными пляжными клубами, восхитительными ресторанами, кафе и барами, расположенными на самых красивых пляжах острова легко и удобно при помощи бесплатного транспорта.

Мы подарим всем гостям незабываемый отдых в сочетании с чутким и заботливым обслуживанием.

SMALL LUXURY HOTELS OF THE WORLD

Kamala Beach Road
t +66 76 684 368 **f**+66 76 684 369
e book@twinpalms-montazure.com **w** twinpalmshotelsresorts.com

TWINPALMS MONTAZURE

БЕСТРАНШЕЙНЫЙ РЕМОНТ

Ремонтопригодность трубы после ГНБ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ ТРУБ ПОСЛЕ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, В СООТВЕТСТВИИ С НОРМАМИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПРИНЯТЫМИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. СТОИТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО БЕСТРАНШЕЙНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЮТ ПРОИЗВОДИТЬ РАЗЛИЧНЫЕ РАБОТЫ ПОД ЗЕМЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ И РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ВСКРЫТИЯ БОЛЬШОЙ ПЛОЩАДИ ГРУНТА, ЧТО И ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНОЙ ПОДНЯТОЙ ТЕМОЙ

THIS ARTICLE DESCRIBES THE MAIN ASPECTS OF THE PIPELINES MAINTAINABILITY AFTER THE HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING, IN ACCORDANCE WITH ENVIRONMENTAL REGULATIONS ESTABLISHED IN THE RUSSIAN FEDERATION. IT IS WORTHWHILE NOTING THAT TRENCHLESS TECHNOLOGIES MAKE IT POSSIBLE TO PERFORM DIFFERENT UNDERGROUND SERVICES, INCLUDING THE PIPELINE REPAIR WITHOUT THE INCREASED RESERVOIR EXPOSURE, WHICH IS THE MAIN RAISED TOPIC

УДК 621.644

Ключевые слова: *горизонтально-направленное бурение, ремонт трубопроводов, работы под землей, природоохранные нормы, бестраншейные технологии.*

Варачев Игорь Валерьевич,
магистрант,
кафедра бурения нефтяных и газовых скважин
ФГОУ ВПО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Галикеев Ильгизар Абузарович,
директор
ООО «НПП «Горизонт»,
старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин
ФГОУ ВПО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Наиболее распространённым методом работ на данный момент является технология горизонтально-направленного бурения. Этот метод применяется для проведения полного цикла по строительству и замене коммуникаций (прокладка газо- и нефтепровода, водопроводных труб, оптоволоконных сетей и сетей электроснабжения, а также замена старых труб новыми).

В работе приведены примеры с использованием труб, изготовленных из различных материалов, таких как полиэтилен, ПВХ, сталь и другие [2].

Преимуществами ГНБ является скорость прокладки, неразрушающие технологии, экологичность, возможность прокладки в труднодоступных местах, возможность ремонта и замены трубы без обширного вскрытия грунтов. Со стороны экологичности метода рассмотрим следующие аспекты:

- прокладка и ремонт трубопровода в зоне акваторий, переходов через водные преграды (рис. 1);

РИС. 1. Прокладка трубопровода методом ГНБ в зоне водных препятствий (озер, рек, акваторий) [1]

РИС. 2. Ремонт участка трубы и замена на новую после ГНБ (статический метод)

- прокладка и ремонт трубопровода в зоне протекания грунтовых вод;
- прокладка труб методом ГНБ для гидравлической очистки от подземных загрязнений;
- прокладка и ремонт трубопровода при проходе заповедных зон;
- прокладка через мелкоструктурную свалку отходов для слежения дегазификации, дренажа и укрепления [1].

Применение ГНБ и бестраншейного ремонта труб, как методов наиболее безопасного для экологии

С точки зрения экологии и охраны природопользования рек и озер, их прибрежная часть является наиболее ценной для рекреации, из-за чего проведение траншейных работ недопустимо. Данный метод вызовет катастрофические нарушения природного баланса. Строительство переходов открытым методом может не только нарушить экологическое равновесие, но и спровоцировать сложные геологические явления. Такие как оползни, обвалы, обрушение берегов и образование оврагов. Все это нанесет ущерб не только самому трубопроводу и приведет к разрыву, но и окружающей среде в целом.

Применение метода ГНБ и бестраншейных методов ремонта труб, при котором протаскивание трубы проходит под дном водной преграды снижает возможность образования деформаций и как следствие значительно снижает риски.

Применение метода ГНБ и бестраншейных методов ремонта труб, при котором протаскивание трубы проходит под дном водной преграды снижает возможность образования деформаций и как следствие значительно снижает риски

Эти же преимущества применимы и для взаимодействия с грунтовыми водами. Данная технология позволяет обходить водонасыщенные грунты, не повреждая водоносный слой и препятствует их загрязнению. Прогноз деформации при горизонтально-направленном бурении составляется на расчетный 3-х кратный период эксплуатации перехода (100 лет).

Очень важно отметить, что помимо изоляции окружающей среды от вредного воздействия бурения, горизонтально-направленное бурение применяется для очистки и контроля вредных загрязнений водоносных горизонтов и грунтов в области свалов и городских агломераций. Так этим способом прокладываются стокоотводящие трубы и трубы очистительных конструкций, дренажные конструкции и конструкции укреплений дна свалок опасных отходов. Это позволяет сохранить качество экологии окружающих территории и уменьшить распространение вредных веществ [5].

Для России, страны с огромным количеством водных преград, искусственных сооружений (дамб, каналов), развитой сетью железных и автомобильных дорог, огромным числом природоохранных территорий важность применения метода ГНБ трудно переоценить.

Вхождение России в мировую энергетическую систему заставляет более широко применять горизонтально-направленное бурение на территории нашей страны, так как технология перспективна не только для ее нужд, но и гарантирует участие России в трансконтинентальных энергетических проектах [6].

Устранение повреждений труб, проложенных методом ГНБ

После проведения ГНБ ремонт трубы осуществляется при применении статического и динамического способов бестраншейных технологий (рис. 2).

Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки. За свою экологичность в России наиболее распространён метод статического ремонта и замены труб [3].

Технология заключается в прокладке новых труб внутри старой трубы, ее разрушения и вдавливания ее остатков во вмещающие грунты. Это позволяет снизить влияние на окружающую среду, снизить контакт с грунтовыми водами, полностью избежать вибраций грунта и ударных волн, применяемых в динамическом способе.

Возможен так же метод калибровки, когда старая труба не разрушается, а остается внешней оболочкой, а новые трубы подбираются более мелкого калибра и втягиваются в нее.

На схеме устранения повреждений труб показана основа выбора метода ремонта трубы и ее замены, частичной или полной (рис. 3). При небольших нарушениях местного характера не несущих в себе постоянный повторяющийся характер труба приводится в рабочее состояние путем устранения дефекта. Это может быть вставка полиэтиленового вкладыша. Однако, при более несущих повреждениях, носящих постоянный или длительный характер, производится санация или замена трубы.

Санационные методы ремонта трубы

Наиболее распространенными методами санации являются:

- технология «труба в трубе», где внутри поврежденного металлического участка закрепляется полимерный фрагмент;
- метод напыления на участок подготовленной поверхности трубопровода цементного раствора с последующим выравниванием насадкой конической формы;

Метод разрушения – самый распространенный способ замены трубопроводов. Технология нашла широкое применение при замене чугунных, стальных, железобетонных и других видов трубопроводов на полиэтиленовые и трубы ПВХ

- прогрессивная технология проведения восстановительных работ при помощи технических роботов, которые эффективны при прохождении сложных поворотных участков для фиксации внутренних покрытий;
- технология использования полимерных вкладышей «U-лайн».

Методика санации применяется повсеместно на все типы труб и имеет множество преимуществ, из которых выделим:

- значительное продление срока эксплуатации отремонтированной трубы;
- работы по восстановлению не затрагивают проложенных рядом сетей;
- доступ к поворотным участкам изнутри;
- нет потребности в доступе экскаваторных машин (другой техники) к ремонтируемому фрагменту подземной траншеи;
- устойчивость к коррозии и абразивным повреждениям после полимеризации бесшовного вкладыша;
- внутренняя полимеризация большого отрезка снижает риск возникновения новых протечек;
- улучшение функционирования и темпа продвижения транспортируемой среды за счет гладкой внутренней поверхности;
- работы не наносят вреда экологии.

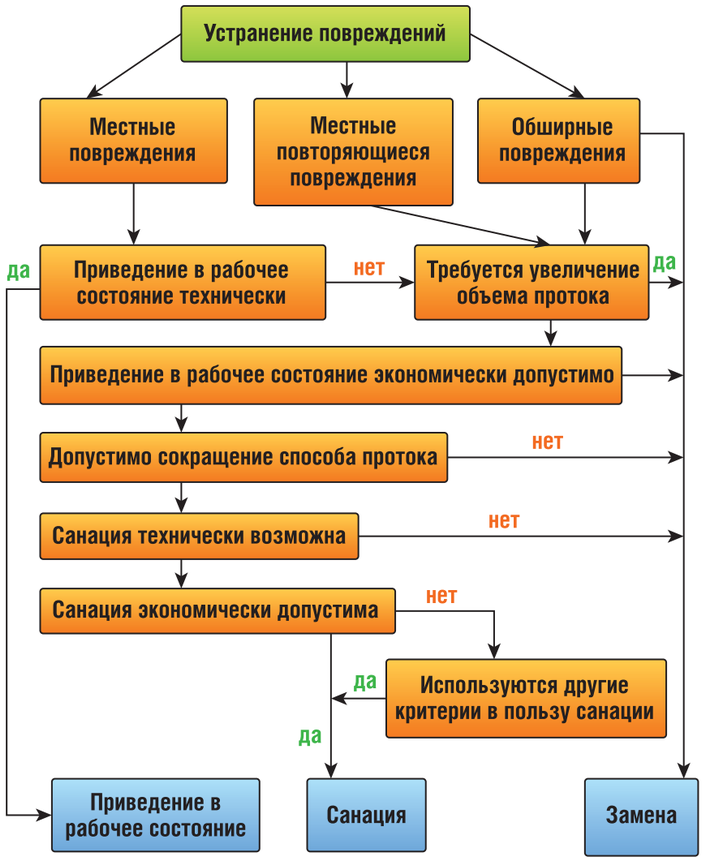
Методы замены поврежденного участка трубы

При сильных разрушениях трубы требуется замена участка, подверженного воздействию неблагоприятных условий и дальнейшее укрепление.

Самым востребованным на данный момент в мире является метод замены и ремонта труб с применением методики гидравлического разрушения, относящегося к статическим методам. Он заключается в разрушении старой трубы, с одновременной протяжкой по старому каналу новой, большего или равного диаметра, без вскрытия грунта.

Метод разрушения – самый распространенный способ замены трубопроводов во всем мире. Данная технология нашла широкое применение при замене чугунных, стальных, железобетонных и других видов трубопроводов на полиэтиленовые и трубы ПВХ.

РИС. 3. Схема устранения повреждений труб, проложенных методов ГНБ [1]



Объективно необходимость в методе разрушения обусловлена следующими причинами:

1. Трубопроводные сети по всей России изношены на 70–90%. Основная часть стальных и чугунных трубопроводов прокладывались еще в СССР и попросту сгнили. В этих условиях для развития просто необходимо масштабное применение новых технологий строительства.
2. В условиях труднодоступности трубах часто просто негде проложить коммуникации вне старых линий трубопроводов. Необходимость прокладки по старым, отработанным трассам едва ли не больше, чем прокладка новых трубопроводов.
3. Постепенно, практически повсеместно вступают в силу запреты на вскрытие дорожного полотна и на работы, проводимые открытым способом.

Положительные аспекты бестраншейных методов ремонта и замены труб

Из этого следует отметить основные преимущества метода ремонта и замены данным методом:

- работа проходит без вскрытия большой площади вмещающих грунтов;
- труба укладывается по старому каналу;
- высокая скорость прокладки трубопровода;
- относительно низкая себестоимость работы;
- возможность увеличение пропускной способности трубопровода;
- низкий уровень воздействий на окружающую среду и соответствие экологическим нормам.

Необходимые меры контроля при ремонте трубы в соответствии с нормами охраны окружающей среды Российской Федерации

Экологическими особенностями методики ГНБ и ремонта труб является необходимость контроля:

- осадки и смещения грунтового массива, зданий, сооружений и коммуникаций, их повреждение;
- выход бурового раствора на поверхность, в подземные сооружения и коммуникации;
- загрязнение грунтовых вод химическими и полимерными добавками к буровым растворам;
- загрязнение природной (городской) среды отработанным шламом, буровым раствором в местах расположения площадок бурения и ремонта [6].

Рассмотрев данным метод и его модификации, отметим, что он является наиболее экологичным и часто применяемым. По статистике, его применение используется в 90% случаев в России и Зарубежном мире. Эти показатели постоянно увеличиваются за счет быстрого развития технологий и применяемой аппаратуры.

Литература

1. *Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика): Технический учебник-справочник – М.: ПрессБюро № 1, 2005 – 304с.*
2. *Баландинский Е.Д., Васильев В.А. Бестраншейная прокладка инженерных коммуникаций – М.: ТИМР, 1991.*
3. *Рыбаков А.П. Новая технология бестраншейной прокладки трубопроводов – М.: Транспорт и подготовка нефти, 1996, № 5.*
4. *Агарков А.М., Межуев Д.С., Тихонов А.А. Технология прокладки коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения // Инновационная наука, 2017. – № 5. – С. 43.*
5. *Менейлюк А.И., Петровский А.Ф., Борисов А.А. Новые области применения технологии горизонтально-направленного бурения // Молодой ученый, 2015. – № 8-1. – С. 28–32.*
6. *СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 – М.:Издательство «БСТ», 2012 – 145 с.*

KEYWORDS: *horizontal directional drilling, pipeline repair, underground operations, environmental regulations, trenchless technologies.*

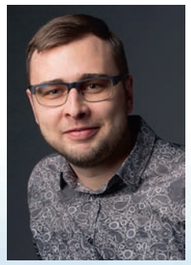
РАСЧЕТ ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

УДК 621.644.052

В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ЦИКЛИЧНОСТИ НАГРУЖЕНИЯ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ ВНУТРЕННИМ ДАВЛЕНИЕМ. В ЦЕЛЯХ УТОЧНЕНИЯ ПРОЦЕДУРЫ ПОДСЧЕТА ЦИКЛИЧНОСТИ НАГРУЖЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕТСЯ БОЛЕЕ ШИРОКО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ (СДКУ), А ТАКЖЕ БАЗЫ ДАННЫХ ПО РАСКЛАДКЕ ТРУБ, ВЫСОТНЫМ ОТМЕТКАМ, КАТЕГОРИЙНОСТИ УЧАСТКОВ, ПРЕДЫСТОРИИ НАГРУЖЕНИЯ И РЕМОНТОВ С ВЫРЕЗКОЙ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ. ОСОБО ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ КОРРЕКТНОГО ВЫДЕЛЕНИЯ ЦИКЛОВ НАГРУЖЕНИЯ. АВТОРОМ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ДОПОЛНИТЬ ПОДХОД К РАСЧЕТУ ЦИКЛИЧНОСТИ И РАЗРАБОТАТЬ ПРЕДЛОЖЕНИЯ В МЕТОДИКУ, КОТОРАЯ БУДЕТ РЕАЛИЗОВАНА С УЧЕТОМ РАЗРАБОТАННЫХ РЕКОМЕНДАЦИЙ И ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

THE PAPER STUDIES THE FEATURES OF CALCULATION OF THE CYCLIC LOADING OF THE OIL PIPELINES AND OIL PRODUCTS PIPELINES BY THE INTERNAL PRESSURE. IN ORDER TO CLARIFY THE PROCEDURE OF THE CYCLIC LOADING CALCULATION, IT IS PROPOSED TO USE MORE WIDELY THE DATA OF THE MONITORING AND SUPERVISORY CONTROL SYSTEM (MSCS), AS WELL AS THE DATABASE FOR THE PIPE STRINGING, WELLHEAD ELEVATIONS, DIVISION CATEGORIZING, PREVIOUS LOAD AND REPAIRS HISTORY WITH THE DEFECTIVE AREAS CUTTING OUT. THE NEED FOR THE CORRECT LOADING CYCLES STEALING IS EMPHASIZED. THE AUTHOR PROPOSES TO UPDATE THE APPROACH TO THE CYCLIC RECURRENCE CALCULATION AND DEVELOP THE PROPOSALS FOR THE METHODOLOGY, WHICH WILL BE IMPLEMENTED TAKING INTO ACCOUNT THE DEVELOPED RECOMMENDATIONS AND STUDIES

Ключевые слова: *магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, внутреннее давление, цикличность нагружения.*



Ромашин Михаил Геннадьевич,
старший научный сотрудник лаборатории оценки технического состояния трубопроводов, Омский государственный технический университет, ООО «НИИ Транснефть»

Цикличность нагружения следует отнести к одному из ключевых параметров, от которого зависит величина предельного срока эксплуатации магистральных трубопроводов.

Целью работы является совершенствование методики расчета цикличности нагружения магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

Объектом исследований является расчет цикличности нагружения магистральных трубопроводов (МТ) внутренним давлением.

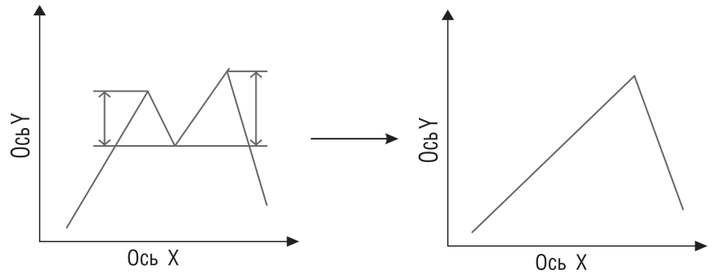
В настоящее время для определения цикличности нагружения магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов за один цикл нагружения технологического участка принимается включение любого насосного агрегата либо технологическое переключение на технологическом участке МТ, сопровождающееся увеличением внутреннего давления на выходе НПС свыше 0,2 МПа.

Годовая цикличность нагружения участка МТ $N_{прив.}$ приводится к эквивалентному значению с размахом 2,0 МПа и определяется по формуле:

$$N_{прив} = \sum_{i=1}^{n} N_i \cdot \left(\frac{\Delta P_i}{2{,}0} \right)^{2{,}2}, \qquad (1)$$

где N_i – число включений насосных агрегатов (технологических

РИС. 1. Преобразования локальных максимумов по методу полных циклов



переключений) с перепадом внутреннего давления на выходе нефтеперекачивающей станции (НПС) ΔP_i;

ΔP_i – перепад внутреннего давления на выходе НПС.

Порядок получения расчетных сведений по цикличности нагружения МТ предполагает суммирование цикличностей нагружения МТ на выходе всех НПС технологического участка:

$$N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} N_{прив\ i}, \qquad (2)$$

где $N_{прив\ i}$ – приведенная цикличность на выходе i нефтеперекачивающей станции.

Для более точного определения срока безопасной эксплуатации трубных секций с дефектами предлагается учитывать в расчетах циклическую нагруженность каждой секции.

В ГОСТ 25.101-83 «Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов» [1] приведены методы схематизации случайных процессов нагружения.

В качестве предлагаемого метода схематизации предлагается использовать метод полных циклов. Схема преобразования циклов по данному методу представлена на рис. 1.

Как показывает анализ причин аварий на МТ, трубы разрушаются раньше амортизационного срока и зачастую при средних рабочих давлениях перекачки в нефтепроводах [2].

Известно, что малоцикловое разрушение труб, в отличие от статического, является весьма чувствительным к концентраторам напряжений, т.е. к дефектам металла [3, 4].

Для реализации малоциклового разрушения должно существовать два фактора: циклический характер воздействия внутреннего давления и наличие концентрации напряжений.

Анализ данных, выгружаемых СДКУ, и влияние каждого отдельного цикла нагружения нефтепровода на прочностные характеристики материала трубы были опубликованы в статье [5].

Анализ существующей литературы на предмет влияния прочих нагрузок на трубопровод показал, что на расчет цикличности также оказывают влияние следующие факторы [6]:

- вибрационные нагрузки;
- динамические нагрузки от движения транспорта (переходы через авто- и железные дороги);
- нагрузки и воздействия, возникающие в период плановых работ по очистке и испытанию трубопроводов;
- работы по освобождению и заполнению трубопровода;
- воздействие предварительного напряжения трубопровода, упругий изгиб;
- перепад температуры окружающей среды и грунта.

При расчете цикличности рассматриваются перепады давления на выходе перекачивающих станций, в то время как перепады давления по трассе МТ не учитываются. В статье [7] было предложено использовать в расчетах дополнительные коэффициенты. Автором предлагается, используя данные по давлениям из СДКУ, определять давления в каждой секции участка трубопровода. И затем для расчета цикличности нагружения каждой секции МТ выполнять обработку трендов давлений.

Для выполнения расчетов перепадов давления каждой трубной секции необходимо создание математической модели. Целью формирования математической модели является перевод значений давления из СДКУ в давления для каждой секции с учетом гидроуклона.

Используя исходные данные, формируется матрица временных рядов (форма матрицы представлена в таблице 1).

Расчет гидроуклонов проводится на участках между соседними датчиками КП на НПС.

ТАБЛИЦА 1. Матрица временных рядов

№ п/п	$t_{д1}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек	P_1, кгс/см² (МПа)	$t_{д2}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек	P_2, кгс/см² (МПа)	…	$t_{дп-1}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек	$P_{п-1}$, кгс/см² (МПа)	$t_{дп}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек	$P_п$, кгс/см² (МПа)
1	2	3	4	5	…	6	7	8	9
Пример заполнения									
1	01.01.2014 18:02:31	30,52	01.01.2014 18:03:04	11,72	…				

где $t_{дп}$ – временной ряд $п$-го датчика, дд.мм.гггг чч.мм.сек; $P_п$ – ряд значений давлений $п$-го датчика, кгс/см² (МПа).

ТАБЛИЦА 2. Матрица напоров и гидроуклонов для датчиков НПС-НПС

№ п/п	$t_{д12}$, дд.мм.гггг чч.мм.сек	$H_{д1}$, м	$H_{д2}$, м	i_{12}, м/км
1	2	3	4	5
Пример заполнения				
1	01.01.2018 18:02:31	357,58	139,23	2,67
2	01.01.2018 18:03:04	357,58	139,23*	2,67
3	02.01.2018 0:27:27	360,73*	137,35	2,65

где $t_{д12}$ – общий временной ряд, сформированный из показаний датчиков 1 и 2, ранжированный в хронологическом порядке дд.мм.гггг чч.мм.сек;
$H_{д1}$ ($H_{д2}$) – напор в точке установки датчика 1 (2);
i_{12} – гидроуклон на участке между датчиками 1–2.

РИС. 2. Распределение давления на датчиках давления СДКУ в момент времени t_1, t_2, t_3

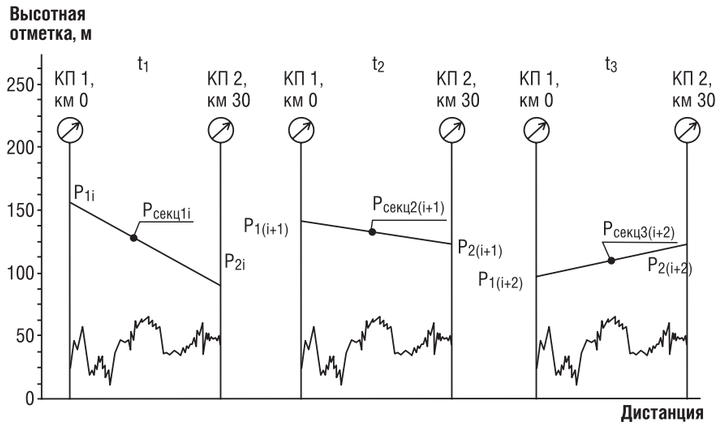
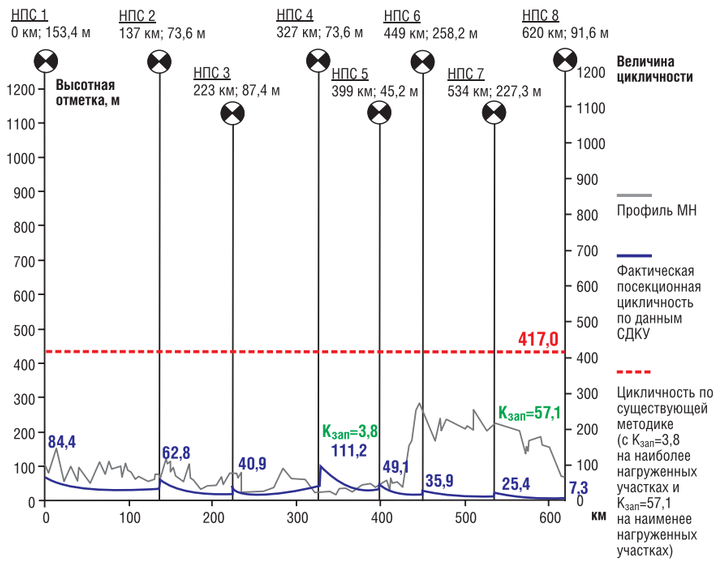


РИС. 3. Результаты расчета цикличности участка МТ за 2015 год



Для участков между датчиками формируется матрица напоров и гидроуклонов по форме таблицы 2.

Учитывая, что временной ряд общий (например, для времени t2 на датчике давления № 1 будет отсутствовать изменения напора), синхронизация значений давлений заключается в назначении напора на датчике № 1, равным большему значению напора из ближайших соседних показаний датчика (значения с «*» в таблице 2).

Напор в точке установки датчика n рассчитывается по формуле:

$$H_n = P_n / \rho g, \qquad (5)$$

где ρ – плотность нефти (нефтепродукта) в текущий период времени, кг/м³,

g – ускорение свободного падения, принимаемое 9,81 м/с².

Формируется матрица давлений и напоров в каждой секции участка МТ. Схематичное изображение распределения давления по показаниям датчиков, представлено на рис. 2.

Вычислив значения давлений в каждой секции МТ и зная перепад давления в каждой секции, используя зависимость (*), можно определить цикличность в каждой секции МТ.

Методика расчета цикличности предполагает учет перепадов давления, кратных 0,2 МПа, обусловленных включением насосных агрегатов и технологических переключений. В результате расчета по действующим нормативным документам цикличность приводится к 2,0 Мпа, и в дальнейших расчетах дефектов ЛЧ МТ и сроках внутритрубной диагностики используется одно значение цикличности для технологического участка МТ, вследствие чего коэффициент запаса приведенной цикличности для каждой секции технологического участка различный (рис. 3).

Рассмотрим варианты совершенствования расчета цикличности нагружения МТ:

1. цикличность на участке между станциями принимается величиной постоянной (рис. 4);
2. цикличность определяется в точках отбора давления (рис. 5);
3. единое значение для технологического участка, определенное как максимальное на участке (рис. 6);
4. уникальное значение цикличности в каждой секции (рис. 7–9).

Из предложенных вариантов следует отметить варианты 2 и 4 (рис. 5 и рис. 7), достоинствами которых являются:

- уникальность значений для каждой секции, что является фактическим показателем нагружения, поскольку датчики давления КП записывают значения давления в режиме реального времени, независимо от внешних факторов;
- возможность исключения коэффициента запаса;
- возможность перераспределения замены участков ЛЧ МТ и устранения дефектов по мере нагружения.

Величина цикличности, получаемая по методике, не позволяет определить участки МТ, наиболее подверженные циклическим нагрузкам и воздействиям. Более точный подход к расчету цикличности позволит увеличить остаточный ресурс труб участка МТ и, как следствие, интервалы между ремонтными работами.

Экономическая эффективность будет просчитана по результатам внедрения новой методики за счет снижения удельных затрат на ремонт одного километра дефектных труб.

Экономический эффект будет достигнут за счет корректировки перспективных планов устранения дефектов на линейной части МТ.

Конечным результатом работы должна стать методика, в которой будут учтены технические требования, разработанные автором:

- математическая модель на основе диспетчерских данных, которая позволит отслеживать изменение технологических параметров работы МТ;
- трехпараметрическая система учета изменений давлений (учет перепада давления, первоначального значения давления и очередности перепадов по времени);

РИС. 4. Вариант расчета цикличности № 1

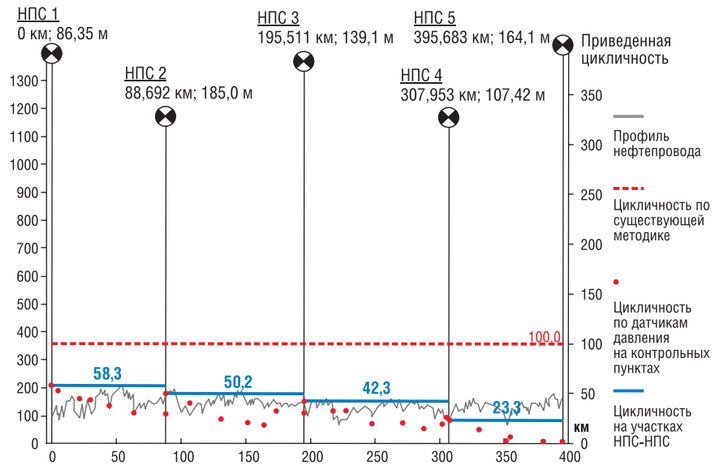


РИС. 5. Вариант расчета цикличности № 2

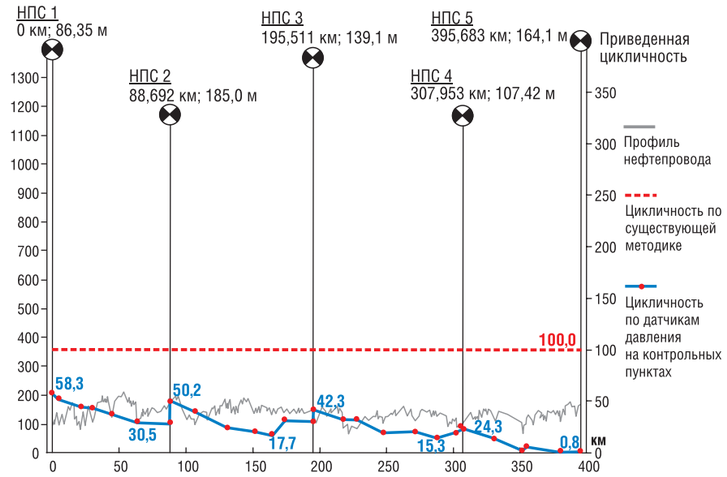


РИС. 6. Вариант расчета цикличности № 3

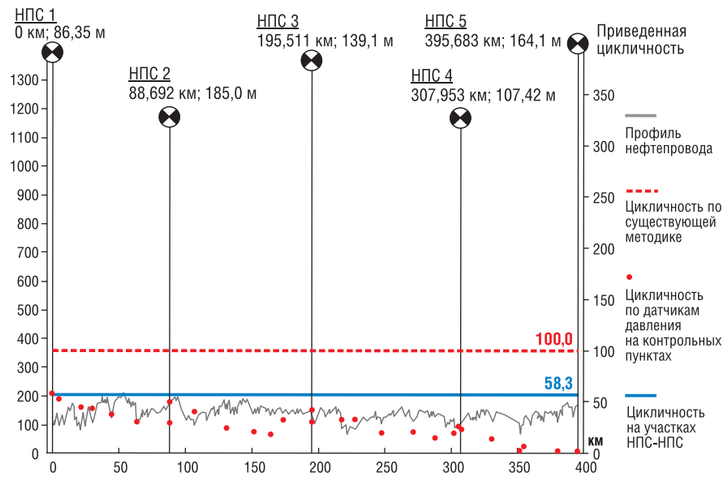


РИС. 7. Вариант расчета цикличности № 4

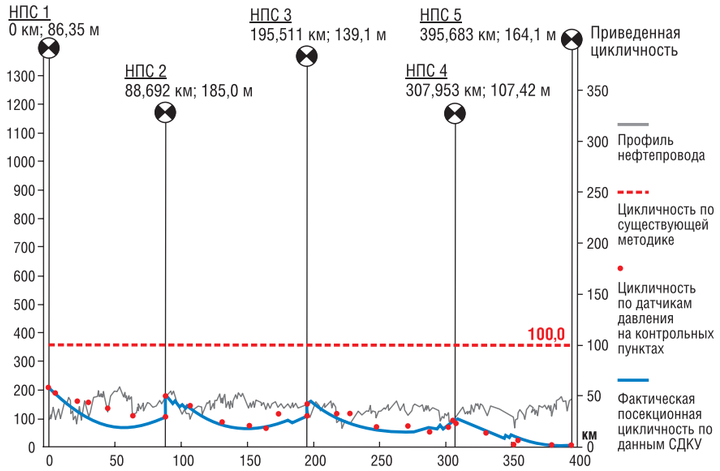


РИС. 8. Вариант расчета цикличности № 5

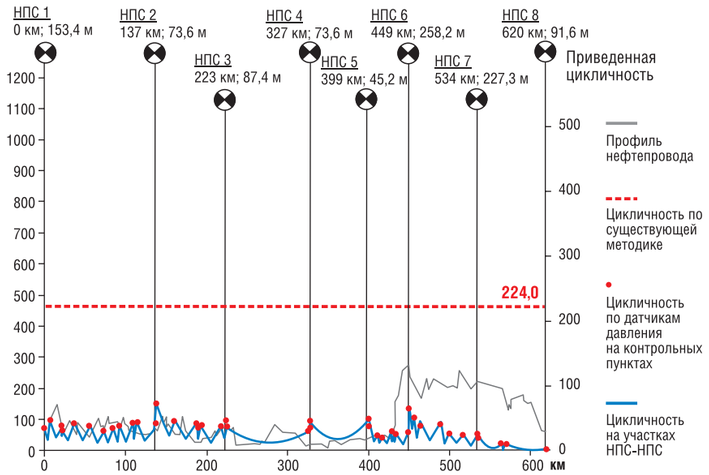
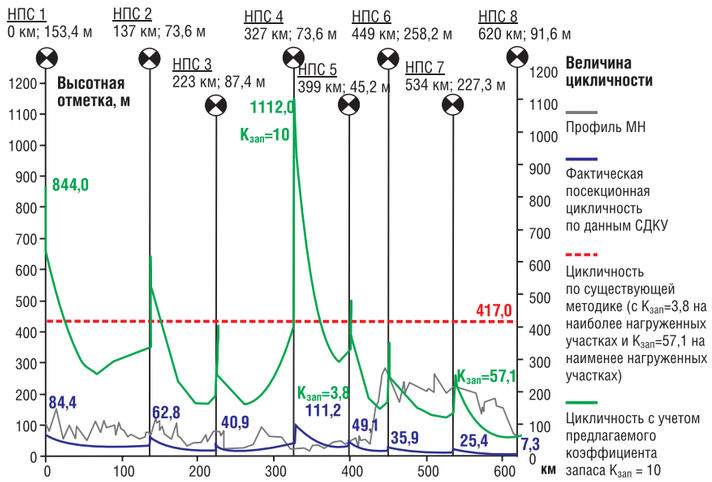


РИС. 9. Вариант расчета цикличности № 6



- обработка данных по изменению давления, основанная на методе полных циклов [2];
- минимальный перепад давления, с которого ведется учет изменения давления – 0,1 МПа;
- верификация полученных результатов по датчикам давления СДКУ, установленных на НПС и данных с КП;
- анализ нагружения каждой секции;
- учет влияния профиля трубопровода;
- учет наличия лупингов и вставок, резервных ниток, сбросов и подкачек;
- учет включения в работу резервных ниток (требуется выполнять индивидуальный расчет цикличности нагружения резервных ниток нефтепровода, в настоящее время цикличность нагружения резервного трубопровода определяется по нагруженности основной нитки);
- учет нестационарных процессов в трубопроводе.

После реализации новой методики появится возможность планировать режимы работы и учитывать критерий цикличности нагружения МТ для каждого участка, что позволит ранжировать трубопровод по опасности секций.

Литература

1. *ГОСТ 25.101-83. Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов.*
2. *Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков. – М.: Недра, 1995 – 218 с.: ил.*
3. *Гусенков А.П., Москвитин Г.В., Хорошилов В.Н. Малоцикловая прочность оболоченных конструкций. – М.: Наука, 1989.*
4. *Гумеров А.М., Ямалеев К.М. Характер разрушения металла труб нефтепроводов при малоцикловом нагружении // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 6. – С. 46–48.*
5. *Чепурной О.В., Мызников М.О., Беселия Д.С., Вансович К.А., Суриков В.И. Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №3 (19). – С. 23–29.*
6. *СП 36.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».*

KEYWORDS: *main oil pipeline, main oil product pipeline, internal pressure, loading cyclicity, calculation of cycling, mathematical model.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

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

Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 номер 2020 г.	1	1 590
I полугодие 2020 г.	8	15 990
II полугодие 2020 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	29 980
Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 статья номера 2020 г.	–	190
1 номер 2020 г.	1	990
I полугодие 2020 г.	8	6 990
II полугодие 2020 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	12 980
Печатная + Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2020 г.	1	1 290
I полугодие 2020 г.	8	9 990
II полугодие 2020 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	18 980
Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2020 г.	1	290
I полугодие 2020 г.	8	1 990
II полугодие 2020 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2020 г.	15	3 980

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

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

Межрегиональное агентство подписки (МАП) | подписной индекс 11407

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812

+7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

ДИСТАНЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА

однопролетных балочных переходов трубопроводов

УДК 622. 692.4

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ СВЯЗАНЫ С РАЗРАБОТКОЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ ЗАПОЛЯРЬЯ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА. ГЛАВНОЙ СПЕЦИФИКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ЭТИХ РАЙОНОВ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОСТЬ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ВДОЛЬТРАССОВЫХ УСЛОВИЙ, ЧТО ТРЕБУЕТ РАЗНООБРАЗИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ТРУБОПРОВОДОМ ЕСТЕСТВЕННЫХ И ИСКУССТВЕННЫХ ПРЕПЯТСТВИЙ. НЕСМОТРЯ НА ТО, ЧТО НАИБОЛЕЕ ПРОСТЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОПРОЛЕТНЫЙ БАЛОЧНЫЙ ПЕРЕХОД ТИПА «ТРУБА В ТРУБЕ», ДАННЫЙ ТИП ПЕРЕХОДА НАИБОЛЕЕ СЛОЖЕН В ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТСУТСТВИЯ ПРЯМОГО ДОСТУПА К ТРУБОПРОВОДУ ИЗ-ЗА НЕСУЩЕЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКИ. И ЕСЛИ АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ (НДС) БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА В НЕСУЩЕМ ФУТЛЯРЕ ПРИ ЕГО ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗВЕСТНЫ, ТО ВОПРОС ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТАКИХ ПЕРЕХОДОВ ОСТАЕТСЯ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ АКТУАЛЬНЫМ

THE DEVELOPMENT POTENTIAL OF THE RUSSIAN FUEL STRATEGY IS ASSOCIATED WITH THE DEVELOPMENT OF THE UNCONVENTIONAL OIL OF THE POLAR REGIONS AND THE EXTREME NORTH. THE MAIN SPECIFICITY OF THE OF THE PIPELINE SYSTEMS SERVICE IN THESE AREAS IS THE COMPLEXITY OF THE CLIMATIC AND HYDROGEOLOGIC PIPELINE ROUTE CONDITIONS, WHICH REQUIRES A VARIETY OF DESIGN AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS WHEN THE PIPELINE CROSSES THE NATURAL AND ARTIFICIAL OBSTACLES. DESPITE THE FACT THAT THE SIMPLEST TECHNICAL SOLUTION IS THE "PIPE-IN-PIPE" SINGLE-SPAN CROSS-OVER BEAM, THIS TYPE OF CROSSING IS MOST DIFFICULT TO ASSESS THE TECHNICAL CONDITION DURING CONTINUOUS SERVICE DUE TO THE LACK OF DIRECT ACCESS TO THE PIPELINE CAUSED BY THE SUPPORTING CYLINDRICAL SHELL. AND IF THE ANALYTICAL METHODS FOR CALCULATING THE PARAMETERS OF THE STRAIN-STRESS STATE OF THE CROSS-OVER BEAM IN THE SUPPORTING SHELL DURING ITS CONTINUOUS SERVICE ARE KNOWN, THE QUESTION OF THE DIAGNOSTIC ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF SUCH CROSS-OVER BEAMS REMAINS THE QUESTION OF PRESENT INTEREST

Ключевые слова: *транспортировка углеводородов, трубопровод, транспортировка трудноизвлекаемой нефти, дальнодействующий ультразвуковой контроль, диагностика балочных переходов.*

Сальников Александр Викторович,
доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов Ухтинского государственного технического университета, к.т.н., доцент

Обследование, техническое диагностирование и контроль за состоянием балочных переходов регламентируются ВРД 39-1.10-016-2000 [6] и ВСН 39-1.10-003-2000 [7], при этом обследование рекомендуется проводить планово:

- определяются пространственное положение и перемещения трубопровода;
- выявляются колебания трубопровода и условия их возникновения;
- определяется фактическое НДС трубопровода;
- обследуется коррозионное состояние стенки трубопровода и элементов перехода;
- обследуется защитное покрытие трубопровода на предмет его сплошности;
- обследуется состояние внутренней поверхности трубопровода.

На сегодняшний день обследование фактического НДС трубопровода на надземном переходе производится дублирующими друг друга способами. За базовый способ, как правило, принимают расчетный метод, основанный на определении действующих напряжений по результатам фактических замеров положения оси трубопровода. В дополнение к расчетному методу используют метод тензометрии и приборный контроль (магнитный, рентгеновский и пр.), для диагностики металла конструктивных элементов балочного перехода и сварных стыков применяют неразрушающие методы контроля (ультразвуковой, метод акустической эмиссии, магнитный, радиационный).

Геометрические параметры трубопровода (овальность, сужение, вмятины, углы поворота), коррозионные повреждения внутренней и наружной поверхности металла труб, внутренние дефекты стенок трубопровода (расслоения, трещины и т.д.) по возможности диагностируют внутритрубной дефектоскопией. Особо ответственные переходы рекомендуется контролировать автоматизированными системами телеметрии для получения массива данных о реальных условиях эксплуатации перехода трубопровода и его взаимодействии с окружающей средой.

Перечисленные дефектоскопические методы диагностики не могут быть в полной мере реализованы на балочном переходе в защитном футляре, из-за отсутствия непосредственного контакта с трубопроводом. Контакт может быть обеспечен изготовлением фрагментарных резов корпуса в несущей оболочке, но наличие локальных разрезов в оболочке потенциально может привести к потере ее несущей способности, а определение оптимальных размеров и числа резов, гарантированно обеспечивающих надежность, общую и локальную устойчивость перехода и безопасность, как его диагностики, так и последующей эксплуатации, является сложной и требующей значительных полевых исследований инженерной задачей [4].

Альтернативой методу фрагментарных резов может стать применение дистанционных методов, позволяющих получить информацию о состоянии трубопровода, находящегося внутри футляра, путем установки датчиков на тело трубы за его пределами.

Так, например, акустическая эмиссия позволяет выявить и оценить развивающиеся структурные дефекты в металле по волнам напряжений от дефектов, имеющих различный характер и перемещающихся по поверхности трубопровода и в объеме металла стенок трубы. Метод акустической эмиссии состоит в регистрации упругих колебаний, возникающих в трубопроводах в областях, где под действием внутреннего рабочего давления происходит рост трещин, коррозионных и механических дефектов, а также динамическая перестройка структуры в виде пластических деформаций и фазовых превращений металла. Пьезоэлектрические преобразователи, установленные на поверхность трубопровода, улавливают волны напряжения и трансформируют их в электрические сигналы, которые преобразуются и фиксируются акустико-эмиссионной аппаратурой.

На сегодняшний день метод акустической эмиссии отработан на сосудах высокого давления объемной формы, причем для качественного проведения диагностики необходимо не только равномерное распределение датчиков по поверхности сосуда, но и статичное состояние хранимой в нем среды, а также ступенчатое повышение внутреннего давления до величины, близкой к пределу текучести материала стенки сосуда. При соблюдении данных требований программная обработка времени и амплитуды сигналов, поступающих в датчик-регистратор, позволяет достаточно точно отделить полезные сигналы от помех и определить место дефекта. Однако полезные сигналы от дефектов могут распространяться только вдоль трубопровода, а максимальная дистанция, на которой отчетливо распознается полезный сигнал ограничена расстоянием от 5 до 7 м, что делает проблематичной диагностику труб под футляром большей протяженности. Также ограничивает возможности акустической эмиссии, как метода диагностики, требование по остановке транспортируемой среды и ступенчатому повышению внутреннего давления.

В связи с этим более подходящим для диагностики балочных переходов в футляре может быть дальнодействующий ультразвуковой контроль, использующий направленные волны, возбуждаемые пьезо- или электромагнитными преобразователями, которые расположены в кольце, закрепленном на трубе по периметру. Направленные волны способны распространяться на значительные расстояния от места закрепления датчиков – от нескольких метров до нескольких десятков метров, что позволяет контролировать протяженные участки трубопровода с одного подготовленного участка на их поверхности, даже если эти трубопроводы находятся под землей и имеют изоляционные покрытия [8–10].

Термин «направленная волна» в неразрушающем контроле означает волну с высокочастотной модой, распространяющуюся вдоль пластин и труб. Направленные волны характеризуются малым затуханием, так как энергия при их распространении концентрируется между наружной и внутренней поверхностями трубы. Дальнодействующий низкочастотный звук распространяется в металле труб на большие расстояния от места закрепления антенны и позволяет по эхо-сигналам обнаружить коррозионные поражения, превышающие 10% толщины металла без его очистки от изоляции.

Кроме возможности обследования трубопровода под несущим футляром, к достоинствам дальнодействующего ультразвукового контроля можно отнести и то, что с помощью направленных низкочастотных волн можно выявлять коррозионные разрушения как на внутренних, так и наружных поверхностях трубы, т.е. проводить 100%-ный контроль всего сечения металла.

Производительность такого ультразвукового контроля на порядок выше, чем при использовании традиционной высокочастотной ультразвуковой дефектоскопии не только за счет увеличения длины исследуемых с одной антенны участков, но и за счет сокращается количества вспомогательных мероприятий по снятию и повторному наложению изоляции (снятие изоляции необходимо лишь в местах крепления антенны с преобразователями).

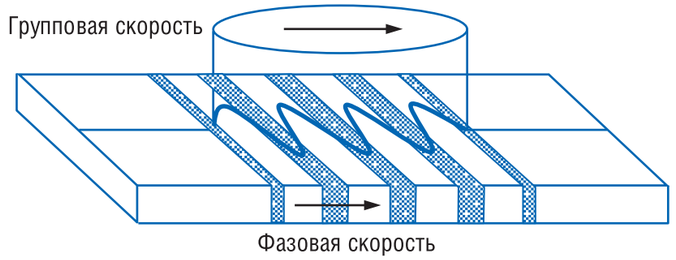
Использование объемных волн, волн Рэлея и Лэмба для диагностики с максимальной глубиной прозвучивания имеют принципиальные отличия. Объемные волны распространяются по трубе расхождением по закону сферической волны, а волны Рэлея и Лэмба распространяются по законам расхождения цилиндрических волн соответственно в приповерхностном слое и в теле трубы [9].

За счет меньшего затухания дальность распространения волн Рэлея и Лэмба, а значит и предельные расстояния, на которых может быть реализован эхо-метод контроля, значительно больше (до 10 м) дальности распространения объемных волн при прочих равных условиях.

Волнами Рэлея называют неоднородные волны с амплитудой, экспоненциально спадающей от поверхности в глубину твердого тела, которые распространяются в приповерхностном слое твердого тела практически любой формы – вдоль выпуклых и вогнутых поверхностей, по шаровым поверхностям, вдоль двугранных поверхностей с закругленной угловой кромкой. Энергия возмущения волн сосредоточенна в приповерхностном слое, толщина которого соизмерима с длиной волны Рэлея [10].

При использовании частот от 0,1 до 10 МГц толщина слоя для трубных сталей, контролируемая волнами Рэлея, может находиться в диапазоне от 0,3 до 30 мм. При этом возможно обнаружение трещин, царапин, полостей, закатов, расслоений, инородных включений в металле тела трубы и сварных швах, а также малых дефектов – поверхностных и микротрещин. Кроме того, Рэлеевскими волнами возможен

РИС. 1. Распространение ультразвуковых направленных волн



контроль прочностных свойств поверхностного слоя труб, что может быть полезным для оценки предпосылок к развитию трещин. Для этого необходимо измерить скорость и затухание волны Рэлея в поверхностном слое трубы и сравнить полученные значения с эталонными, определенными на образцовой трубе.

Применяемые в ультразвуковой дефектоскопии нормальные волны подразделяют на волны Лэмба в пластинах, сдвиговые нормальные волны в пластинах и крутильные нормальные волны в цилиндрических оболочках. Волны Лэмба в пластинах представляют собой волноводные неоднородные волны со сложным распределением амплитуды в сечении пластины. В пластинах могут распространяться симметричные (д-моды) и антисимметричные (а-моды) группы волн. В пластине постоянной толщины при резонансной частоте существует определенное количество симметричных и антисимметричных волн Лэмба, обладающих дисперсией фазовой и групповой скоростей. Таким образом, в пластине при заданной частоте есть возможность возбудить разные моды волны Лэмба. Это свойство нормальных волн нашло широкое применение в ультразвуковой дефектоскопии.

Чувствительность различных мод к трубным дефектам (трещины, расслоения, ликвации и т.д.) изменяется в широком диапазоне. Одним из главных вопросов оптимизации ультразвукового контроля тонкостенных труб с помощью нормальных волн является оптимальный выбор типа и номера волны, рабочей частоты прозвучивания и параметров преобразователей, при которых коэффициент передачи сигнала оказывается наибольшим, а чувствительность контроля – максимальной.

Как и для волн Рэлея, амплитуда волн Лэмба убывает с расстоянием, что позволяет контролировать стенку трубы полосами шириной до 1 м при использовании клинового преобразователя с переменным углом ввода ультразвука параллельно краю пластины [10]. При применении жидкостного клинового преобразователя и пучков с равномерным амплитудным распределением можно получить коэффициент преобразования по энергии значением до 81 %. При использовании клина из твердого материала коэффициент преобразования несколько ниже, но достигает 75 %. Максимум коэффициента преобразования достигается при оптимальном значении угла падения объемной волны и произведения коэффициент затухания на ширину пучка нормальной волны. При условии постоянства толщины пластины ее материал не накладывает ограничений на использование волн Лэмба.

При низкочастотном ультразвуковом контроле каждая частица исследуемой среды колеблется относительно своего равновесного положения, т.е. происходит перенос энергии без переноса вещества.

Достоверные значения скоростей ультразвуковых волн в объеме металла можно получить только в результате экспериментальных исследований. Направленные волны в трубах распространяются с разной скоростью, зависящей от частоты, свойств стали, диаметра трубы, толщины стенки, и подразделяются на продольные, изгибные и торсионные. В зависимости от геометрии и материала труб поведение направленных волн при распространении будет разным, поскольку характерной особенностью волн является зависимость скоростей их распространения от частоты возбуждаемых колебаний, т.е. дисперсность. Наличие дисперсности направленных волн вызывает необходимость различать скорость движения фаз (т.н. фазовая скорость) от скорости перемещения энергии (т.н. групповая скорость), представленные на рис. 1.

Фазы состояния металла при его сжатии и растяжении представлены на рис. 1 волнами вдоль продольной линии на боковой грани пластины, а волновой пакет, в который при распространении передается энергия волны, изображен в виде круга. На практике фазовая и групповая скорости направленных волн не равны, а при их распространении возникает значительно количество мод. Поэтому для расшифровки сигналов от дефектов используют дисперсионные диаграммы, иллюстрирующие зависимость фазовой и групповой скорости от разных частот для различных мод, в том числе с разной скоростью звука даже на одной частоте.

При проведении работ в низкочастотном диапазоне с высокой дисперсностью, как правило, сложно интерпретировать форму отраженного сигнала, поэтому необходимо использовать область отсутствия дисперсности. Для качественной диагностики направленными волнами протяженных участков трубопроводов необходимо выбирать недисперсионную моду направленной волны и минимизировать амплитуды всех других нежелательных мод. Это позволит увидеть ответный сигнал от дефектов трубы и повысить соотношение сигнал/шум. Для этого работу проводят в таком частотном диапазоне, в котором продольные моды волн не рассеиваются, скорости волн не зависят от частоты и не ниже теоретической частоты отсечки более высоких волновых мод. Для существующего трубопроводного проката такие частоты находятся в диапазоне десятка килогерц. Наиболее приемлемой модой для диагностики трубопроводов является быстродвижущаяся нулевая продольная мода, скорость которой не будет зависеть от частоты при ее значениях выше 20 кГц.

Направленные волны изгибной моды, распространяющиеся в трубах, имеют порядок от одного и выше, ее изгибная мода сопровождается сложным распределением смещений частиц среды, имеющим узлы и пучности, по поперечному сечению трубы. Также наблюдается сильная зависимость фазовых и групповых скоростей от диаметра трубы и значений поперечных смещений частиц металла.

Важным фактором, от которого зависит эффективность передачи энергии от антенны в тело трубы, является согласование внутренних сопротивлений преобразователя и нагрузки.

Другим существенным фактором, влияющим на проведение диагностики, являются параметры используемого ультразвука. Так, его частота влияет на точность получаемых данных и на дальность прозвучивания. С повышением частоты ультразвука повышается и точность получаемых сканирующей системой данных, дальность сканирования же, напротив, падает. В связи с этим диагностику необходимо проводить низкочастотными ультразвуковыми волнами, а после обнаружения наличия дефекта применять системы высокочастотного ультразвука для определения его точных параметров.

Для диагностики тонкостенных трубы перспективно использование плоскополяризованных волн. Поляризация в одной плоскости дает возможность распространяться волнам на большие расстояния и делает их затухание минимальным.

Однако стоит отметить, что некоторые конструктивные особенности трубопроводов могут снижать качество дальнодействующей диагностики ультразвуком. Так, например, значительные помехи для прохождения ультразвука из-за разницы в длине внешней и внутренней образующих труб создают отводы трубопроводов. Поперечные сварные швы труб также являются препятствием для ультразвуковых волн, но распознаются приборами как ряд кольцевых утолщений стенки трубы, что позволяет их классифицировать при расшифровке данных отлично от дефектов. Контроль непосредственно через изоляцию возможен, но снижает интенсивность ультразвукового воздействия и увеличивает помехи. При этом разные типы изоляции различно влияют на параметры ультразвуковой волны. Изоляция из полимерной ленты, не имеющая расслоений, и изоляция на основе эпоксидных смол снижают интенсивность проходящего ультразвука, но не вызывают появления значимых помех. Длительно эксплуатируемое битумное покрытие приобретает трещиноватую и зернистую структуру, что позволяет беспрепятственно водить в тело трубы ультразвуковую волну.

Резюмируя вышесказанное можно констатировать, что применение метода дальнодействующего ультразвукового контроля для решения проблемы диагностики балочного перехода в футляре потенциально может быть реализовано на базе ультразвуковых воздействий, но требует пристального изучения и интенсивного развития. ●

Литература

1. *Расчетная модель трубопровода в несущем футляре на участке балочного перехода / А.В. Сальников, О.П. Кошелева, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 2. С. 18–22.*
2. *Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при разрушении опорных элементов в несущем футляре. / А.В. Сальников, О.П. Кошелева, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 2. С. 22–25.*
3. *Метод определения фактического положения трубопровода в несущем футляре. / А.В. Сальников, О.П. Кошелева, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 3. С. 12–15.*
4. *Расчетное обоснование параметров ревизионных резов в несущем футляре балочного перехода для целей его диагностирования / О.П. Кошелева, М.М. Бердник, А.В. Сальников, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 6. С. 31–35.*
5. *Расчет балочных переходов газонефтепроводов в несущем футляре : учеб. пособие / А.В. Сальников, О.П. Кошелева, И.Н. Бирилло, А.С. Кузьбожев. – Ухта : УГТУ, 2015. – 84 с.*
6. *ВРД 39-1.10-016-2000 Методика оценки работоспособности балочных переходов магистральных газопроводов через малые реки, ручьи и другие препятствия. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 23 с.*
7. *ВСН 39-1.10-003-2000 Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 47 с.*
8. *Буденков Г.А., Недзвецкая О.В., Далати М. О возможностях акустической дистанционной дефектоскопии протяженных объектов // Дефектоскопия, 2003. № 11. – С. 30–33.*
9. *Викторов И.А. Звуковые поверхностные волны в твердых телах. – М.: Наука, 1981. – 88 с.*
10. *Викторов. И.А. Физические основы применения ультразвуковых волн Рэлея и Лэмба в технике. – М.: Наука, 1966. – 167 с.*

Keywords: *transportation of hydrocarbons, pipeline, transportation of hard-to-recover oil, long-range ultrasonic testing, diagnostics of beam transitions.*

СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РОССИЙСКИХ БОЛОТАХ

РАССМОТРЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВО-ДОВ PIPE EXPRESS ПОЛУБЕСТРАНШЕЙНЫМ СПОСОБОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ. ПРЕДЛОЖЕНО АДАП-ТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ К УСЛОВИЯМ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОПОЛНИТЕЛЬ-НЫХ УСТРОЙСТВ В ХОДЕ СООРУЖЕНИЯ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ: РЕЗИНОМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ГУСЕ-НИЦ НА БУРОВОЙ МАШИНЕ, МОДУЛЬНОГО ДОРОЖНОГО ПОКРЫТИЯ, МОДУЛЬНЫХ ПОНТОНОВ

THE POSSIBILITY OF INTRODUCTION OF THE PIPE EXPRESS TECHNOLOGY OF CONSTRUCTING OF MAIN PIPELINE TRANSITIONS BY A SEMI-TRENCHLESS METHOD ON THE TERRITORY OF RUSSIA IS CONSIDERED. ADAPTATION OF THE TECHNOLOGY TO THE CONDITIONS OF THE SWAMPY TERRAIN WITH THE USE OF ADDITIONAL DEVICES DURING THE CONSTRUCTION OF PIPELINE CROSSINGS: RUBBER METAL CATERPILLERS ON THE DRILLING MACHINE, MODULAR PAVEMENT, MODULAR PONTOONS IS PROPOSED

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, трубопроводный переход, болото, резинометаллические гусеницы, модульное дорожное покрытие, понтон.*

УДК 621.644.07

Шарнина Гульнара Салаватовна,
доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», к.т.н.

Абкадыров Ильдар Айдарович,
кафедра «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Оригинальная технология Pipe Express для сооружения переходов магистральных трубопроводов через искусственные и естественные препятствия полубестраншейным способом разработана германской компанией Herrenknecht AG.

Данная технология прокладки труб диаметром от 800 до 1500 мм на глубину не более 2,5 м является альтернативой традиционному траншейному способу прокладки трубопроводов и оказывает значительно меньшее воздействие на окружающую среду, одновременно минимизирует затраты на строительство [1].

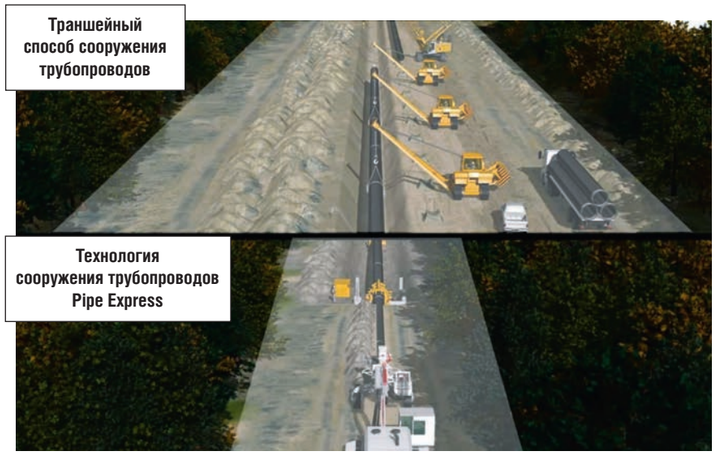
Основной элемент Pipe Express – туннельная бурильная машина, оснащенная землеройным оборудованием. Она разрабатывает траншею на глубине следования трубопровода, прокладывает туннель полуметрового диаметра, протягивает в него трубу и удаляет выработанный грунт. Причем все перечисленное происходит одновременно. Туннельная буровая машина имеет на поверхности ходовую часть, а под землей – буровое устройство.

Базовая эксплуатационная машина на гусеничном ходу сопровождает работу всей системы и задает маршрут прокладки. Машина снабжена рабочим местом оператора, механизмом отбора мощности от дизеля, гидросистемой с высокопроизводительным насосом, органами контроля и управления туннельного проходчика, а также контейнером для бентонита (природный глинистый минерал, применяемый для уменьшения трения между наружной поверхностью трубы и землей). Благодаря установленному на машине крану-манипулятору развертывание и сборка в транспортное положение всего комплекса проходит за короткое время.

РИС. 1. Технология Pipe Express

1 – базовая эксплуатационная машина;
2 – туннельная бурильная машина

РИС. 2. Ширина рабочей полосы



Внедрение технологии Pipe Express на территории России идеально подходит для проектов, в которых уровень грунтовых вод находится всего в нескольких сантиметрах от поверхности, например в болотистой местности.

Основные преимущества технологии Pipe Express:

1. Сокращение ширины рабочей полосы в сравнении с традиционным траншейным способом до 70%;
2. Минимизация использования тяжелой землеройной техники и затрат на привлечение рабочей силы, тем самым увеличивается безопасность проведения работ;
3. Отсутствие необходимости водопонижения грунта;
4. Благодаря быстрому монтажу трубопровода в один этап количество выбросов выхлопных газов и влияние на окружающую природу значительно снижается.

Анализируя распространенность болот в России [3–4] и характер передвижения по ним строительной техники можно сделать вывод, что применение технологии Pipe Express возможно на болотах [5].

Адаптирование технологии Pipe Express к условиям России возможно, только при модернизации и использовании дополнительных устройств в ходе сооружения трубопроводов, а именно:

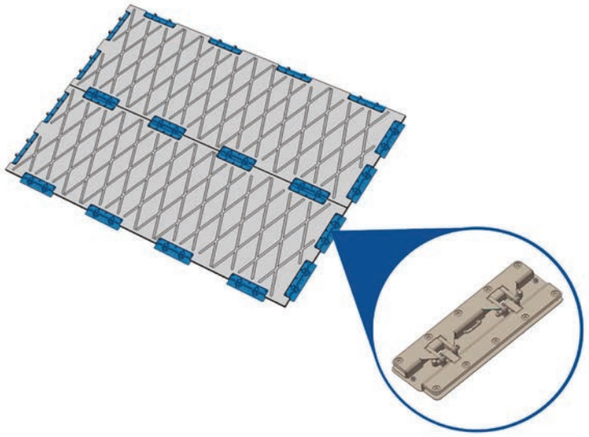
1. Согласно [5], первый тип болот (по характеру передвижения по ним строительной техники) – это болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением от 0,02 до 0,03 МПа или работу обычной техники с помощью дорожного покрытия быстрого развертывания, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа.

В нашем случае туннельная буровая машина имеет пневмоколесный ход, следовательно, использовать ее будет затруднительно, машина будет постоянно застревать и тормозить процесс прокладки трубы. Мы предлагаем использовать накидные резиновые гусеницы. Данный метод широко используют для спецтехники. Он позволяет распределить нагрузку, передаваемую на колеса равномерно, тем самым снижая удельное давление на грунт. Представленные на рис. 3 гусеницы выпускает компания Solideal.

РИС. 3. Резинометаллические гусеницы

2. Возможен способ применения технологии Pipe Express на болотах первого и второго типов с использованием модульного дорожного покрытия быстрого развертывания. Модульное

РИС. 4. Модульное дорожное покрытие МДП Р-ТЭК



дорожное покрытие МДП Р-ТЭК – конструктивно представляют собой плиты, изготовленные из полимерных композиционных материалов с установленными на них замковыми устройствами, которые позволяют быстро возвести временные дороги и строительные площадки на участках со сложными геологическими условиями.

Данное покрытие идеально подходит при строительстве временных проездов и площадок на слабых грунтах, обводненных участках местности, болотах I и II типов, обеспечивает проезд колесной и гусеничной техники общей массой до 120 т.

3. Третий тип болот (по характеру передвижения по ним строительной техники) – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств [5]. Технологию Pipe Express можно использовать с помощью модульных понтонов. Однако необходимо учесть, что в средней части буровой машины присутствует скребковая конвейерная лента и вертикальная металлическая стойка. Поэтому не представляется возможным использовать понтон целиком, необходимо отдельно ставить модуль понтона на правую и левую части. Данное предположение будет эффективным только при взаимном закреплении тросами правой и левой частей понтона, а также закреплении направляющими тросами на сухопутной части.

Литература

1. *Научный журнал «Спецтехника и нефтегазовое оборудование» – 2013. – № 2 – 84 с.*
2. *Патент № 2342495. Россия. Установка горизонтального бурения, E02F 5/18. [Текст] / Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Саратовский государственный технический университет; заявка 04.05.07; опубликовано 27.12.08; Бюл. № 36. – 7 с.: ил.*
3. *Дерцакян А.К., Васильев Н.П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. «Недра», 1978 г. – 167 с.*
4. *Известия высших учебных заведений «Лесной журнал». Рубрика: Лесное хозяйство – 2014. – № 4 – 110 с.*
5. *СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) / Госстрой. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 93 с.*
6. *РД-91.200.00-КТН-198-12. Строительство переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через дороги. – М.: ОАО «АК «Транснефть» 2012. – 104 с.*
7. *И.А. Абкадыров, Г.С. Шарнина. Анализ современных техники и технологий бестраншейного сооружения переходов магистральных трубопроводов. – Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 163–165.*

KEYWORDS: *main pipeline, pipeline transition, swamp, rubber metal caterpillars, modular pavement, modular pontoon.*

Ваш тайский остров для новых открытий

РЕКЛАМА

Настоящий тропический оазис, расположенный всего в нескольких минутах ходьбы от прекрасного пляжа Сурин на западном побережье острова Пхукет, ждет вас! Роскошный курорт Twinpalms Phuket предлагает пентхаусы, люксы с выходом к бассейну и стильную обстановку, чтобы насладиться расслабленным отдыхом на Пхукете.

Для того, чтобы обеспечить нашим гостям все лучшее, что только может предложить Таиланд, бренд Twinpalms предлагает роскошные варианты досуга и активного отдыха на трех близлежащих пляжах, добраться до которых удобно при помощи собственного бесплатного транспорта. Модные пляжные клубы, расслабляющий спа-центр, семь изысканных ресторанов, первый пляжный клуб для семейного отдыха и яхтенная флотилия!

Приглашаем всех желающих в наш элегантный и спокойный отель, мы сделаем ваш отдых на острове незабываемым.

SMALL LUXURY HOTELS OF THE WORLD

Surin Beach Road
t +66 76 316 500, **f** +66 76 316 599
e book@twinpalms-phuket.com **w** twinpalmshotelsresorts.com

TWINPALMS PHUKET

ГЛУБОКОВОДНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

ОБОСНОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО КПГ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ВЛАДИВОСТОКА НА ОСТРОВ ХОНСЮ (ПОРТ КИТАКЮСЮ – 850 КМ – ЯПОНИЯ) ВСЛЕДСТВИЕ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТИ ЯПОНИИ В ПОЛЬЗОВАНИИ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ. РАЗРАБОТАННАЯ НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ ПОСТАВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЯПОНИЮ В ОБЪЕМЕ ДО 16 МЛРД $м^3$ В ГОД (ПОЛОВИНА ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ПРАКТИЧЕСКИ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ГАЗОПРОВОДА «САХАЛИН – ХАБАРОВСК – ВЛАДИВОСТОК»)

THE POSSIBILITY OF COMPRESSED CNG (CNG) NATURAL GAS TRANSPORTATION FROM VLADIVOSTOK TO THE ISLAND OF HONSHU (THE PORT OF KITAKYUSHU – 850 KM – JAPAN) BECAUSE OF INTEREST FROM JAPAN IN THE USE OF THE NATURAL GAS. THE DEVELOPED NEW TECHNOLOGY ALLOWS TO PROVIDE NATURAL GAS SUPPLIES TO JAPAN IN VOLUME UP TO 16 BILLION CBM (HALF THE DESIGN CAPACITY IS ALMOST INACTIVE PIPELINE SAKHALIN – KHABAROVSK – VLADIVOSTOK GAS PIPELINE)

Ключевые слова: *компримированный газ, сжатый газ, транспортировка, подводный переход, землетрясения, глубоководный газопровод.*

УДК 622.691.4.07

Крапивский Евгений Исаакович,
профессор, доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН,
Санкт-Петербургский горный университет

Капачинских Жанна Юрьевна,
магистр,
Санкт-Петербургский горный университет

Обоснование строительства глубоководного газопровода «Владивосток – Япония». Природный газ из трубопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» (проектная мощность 32 млрд $м^3$ в год) сжатый до 280 атмосфер, предложено транспортировать по Японскому морю в Японию (юг острова Хонсю) по маршруту, обходящему глубоководную Японскую котловину (рисунок 1).

В технологию включено строительство дожимной компрессорной станции в районе порта Владивосток и обоснованы специальные методы прокладки глубоководного газопровода над дном моря для защиты от землетрясений.

Проектная производительность газопровода – 8–16 млрд куб. м газа в год.

В течение ряда последних лет ПАО «Газпром» обсуждает с правительством Японии возможность и целесообразность прокладки подводного газопровода по Японскому морю.

РИС. 1. Газопровод в Японию

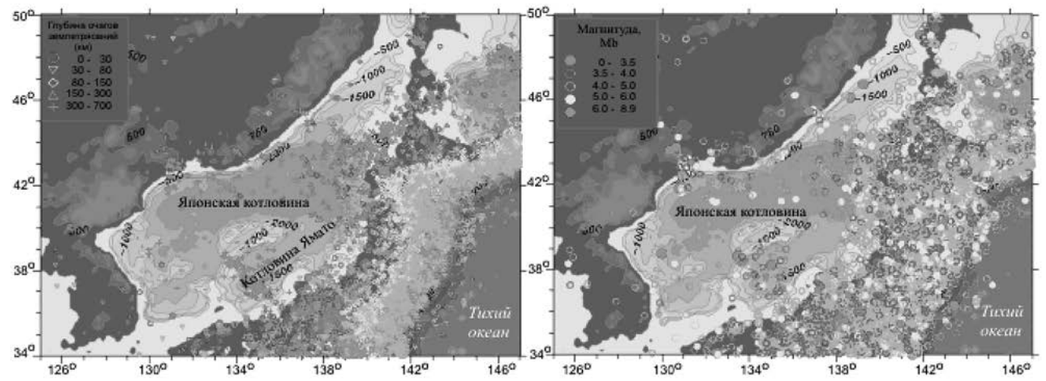
Проблемы, возникающие при прокладке

Район Японского моря сейсмичен, особенно на его западе, около Японских островов, которые расположены над сейсмофокальной зоной (рисунок 2).

Собственно под впадиной моря преобладают глубокофокусные землетрясения (до 700 км). Среднее значение сейсмического эффекта в пределах Японского моря по 12-бальной шкале интенсивности землетрясений равно 8 баллам.

Так как районы добычи углеводородов чаще всего расположены в сейсмоопасных областях, то реализация международных проектов требует обеспечения

РИС. 2. Пространственное распределение 15 007 эпицентров землетрясений за период 1904–2002 гг. в регионе Японского моря [8]



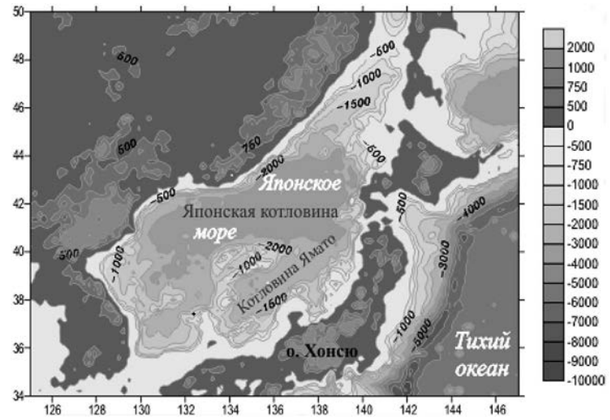
сейсмостойкости морских подводных трубопроводов.

Средняя глубина Японского моря составляет 1350 м, а максимальная – 3742 м – Японская котловина (рисунок 3).

В рельефе Японского моря установлены несколько крупных котловин и поднятий, а также отдельные подводные горы и банки, поэтому при прокладке трубопровода могут возникнуть некоторые трудности.

Поэтому по технологическим и стоимостным соображениям (по расчетам «TokyoGas» газопровод длиной 815 км производительностью 8 млрд куб. м газа в год будет стоить 3,7 млрд долларов США [9]) ПАО «Газпром» сомневается в возможности и целесообразности прокладки такого морского трубопровода.

РИС. 3. Рельеф дна региона Японского моря [8]

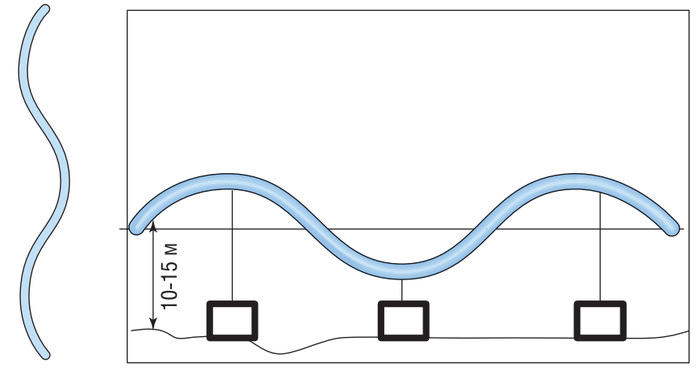


Подробная технология прокладки

Газопровод прокладывается, минуя глубоководную Японскую котловину, на глубинах не более 1500 м вдоль КНДР, но вне ее территориальных вод и прилежащей зоны (44,4 км). В этом случае увеличивается на 300 км длина маршрута.

Риск разрушения газопровода вследствие катастрофических землетрясений предлагается снизить за счет прокладки вблизи

РИС. 4. Особенности прокладки трубопровода



Вид сверху **Профиль трубопровода в разрезе**

дна Японского моря на разной глубине. Технология строительства принята аналогичной технологии строительства морских трубопроводов «Голубой поток», «Турецкий поток» и «Северный поток».

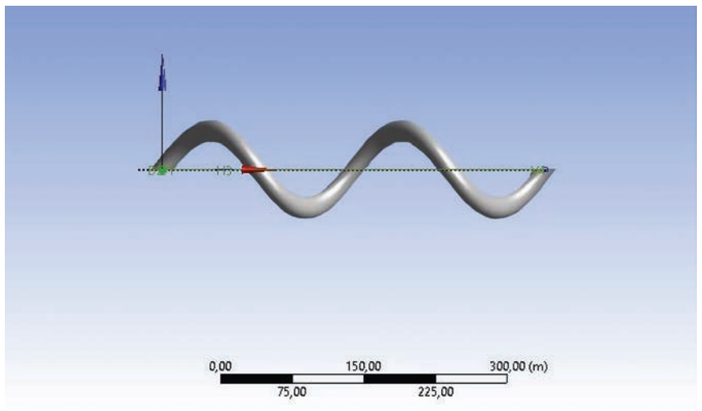
Для обеспечения производительности 16 млрд куб. м газа в год диаметр газопровода принят равным 813 мм, а толщина стенки в районе Владивостока 39 мм, которая уменьшена таким образом, чтобы трубопровод обладал небольшой положительной плавучестью.

Проектное давление в трубопроводе составит 28,45 МПа. С помощью бетонных пригрузов обеспечивается положение трубопровода на расстоянии 10–15 м от дна моря. Профиль трубопровода в разрезе имеет вид «змейки» как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении (рисунок 4).

В настоящий момент с помощью пакета ANSYS – универсальной программной системы конечно-элементного (МКЭ) анализа – построена предварительная модель данного трубопровода, представленная на рисунке 5.

По предварительным расчетам, которые в дальнейшем должны быть подкреплены экспериментами, такая технология строительства впервые позволит снизить риски разрушения трубопровода вследствие подвижек дна Японского моря и цунами в случае катастрофических землетрясений.

РИС. 5. Модель трубопровода



Заключение

В данной работе было представлено обоснование строительства глубоководного трубопровода из Владивостока в Японию.

Проанализировав географию и сейсмическую активность объекта, было выявлено, что имеется ряд проблем, возникающих при укладке трубопровода.

Это высокая сейсмическая активность и большая глубина Японского моря.

Для того чтобы избежать данных проблем, в работе была описана предложенная нами технология, которая позволит бесперебойно поставлять газ в Японию и снизит риск землетрясений и бедствий.

Строительство газопровода будет эффективно содействовать принятой сейчас в Японии стратегии экономического роста, планам перестройки энергетики страны. ●

Литература

1. *Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Ч. 1. Конструирование. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 555 с.*
2. *Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Ч. 2. Технология строительства. – М.: Недра, 2006. – 620 с.*
3. *Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. Учебное издание. – 196 с.*
4. *Морские трубопроводы / Ю.А. Горяинов, А.С. Федоров, Г.Г. Васильев и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 131 с.*
5. *Харионовский В. Глубоководные газопроводы. Надежность: Исследования и решения – LAMBERT Academic Publishing. – 567 с.*
6. *Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин / Бошкова И.Л. – ОГАХ, Одесса, 2010 г. – 144 с.*
7. *Hollyer R.S. and Fowler D.W. Economic recovery of offshore marginal gas. Presented at the Annual GPA Convention. – March, 1980, Houston.*
8. *Геофизический центр РАН http://www.wdcb.ru.*
9. *http://neftegaz.ru/news/view/137847-Tokyo-Gas-predlagaet-postroit-gazoprovod-ot-Sahalina-do-yaponskogo-ostrova-Honsyu-za-37-mlrd-doll-SShA Сайт делового журнала Neftegas.ru.*

KEYWORDS: *compressed gas, pressurized gas, transportation, submerged crossing, earthquake seismology, deepwater gas pipeline.*

АРКТИЧЕСКИЕ МЕЧТЫ РОССИИ В ГЛУБОКОЙ ЗАМОРОЗКЕ

Stratfor

Одно из главных направлений российской деятельности в Арктике – это добыча нефти и природного газа. Считается, что районы к северу от полярного круга содержат запасы нефти в размере, превышающем 90 млрд барр./год и более 42 млрд м³ природного газа – причем около 80% этого объема приходится на территории, на которые претендует Россия. Для России добыча этих ресурсов имеет решающее значение. По официальным прогнозам, ряд активно разрабатываемых нефтегазовых месторождений начнет иссякать уже в следующем

году, что обусловливает необходимость срочного освоения Арктики. По всей видимости, российским производителям придется пойти на партнерство с западными нефтяными компаниями, чтобы те поделились технологиями для работы в столь суровых условиях – однако сотрудничеству будет препятствовать усиливающаяся геополитическая напряженность между Россией и Западом. Пусть нынешней добыче санкции серьезного вреда и не нанесли, они все же грозят стать существенным препятствием для запланированной модернизации энергетического сектора.

ПОЧТИ 700 МЛН ДОЛЛАРОВ США В МЕСЯЦ: ГЕРМАНИЯ СТРАДАЕТ ОТ РОССИЙСКИХ САНКЦИЙ

Handelsblatt

Норберг Хэринг

Не только российские потребители дорого платят за санкции против их страны. Торговые убытки от антироссийских санкций составляют

4 млрд долл. США/мес. При этом 45% убытков приходится на долю стран, которые ввели санкции против России, 55% убытков несет Россия. На плечи Европейского союза ложится 92% ущерба, который несут санкционирующие страны. Львиная доля приходится на Германию – ее торговые убытки составляют 38% или 667 млн долл. США/мес.

ПРАВИТЕЛЬСТВО НАДЕЕТСЯ, ЧТО ПРОБЛЕМ С «СЕВЕРНЫМ ПОТОКОМ-2» БОЛЬШЕ НЕ БУДЕТ

Jyllands-Posten

Мартин Кое

Когда министр иностранных дел Дании Й. Кофод вступил в должность, он получил от контролируемого Газпромом «Северного потока – 2» «приветственный подарок». Компания отозвала свою заявку на прокладку газопровода вблизи Борнхольма. Благодаря этому датский МИД перестала мучить главная головная боль. «Северный поток – 2» сделал ставку на две другие заявки, по которым маршрут должен был пройти за пределами датских территориальных вод – так далеко от побережья, что аргументы политики безопасности уже нельзя было использовать для отказа. Один из этих маршрутов и одобрило Датское энергетическое агентство. Кофод и правительство могут теперь лишь надеяться, что избавились от проблем, связанных с «Северным потоком – 2».

НОВЫЙ АРКТИЧЕСКИЙ КУЛАК ПУТИНА

Berlingske

Петер Суппли Бенсон

В то время как Дания бороздит Арктику на военных кораблях 30-летней давности, Россия создает новый бронированный ледокол. Такого мы еще не видели. Новый ледокол имеет длину 114 м и водоизмещение в 8500 тонн.

На корабле есть место для военного вертолета с пушкой. Однако особенным «Ивана Папанина» специальное оборудование, позволяющее размещать на нем ракеты «Калибр». Кроме того, на ледоколе есть электронные боевые системы, благодаря которым его можно использовать для нападения. Расширение присутствия России в регионе сопровождается все более недвусмысленной риторикой по поводу ее прав на Арктику. ●

ИДЕНТИФИКАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

по данным системы диспетчерского контроля и управления с использованием методов математической статистики

Осташов Андрей Валентинович,
доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Матюха Даниил Евгеньевич,
ассистент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО АГРЕГАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ. ПОД ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ РЕЖИМА АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ПОНИМАТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ПОДАЧИ, ДАВЛЕНИЯ НА ВСАСЕ И НАГНЕТАНИИ, ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ И ЧИСЛА ОБОРОТОВ ВАЛА АГРЕГАТА, КОТОРЫЕ В РАМКАХ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА МОЖНО РАССМАТРИВАТЬ КАК ПОСТОЯННЫЕ. ЗНАЧИМЫМ ИСТОЧНИКОМ ДАННЫХ ДЛЯ ИХ РАСЧЕТА ЯВЛЯЕТСЯ ИНФОРМАЦИЯ О ХОДЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ И СОСТОЯНИИ ОБОРУДОВАНИЯ, НАКАПЛИВАЕМАЯ В СИСТЕМЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ (СДКУ)

THIS ARTICLE CONSIDERS THE ISSUES OF IDENTIFICATION OF OPERATING MODES OF THE PUMPING UNIT USING METHODS OF MATHEMATICAL STATISTICS. BY IDENTIFYING THE MODE, THE AUTHORS MEAN THE DETERMINATION OF AVERAGE VALUES OF SUPPLY, SUCTION AND DISCHARGE PRESSURE, POWER CONSUMPTION AND THE NUMBER OF REVOLUTIONS OF THE UNIT SHAFT, WHICH WITHIN THE CURRENT MODE CAN BE CONSIDERED AS CONSTANT VALUES. A SIGNIFICANT SOURCE OF DATA FOR THEIR CALCULATION IS INFORMATION ON THE PROGRESS OF PROCESSES FOR PUMPING OIL AND OIL PRODUCTS THROUGH MAIN OIL PIPELINES AND INFORMATION ON THE STATE OF EQUIPMENT ACCUMULATED IN THE SUPERVISORY MONITORING AND CONTROL SYSTEM (SMCS)

УДК 622.692.4.052

Ключевые слова: *магистральный нефтепровод, насосный агрегат, перекачка нефти, диспетчерский контроль, математическая статистика.*

Данные, полученные из СДКУ, представляют собой временные ряды замеров параметров насосного агрегата, содержащие стационарные и нестационарные части. Стационарные части, характеризующиеся отсутствием тренда, систематических изменений дисперсии, строго периодичных флуктуаций и систематически изменяющихся взаимозависимостей между элементами, соответствуют установившимся режимам работы агрегата, а нестационарные – переходным.

К нестационарным следует отнести значения параметров насосных агрегатов, измеренные ранее чем 72 часа после проведения ремонта или монтажа насосного агрегата (по причине приработки деталей и интенсивного увеличения зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса), в процессе запуска или остановки рассматриваемого насосного агрегата или соседних с ним агрегатов, при выполнении переключений на измерительных линиях или при переключениях на узлах учета нефти.

Дополнительная проверка режима работы насосного агрегата на стационарность выполняется с использованием критерия Дики-Фуллера [2]. Для примера рассмотрим временной ряд замеров подачи насосного агрегата Q_t. Запишем его в виде авторегрессии $Q_t = \alpha_1 Q_{t-1} + \varepsilon_t$. Для проверки временного ряда Q_t на стационарность рассчитывают значение t-статистики Стьюдента для параметра $\delta = \alpha_1 - 1$, уравнения $\Delta Q_t = \delta Q_{t-1} + \varepsilon_t$, эквивалентного исходному уравнению авторегрессии, и сравнивают его с верхним и нижним табличными пороговыми значениями DF-статистики. Если значение расчетной t-статистики меньше (более отрицательное), чем нижнее критическое значение для соответствующего числа наблюдений (количества замеров, данные по которым получены из СДКУ), принимается гипотеза о стационарности процесса Q_t.

Проверка на стационарность временных рядов давления на всасе $P_{вх.t}$ и нагнетании $P_{вых\,t}$, потребляемой мощности N_t и числа оборотов вала n_t выполняется аналогично.

Следует отметить, что значения замеров параметров насосных агрегатов внутри стационарного режима также представляют собой случайные величины, которые могут содержать ошибки измерений. Для исключения грубых ошибок проводится проверка значений параметров на однородность. В рамках проверки определяется среднеарифметическое значение параметра насосного агрегата [3]:

$$x_{cp.} = \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} x_j, \qquad (1.1)$$

где m – число наблюдений (количество замеров, данные по которым получены из СДКУ).

Далее для каждого из значений параметра в выборке определяются значения среднеквадратического отклонения (1.2) и уклонения (1.3) [3]:

$$S(x_j) = \sqrt{\frac{\sum_{j-1}^{m}(x_j - x_{cp.})^2}{m-1}}\,\frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} x_j. \qquad (1.2)$$

$$v_{xj} = \frac{(x_{cp.} - x_j)}{S(x_j)} \cdot \sqrt{\frac{m}{m-1}}. \qquad (1.3)$$

Полученное значение v_{xj} необходимо сравнить с табличным значением, которое зависит от числа наблюдений и доверительной вероятности P_α [1]. При превышении табличного значения уклонения замер считается ошибочным. Производится отбрасывание данного замера и добор нового.

Заключительным этапом идентификации режима работы насосного агрегата является проверка результатов замеров его параметров, полученных из СДКУ, на нормальность распределения. Для проверки принадлежности к нормальному распределению предпочтителен составной критерий [1].

Критерий 1. Производится вычисление отношения $d^{\sim}$.

$$d^{\sim} = \frac{\sum_{i=1}^{m}|x_i - x_{cp.}|}{m \cdot S^*}, \qquad (1.4)$$

где S^* – значение смещенной оценки среднего квадратичного отклонения, вычисляемое по формуле

$$S^* = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m}(x_i - x_{cp.})^2}{m}}. \qquad (1.5)$$

Распределение результатов наблюдений группы справедливо считать нормальным, если

$$d_{1-q_1/2} < d^{\sim} \le d_{q_1/2},$$

где $d_{1-q_1/2}$ и $d_{q_1/2}$ – квантили распределения, полученные из табличных значений, причем q_1 – предварительно указанный уровень значимости критерия.

Критерий 2. Справедливо считать, что результаты наблюдений имеют принадлежность к нормальному распределению, если не более m разностей $(x_j - A^{\sim})$ превысили значение $z_{p/2} \cdot S$, где S – значение оценки среднего квадратического отклонения, которое вычисляется по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m}(x_i - x_{cp.})^2}{m-1}}, \qquad (1.6)$$

где $z_{p/2}$ – верхний квантиль при распределении нормированной функции Лапласа, которая отвечает вероятности $P/2$.

Значения P определяются таблично с использованием выбранного уровня значимости q_2 и числа наблюдений m.

В случае если уровень значимости отличается от табличных уровней, необходимо прибегнуть к линейной интерполяции.

При различии уровня значимости для критериев 1 и 2, в ходе проверки распределения результатов, результирующий уровень значимости определяется для составного критерия как $q \le q_1 + q_2$.

Среднее значение (математическое ожидание) каждого рассматриваемого параметра для наборов замеров, полученных из СДКУ и прошедших проверку на нормальность распределения, рассматривается в качестве идентифицированного значения параметра режима – подачи насосного агрегата $Q_{ср}$, давления на всасе $P_{вх.ср}$ и нагнетании $P_{вых\,ср}$, потребляемой мощности $N_{ср}$ и числа оборотов вала $n_{ср}$.

Литература

1. *ГОСТ Р 8.736-2011 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений.*
2. *Dickey D.A. and Fuller W.A. "Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root" / Journal of the American Statistical Association. – 74. – 1979. – p. 427–431.*
3. *РД 39-0147103-342-89 «Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов».*

Keywords: *oil trunk pipeline, pumping unit, oil pumping, dispatching control, mathematical statistics.*

ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Экспертная оценка

ПАРАМЕТРОМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ НАСОСА, ЯВЛЯЮТСЯ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ТАК КАК СОСТАВНОЙ ЧАСТЬЮ НЕФТЕПРОВОДА ЯВЛЯЕТСЯ УЧАСТОК ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ ОТ ОДНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ДО ДРУГОЙ, ТО, РАССЧИТЫВАЯ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ КАЖДОГО УЧАСТКА, МОЖНО ПОЛУЧИТЬ ЗАТРАТЫ ПО ВСЕМУ ТРУБОПРОВОДУ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ УЧАСТОК ТРУБОПРОВОДА ОТ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ НПС-2 ДО НАСОСНОЙ СТАНЦИИ НПС-3 И ОПРЕДЕЛЯЮТ ПРОИСХОДЯЩИЕ НА НЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ

THE PARAMETER THAT DETERMINES THE EFFICIENCY OF THE PUMP PERFORMANCE IS THE SPECIFIC ENERGY COSTS. SINCE THE MAIN COMPONENT OF THE OIL PIPELINE IS A SECTION FROM ONE PUMPING STATION TO ANOTHER, THEN CALCULATING THE SPECIFIC ENERGY COSTS FOR EACH SECTION, YOU CAN GET THE COSTS FOR THE ENTIRE PIPELINE. THE AUTHORS OF THE ARTICLE CONSIDER THE PIPELINE SECTION FROM THE PUMPING STATION НПС-2 TO THE PUMPING STATION НПС-3 AND DETERMINE THE OCCURRING HERE CHANGES IN THE ENERGY DEMANDS

Ключевые слова: *энергопотребление, нефтепровод, насосная станция, энергоэффективность, трубопроводная система.*

УДК 621.65.03+621.65.05

Бажайкин Станислав Георгиевич,
д.т.н., профессор,
главный научный сотрудник
НТЦ ООО «НИИ Транснефть»

Штукатуров Константин Юрьевич,
к.ф.-м.н., главный специалист
АО «Гипротрубопровод

Михеев Андрей Сергеевич,
научный сотрудник
НТЦ ООО «НИИ Транснефть»

В работах [1, 2] показано, что параметром, определяющим эффективность работы насоса являются удельные затраты электроэнергии, которые можно выразить как

$$N_{уд} = \frac{N_{потр}}{Q}, \qquad (1)$$

где $N_{уд}$ – удельные затраты электроэнергии, Вт·с/м³;

$N_{потр}$ – потребляемая мощность насоса, Вт;

Q – подача насоса, м³/с.

Если удельные затраты записать через КПД насоса, то получится следующая известная зависимость [3]:

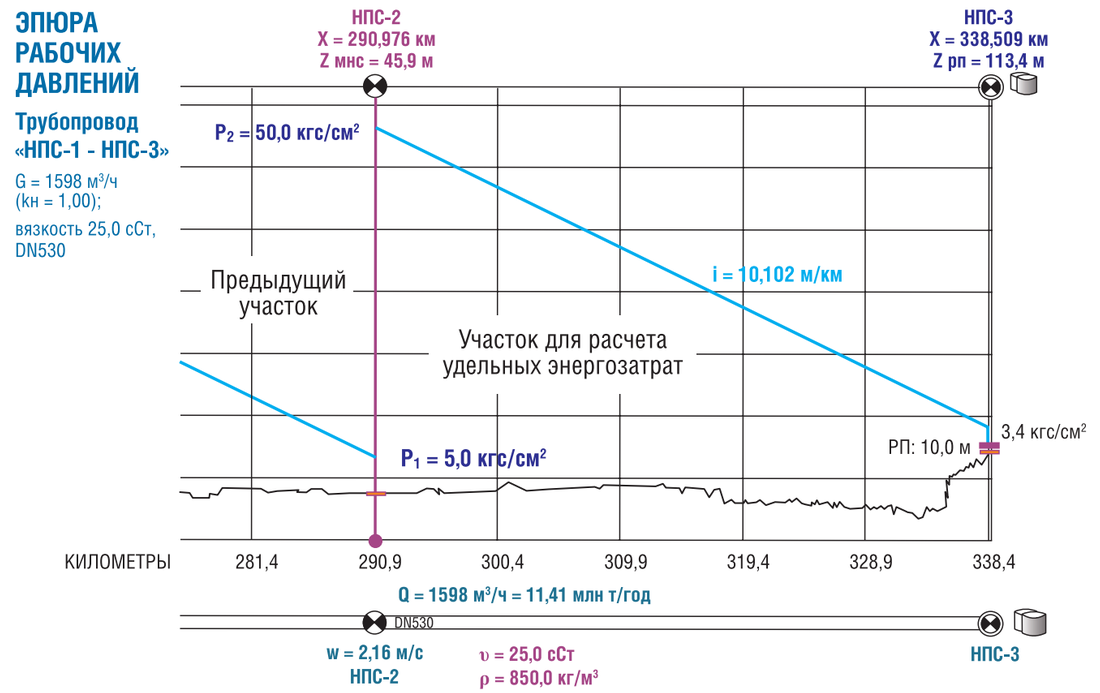
$$N_{уд} = \frac{QH\rho g}{Q \cdot \eta_{нас}} = \frac{P}{\eta_{нас}}, \qquad (2)$$

где $\eta_{нас}$ – КПД насоса;

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

P – дифференциальный перепад давления на насосе, Па.

РИС. 1. Линия гидравлического уклона от НПС-2 до НПС-3



Полученное выражение справедливо как для отдельного насоса, так и для насосной станции.

Для системы «трубопровод – насосная станция»:

Q – производительность трубопровода, м³/с;

Нтр – суммарные потери напора в трубопроводе при производительности Q, м;

Р – суммарный дифференциальный перепад давления работающих насосных станций, Па.

$$H_{тр} = H_{\tau} + (z_к - z_н) + \left(\frac{P_к - P_н}{\rho g}\right), \qquad (3)$$

где $H_{\tau} = \lambda \frac{L}{D} \cdot \frac{\omega^2}{2g}$;

$z_к$, $z_н$ – высотные отметки конца и начала трубопровода соответственно, м;

$P_н$ – давление на входе в НПС, Па;

$P_к$ – остаточное давление на входе в следующую НПС.

Тогда с учетом (3) уравнение (2) примет следующий вид

$$N_{уд} = \frac{\lambda \frac{L}{D} \cdot \frac{\omega^2}{2} \rho}{\eta} + \frac{(z_к - z_н)\rho g + (P_к - P_н)}{\eta}, \qquad (4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;

L – длина трубопровода, м;

ω – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с;

D – внутренний диаметр трубопровода, м;

η – КПД насосного агрегата;

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ рассчитывается по известным формулам гидравлики в зависимости от режима перекачки и конструктивных особенностей трубопровода [4].

Составной частью нефтепровода является участок протяженностью от одной насосной станции до другой. Рассчитывая удельные затраты электроэнергии для каждого участка, мы можем получить затраты по всему трубопроводу. Рассмотрим такой участок, на котором подкачки и отборы отсутствуют. Рабочей точкой нефтепровода является единственная точка, полученная пересечением характеристик насоса и трубопровода. Эта рабочая точка определяет расход, давление, КПД насоса и удельные затраты электроэнергии.

Рассмотрим участок трубопровода от насосной станции НПС-2 до насосной станции НПС-3. При заданном расходе линию гидравлического уклона можно представить следующим образом (рисунок 1).

P_2 = 50 кгс/см² – давление на выходе НПС-2;

$P_1 = \frac{h_н}{\rho g}$ = 5 кгс/см² – давление, пришедшее с предыдущей станции НПС-1;

$P = (P_2 - P_1)$ = 45 кгс/см² – дифференциальное давление, развиваемое станцией или потери, возникающие между НПС-2 и НПС-3.

$$P = \Delta H \rho g = \rho g (\Delta h_{\tau} + \Delta h_{подп} - h_н + \Delta Z), \qquad (5)$$

где ΔZ – разница геодезических высот в конце и в начале трубопровода;

$\Delta h_{подп}$ – подпор, передаваемый на следующую станцию (40 м);

$h_н$ – напор, пришедший с предыдущей станции (58,8 м);

Δh_τ – потери напора на трение в магистральном трубопроводе с учетом местных потерь в технологических трубопроводах.

Величина гидравлического уклона запишется как

$$i = \frac{\Delta h_\tau}{L}. \quad (6)$$

Тогда из уравнения (2) следует, что величина удельных затрат электроэнергии (Вт·с/м³) на перекачку равна:

$$N_{уд} = \frac{P}{\eta_{нас}} + \frac{iL\rho g}{\eta_{нас}} + \frac{(\Delta h_{подп} - h_н + \Delta z)\rho g}{\eta_{нас}}. \quad (7)$$

В системе ПАО «Транснефть» принято рассчитывать удельные энергозатраты в $\frac{кВт \cdot ч}{тыс.т \cdot км}$. Обозначим данную величину $E_{уд}$.

Пересчитаем удельные затраты из $\frac{Вт \cdot с}{м^3}$ в $\frac{кВт \cdot ч}{тыс.т \cdot км}$, получим:

$$E_{уд} = \frac{i \cdot L \cdot \rho \cdot g \cdot 1000}{L \cdot \rho \cdot 3600 \cdot \eta_{нас}} + \frac{(\Delta h_{подп} - h_н + \Delta z)\rho g \cdot 1000}{L \cdot \rho \cdot 3600 \cdot \eta_{нас}}. \quad (8)$$

Зависимость (8) можно записать как

$$E_{уд} = \frac{i \cdot g}{3{,}6 \cdot \eta_{нас}} + \frac{(\Delta h_{подп} - h_н + \Delta z) \cdot g}{3{,}6 \cdot L \cdot \eta_{нас}} = \quad (9)$$

$$= 2{,}72 \frac{i}{\eta_{нас}} + \frac{(\Delta h_{подп} - h_н + \Delta z) \cdot g}{3{,}6 \cdot L \cdot \eta_{нас}}.$$

Для рассматриваемого примера (рисунок 1) при КПД насоса, равном 0,8, удельные затраты электроэнергии на перекачку составят:

$$E_{уд} = \frac{ig + (\Delta h_{подп} - h_н + \Delta z)g/L}{3{,}6 \cdot \eta_н} =$$

$$= \frac{10{,}1 \cdot 9{,}81 + (40 - 58{,}8 + 67{,}5) \cdot 9{,}8/47{,}5}{3{,}6 \cdot 0{,}8} =$$

$$= 37{,}89 \frac{кВт \cdot ч}{1000\ т \cdot км}.$$

Без учета потерь напора на преодоление разности высот между начальной НПС-2 и конечным пунктом, удельные энергозатраты составят:

$$E_{уд} = \frac{ig}{3{,}6 \cdot \eta_{нас}} = \frac{10{,}1 \cdot 9{,}81}{3{,}6 \cdot 0{,}8} =$$

$$= 34{,}4 \frac{кВт \cdot ч}{тыс.т \cdot км}$$

Анализ удельных затрат только от трения полезен при определении и сравнении эффективности различных трубопроводов.

Формулы (8, 9) позволяют оценить и сравнивать между собой эффективность различных трубопроводов с любой перекачиваемой средой, а также энергоэффективность различных режимов работы на конкретном нефтепроводе или нефтепродуктопроводе.

Зависимость, аналогичная формуле (8), получена в работах [5], [6]. Согласно [6] удельные энергозатраты электроэнергии по фактическим данным меняются от 2 до 45 $\frac{кВт \cdot ч}{тыс.т \cdot км}$.

Литература

1. *Бажайкин С.Г., Кутуков С.Е., Гольянов А.И., Михеев А.С.. Влияние изменения режимов работы центробежного насоса трубопровода на эффективность перекачки // Тезисы докладов XIII Международной научно-практической конференции 23–24 мая 2018 г. Уфа, Издательство УГНТУ.*
2. *Тугунов П.И., Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Ахатов Ш.Н. Эксплуатация магистральных трубопроводов, Уфа, 1975.*
3. *Бажайкин С.Г., Лукманов Р.М., Михеев А.С. К вопросу эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам // Neftegaz.ru, 2018, № 12, с. 36–39.*
4. *Тугунов П.И., Новоселов В.Ф.. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. М.: Недра, 1981.*
5. *Гольянов А.И., Гриша Б.Г., Кутуков С.Е., Четверткова О.В. Сравнительная оценка эффективности «горячей» перекачки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, № 6, 2018.*
6. *Гольянов А.И., Гольянов А.А., Гриша Б.Г. О сравнительной оценке энергоэффективности нефтепроводов со вставками и путевыми подкачками // Трубопроводный транспорт-2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции, Уфа, 2017.*

KEYWORDS: *energy consumption, oil pipeline, pumping station, energy efficiency, pipeline system.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

13–15 января

Семинар

Нефтепереработка и производство топлив в России и мире

Москва

14 января

Семинар

Горюче-смазочные материалы: нормативная база и производство

Москва

ЯНВАРЬ

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

15 января

Семинар

Альтернативные топлива: качество, производство и хранение

Москва

20–24 января

Семинар

Контроль скважины. Управление скважиной при нефтегазоводопроявлениях

Тюмень

24–27 января

23-я международная специализированная выставка пластмасс и каучука

ИНТЕРПЛАСТИКА-2020

Москва

ГК ТСС – дизельные электростанции от лидера отрасли

УДК 621.31

БОЛЕЕ ЧЕМ ЗА 25 ЛЕТ СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППА КОМПАНИЙ ТСС ВО МНОГОМ ПОВТОРИЛА ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ КОНЦА ДЕВЯНОСТЫХ – НАЧАЛА ДВУХТЫСЯЧНЫХ. КАКОЙ-ТО ПЕРИОД МЫ ПЕРЕПРОДАВАЛИ ИМПОРТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАТЕМ ПЛОТНО ЗАНЯЛИСЬ СБОРОЧНЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА БАЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ, РАСШИРЯЛИ ОБЪЕМЫ СКЛАДОВ И СОЗДАВАЛИ ДИСТРИБЬЮТОРСКУЮ СЕТЬ, ПОПОЛНЯЛИ И ОПТИМИЗИРОВАЛИ НОМЕНКЛАТУРУ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ, ОТВЕЧАЮЩЕЙ ТРЕБОВАНИЯМ И ФИНАНСОВЫМ ВОЗМОЖНОСТЯМ НАШИХ ЗАКАЗЧИКОВ. НА СЕГОДНЯ ГК ТСС – ЭТО КРУПНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТОРГОВАЯ КОМПАНИЯ С СОБСТВЕННОЙ ЛИНЕЙКОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА БАЗЕ ЕВРОПЕЙСКИХ, РОССИЙСКИХ И АЗИАТСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

DURING MORE THAN 25 YEARS OF ITS ACTIVITY, THE TSS GROUP OF COMPANIES HAS LARGELY REPEATED THE STAGES OF DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN MACHINE-BUILDING INDUSTRY IN THE LATE 90S AND EARLY 2000S. FOR SOME PERIOD WE RESOLD THE IMPORTED EQUIPMENT, THEN WE DIGGED INTO IN THE ASSEMBLY PRODUCTION OF THE ELECTRIC POWER PLANTS BASED ON THE HOME-PRODUCED ENGINES, EXPANDED THE VOLUME OF THE WAREHOUSES AND CREATED THE DISTRIBUTION NETWORK, ENLARGED AND OPTIMIZED THE PRODUCTION DATA SHEET THAT MEET THE REQUIREMENTS AND FINANCIAL ABILITIES OF OUR CUSTOMERS. TODAY, TSS GROUP OF COMPANIES IS A LARGE MANUFACTURING AND TRADING COMPANY WITH ITS OWN LINE OF THE ELECTRIC POWER PLANTS BASED ON EUROPEAN, RUSSIAN AND ASIAN ENGINES

Ключевые слова: *дизельные электростанции, оборудование, нефтегазовый комплекс, бензиновые генераторы, сварочное оборудование.*

В.В. Верченко,
исполнительный директор ООО «ГК ТСС»

НАШИ ВОЗМОЖНОСТИ – ДЛЯ ЛЮБЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Дизельные электростанции ТСС позволяют потребителю решить проблему перебоев электроснабжения, скачков напряжения в сети и недостатка выделенной мощности электроэнергии. Линейка выпускаемых нами электростанций базируется на популярных марках дизельных двигателей известных мировых производителей, таких как Baudouin, Doosan, Mitsubishi, SDEC, Deutz, ЯМЗ, Weichai, Iveco и других.

Разнообразие применяемых двигателей объясняется разными условиями, в которых эксплуатируются эти станции, ресурсом их непрерывной работы, принимаемой нагрузкой и бюджетом заказчика на покупку и содержание электростанции.

Наши ДЭС размещаются в стационарных помещениях заказчика или на открытых площадках. Во втором случае ДЭС снабжаются погодо- или шумозащитным кожухом, а также могут устанавливаться в контейнере. Если применение электростанции предусматривается на нескольких объектах, предлагаем её мобильное исполнение – на тракторном или автомобильном прицепе.

Обеспечивая высокую надежность оборудования, мы выпускаем для него специальные технологические контейнеры, предназначенные для работы энергоагрегатов при температуре окружающей среды от –40 °С до +40 °С. Для гарантированного запуска в зимний период оснащаем ДЭС предпусковым подогревателем или подогревателем охлаждающей жидкости.

Для эксплуатации в условиях Севера производим контейнерные электростанции, способные функционировать при экстремально низких внешних температурах – до минус 60°С.

Выпускаемые ДЭС базируются на двигателях с максимальными эксплуатационными показателями

В активе Группы компаний ТСС свыше 9800 реализованных проектов

Когда ДЭС требуются для работы в автономном режиме, мы устанавливаем на них автоматику запуска/останова двигателя и ввода станции под нагрузку, ставим дополнительные топливные баки, аварийно-предупредительную сигнализацию, аварийную защиту, предлагаем другие специальные опции.

Многообразие используемых двигателей, различное исполнение электростанций и степеней их автоматизации позволяют максимально удовлетворить потребности любого заказчика в гарантированном энергоснабжении. А такая потребность растет практически во всех отраслях экономики.

ГЕОГРАФИЯ ПОСТАВОК И СФЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ

Для многих организаций, будь то машиностроительный завод или торговая фирма, использование надежных и бесперебойных источников электроэнергии не имеет альтернативы. И малейший сбой в поставке электроэнергии приводит к полной остановке предприятия, порче сырья и готовой продукции и, как следствие, убыткам. И мы видим, что владельцы бизнеса и руководители предприятий научились минимизировать подобные потери путем установки резервных электростанций.

В ГК ТСС сложился сплоченный коллектив высококвалифицированных специалистов. В центре генеральный директор компании Владимир Сорокин

Чаще других в нашей продукции нуждаются предприятия и населенные пункты в отдаленных регионах Севера, Сибири и Дальнего Востока. В условиях сложного климата и недостаточной инфраструктуры потребность в надежном энергоснабжении является здесь жизненно важной как для проживания людей, так и для развития экономики.

Постоянными потребителями нашей продукции традиционно являются предприятия топливно-энергетического комплекса, для которых важна бесперебойная работа и высокий уровень мобилизации ресурсов. Регулярные закупки электростанций также проводят различные промышленные и строительные компании.

Большое количество заявок на поставку ДЭС поступает к нам от сельхозпроизводителей (растениеводство, животноводство, птицеводство), предприятий добывающей и перерабатывающей промышленности, логистических, транспортных и торговых организаций.

Один из вариантов исполнения дизель-генераторных установок ТСС – на открытой раме

В целом расширение географии и рост объемов поставок оборудования производства ГК ТСС строятся на согласованной плановой работе центрального офиса и дилерской сети, включающей сотни компетентных фирм с опытными специалистами.

ИНЖЕНЕРНАЯ МИССИЯ КОЛЛЕКТИВА

За четверть века своего развития мы хорошо осознали, что для каждого потребителя принципиально важно, чтобы его электростанция была спроектирована под индивидуальные условия эксплуатации. Отсюда вытекают наши приоритеты:

После запуска федеральных целевых программ мы заметно чаще поставляем электростанции для нужд учреждений здравоохранения (поликлиники и больницы), образования (школы, университеты, кампусы), предприятий дорожно-строительной отрасли.

Отметим также, что с развитием сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза, растет интерес к нашей

Индивидуальное проектирование электростанций минимизирует эксплуатационные риски

продукции в Казахстане, Беларуси, Армении и Кыргызстане. В этих странах мы намерены и далее расширять дистрибьюторскую и сервисную сеть для продвижения продукции, произведенной в Российской Федерации.

- глубокое понимание потребностей заказчика;
- качественная проработка технических решений;
- тщательный, тотальный контроль за соблюдением технологии производства.

Мобильный энергокомплекс 1200 кВт в контейнере ПБК-7 с дополнительным отсеком для топливных баков

Дизельные электростанции ТСС обеспечивают энергией ряд объектов АО «Мессояханефтегаз» на Ямале

На сегодня в компании сложился коллектив высококвалифицированных руководителей проектов, инженеров, конструкторов, проектировщиков и технических специалистов,

Наши специалисты прошли обучение на ведущих отечественных и европейских производствах, имеют необходимые разрешения для выполнения работ,

Важный критерий для выбора производителя ДЭС – наличие собственной сервисной службы

которые повседневно концентрируют свои усилия на создании уникальных проектов автономного (основного или резервного) энергоснабжения.

Основываясь на индивидуальном подходе, мы производим ДЭС, которые надежно работают на топливе различного качества, при этом соответствуют повышенным экологическим стандартам по содержанию выхлопных газов и обладают значительным ресурсом межсервисной эксплуатации.

КОМПЛЕКСНЫЙ СЕРВИС – ОСНОВА НАДЕЖНОСТИ

Решая комплексные задачи, поставленные заказчиком, мы предлагаем реализацию проекта «под ключ»: проектирование, разработка документации, изготовление электростанции, монтаж и шефмонтаж, пусконаладочные работы, собственные и интегрированные испытания (в том числе электролабораторией).

в том числе и на особо опасных объектах, качественно проводят полный цикл предпусковых мероприятий – от установки ДЭС на эксплуатационной площадке до обучения оперативного персонала заказчика.

На сегодня сервисные инженеры ГК ТСС обладают уникальным опытом гарантийного и постгарантийного техобслуживания, диагностики, ремонта и модернизации различной техники, включая комплексы основного и резервного энергоснабжения.

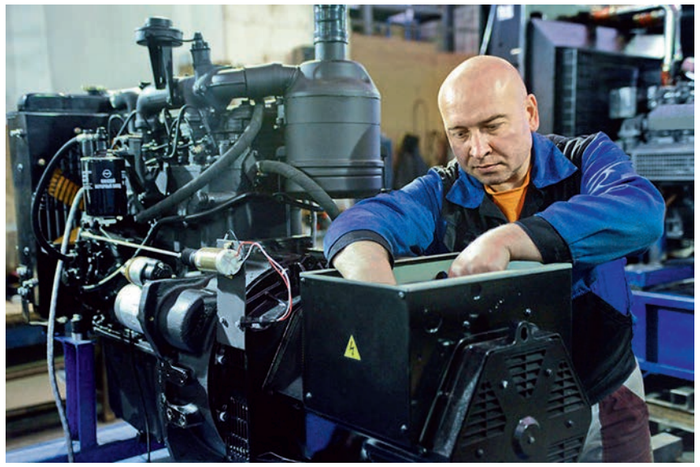
Опора на нашу сервисную службу выгодна заказчикам в плане единой ответственности как за качество техники, так и её надежную, долговременную эксплуатацию. О действующем оборудовании мы заботимся благодаря устойчивой связи с нашими клиентами, а это более пяти тысяч государственных и социальных организаций, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в России и за рубежом.

Покупатель, который приобретает дорогостоящий агрегат весом от сотни килограммов до нескольких десятков тонн,

ДЭС мощностью 800 кВт в контейнерном исполнении на базе высокоэффективного двигателя Moteurs Baudouin

задается естественным вопросом: а что я буду делать, если он сломается? И мы загодя даем профессиональный ответ: для того чтобы наши клиенты никогда не оказались один на один с любой технической проблемой, мы создали и постоянно совершенствуем сеть авторизованных сервисных центров (АСЦ), которые действуют по всей территории России и в каждой стране, куда поставляется наше оборудование.

Сотрудники наших АСЦ оперативно примут заявку и прибудут на место эксплуатации ДЭС, проведут аварийную диагностику и в приемлемые сроки качественно устранят поломку. Для этого есть все составляющие:



Сервисная служба – одно из ключевых подразделений Группы компаний ТСС

На сегодня успешно эксплуатируется свыше 15 тысяч дизельных электростанций ТСС

подтвержденная квалификация сервисных специалистов, техническая документация, запчасти и расходные материалы.

ГК ТСС – ЦИФРЫ И ФАКТЫ

Группа компаний ТСС – крупнейший производитель дизельных электростанций, бензиновых генераторов, строительного и сварочного оборудования. В среднем за год мы поставляем через имеющиеся каналы продаж около 3,5 тысяч дизельных и более 2 тысяч бензиновых электростанций суммарной мощностью порядка 200 МВт. По этому показателю мы лидеры среди производителей аналогичного оборудования в России и странах ближнего зарубежья.

Помимо крупных энергоагрегатов предприятие выпускает дизельные и бензиновые мини-электростанции

При выборе надёжного партнёра и поставщика в нашу пользу говорят следующие цифры и факты:

- более 25 лет успешного опыта;
- сотни квалифицированных сотрудников;
- свыше 9 800 реализованных проектов;
- более 1 000 дилеров;
- свыше 150 авторизованных сервисных центров;
- более 10 тысяч квадратных метров производственного комплекса и складов.

ГК ТСС обладает полноценными кадрами и инфраструктурой, что гарантированно обеспечивает рост собственного производства и высокое качество реализации проектов автономного (основного или резервного) энергоснабжения любой сложности и масштаба на базе современных ДЭС, оснащенных эффективными и надежными двигателями ведущих мировых производителей. ●

KEYWORDS: *diesel power plants, equipment, oil and gas complex, gasoline generators, welding equipment.*

ТСС

8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44
order@tss.ru
www.tss.ru

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ · ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА · СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

ЮБИЛЕЙНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ» И НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ В 2020 ГОДУ

13–16 АПРЕЛЯ 2020 ГОДА В МОСКВЕ СОСТОИТСЯ 20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ-2020» СОВМЕСТНО С НАЦИОНАЛЬНЫМ НЕФТЕГАЗОВЫМ ФОРУМОМ, КОТОРЫЙ ПРОЙДЕТ С 14 ПО 15 АПРЕЛЯ 2020 ГОДА В ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР».

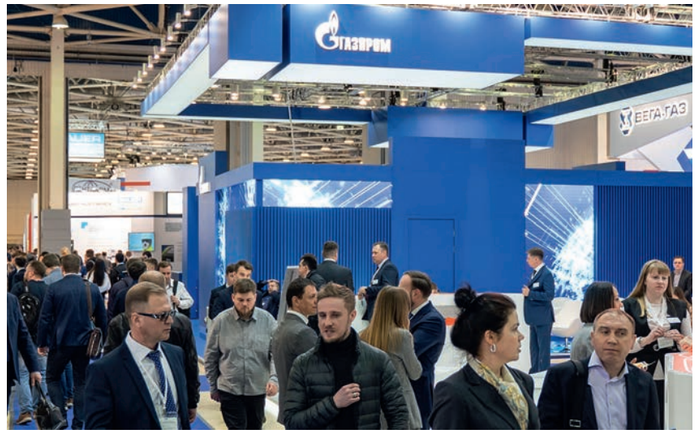
ПОД ВЛИЯНИЕМ ГЛОБАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ И ТРЕНДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ В ФОКУСЕ ВНИМАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ОТРАСЛЕВОЙ ПОВЕСТКИ СЕГОДНЯ ДОМИНИРУЮТ ВОПРОСЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ КЛЮЧЕВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ, КАДРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И РОЛЬ ЧЕЛОВЕКА В ЭПОХУ РОБОТИЗАЦИИ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК, РАЗВИТИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И СПГ, МОДЕРНИЗАЦИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, ПОИСК НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО И НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В УСЛОВИЯХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ, А ТАКЖЕ РАЗВИТИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ. ИМЕННО ЭТИ ТЕМЫ СТАНУТ КЛЮЧЕВЫМИ В РАМКАХ ПРЕДСТОЯЩИХ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ-2020» И НАЦИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА

ON APRIL 13–16, 2020, THE 20TH ANNIVERSARY INTERNATIONAL EXHIBITION "NEFTEGAZ-2020" WILL TAKE PLACE IN MOSCOW TOGETHER WITH THE NATIONAL OIL AND GAS FORUM, WHICH WILL BE HELD FROM APRIL 14 TO APRIL 15, 2020 AT THE EXPOCENTER CENTRAL EXHIBITION COMPLEX.

THE INFLUENCE OF GLOBAL CHALLENGES AND TRENDS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY FORMS THE DOMESTIC INDUSTRY AGENDA TODAY, WHICH IS DOMINATED BY DIGITALIZATION OF KEY PRODUCTION PROCESSES, IMPORT SUBSTITUTION AND LOCALIZATION, PERSONNEL TRANSFORMATION AND THE ROLE OF HUMANS IN THE ERA OF ROBOTIZATION, ENSURING INDUSTRIAL SAFETY AT FUEL AND ENERGY COMPANIES, DEVELOPING THE GAS INDUSTRY AND LNG, AND MODERNIZING OF OIL REFINING, IMPROVING THE LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK, THE SEARCH FOR NEW FIELDS, EXPORT CAPACITY OF HIGH TECH PRODUCTS IN OIL AND GAS ENGINEERING, TECHNOLOGY PARTNERSHIPS AND NEW OPPORTUNITIES FOR INTERNATIONAL COOPERATION IN TERMS OF GEOPOLITICAL CONCERNS AND THE DEVELOPMENT OF SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL INFRASTRUCTURE. THESE TOPICS WILL BECOME KEY ISSUES AT THE UPCOMING THE NEFTEGAS 2020 AND THE NATIONAL OIL AND GAS FORUM

Ключевые слова: *Нефтегаз, отраслевая выставка, выставка, Национальный нефтегазовый форум, технологии, инновации, импортозамещение, 2020.*

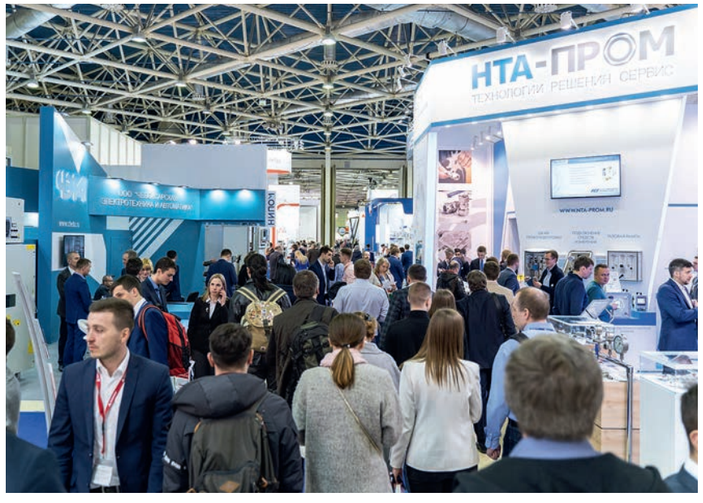
Выставка «Нефтегаз» является крупнейшей в России и входит в десятку основных нефтегазовых выставок мира, ежегодно подтверждая свой статус эффективной профессиональной площадки для заключения контрактов, делового общения, обмена опытом и информацией о новейших технологиях и современном оборудовании для нефтегазовой отрасли. В работе выставки принимают участие более 500 компаний из 24 стран мира. Спонсорами выставки в 2020 году уже стали такие компании, как ООО «Сименс», ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «НПО МИР», ООО «Прософт-Системы», ООО «НТА-Пром», АО «Энергомаш», АО «Теккноу», ООО «Чебоксарская Электротехника и Автоматика», ООО «Синтек», ООО «Акрос», АО «Чебоксарский Электроаппаратный завод», ЗАО «ГК «Электрощит – ТМ-Самара», ООО «ПИ ЭМ АЙ Системс».



Форум нацелен на освещение широкого спектра актуальных вопросов, для чего в программе предусмотрены различные форматы коммуникации между участниками: круглые столы, форсайт-сессии, практические семинары, технологические конференции и панельные дискуссии.

Совместное проведение Национального нефтегазового форума и выставки «Нефтегаз» – синергия, формирующая одну из крупнейших отраслевых демонстрационных и коммуникационных площадок, которая вбирает в себя как многолетнюю богатую историю развития нефтегазовой промышленности, так и инновационные решения, призванные обеспечить последовательный экономический рост в рамках отрасли.

Выставка и Форум традиционно проходят при поддержке профильного министерства и отраслевых ассоциаций и союзов. Заместитель министра энергетики Российской Федерации Павел Сорокин направил приветствие организаторам, участникам и гостям выставки «Нефтегаз-2020» и Национального нефтегазового форума, в котором отметил, что они «представляют собой уникальное мероприятие федерального масштаба», пожелал участникам и посетителям плодотворного общения и успешной результативной работы.



Ежегодно мероприятия выставки и форума посещают свыше 20 000 специалистов, среди которых представители отраслевых министерств и ведомств, топ-менеджеры нефтегазовых и машиностроительных компаний, лидеры экспертных мнений профильных союзов и ассоциаций, ключевые аналитики финансового сектора и консалтинговых компаний, а также корреспонденты ведущих средств массовой информации. ●

Keywords: *Neftegaz, industry exhibition, exhibition, national oil and gas forum, technologies, innovations, import substitution, 2020.*

Контакты оргкомитета выставки:
Тел.: +7 (499) 795-37-61;
E-mail: neftegaz@expocentr.ru
www.neftegaz-expo.ru

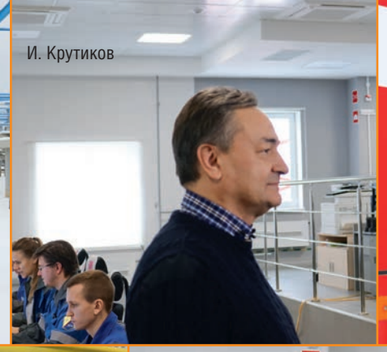
Контакты оргкомитета форума:
Тел.: +7 (495) 640-34-64;
E-mail: mail@oilandgasforum.ru

НЕФТЕГАЗ Life

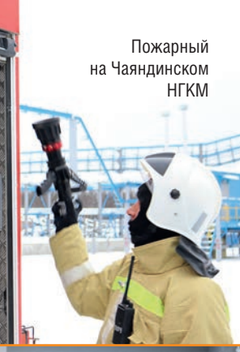
Пресс-тур на УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ

С. Сивохин

С. Сокурин



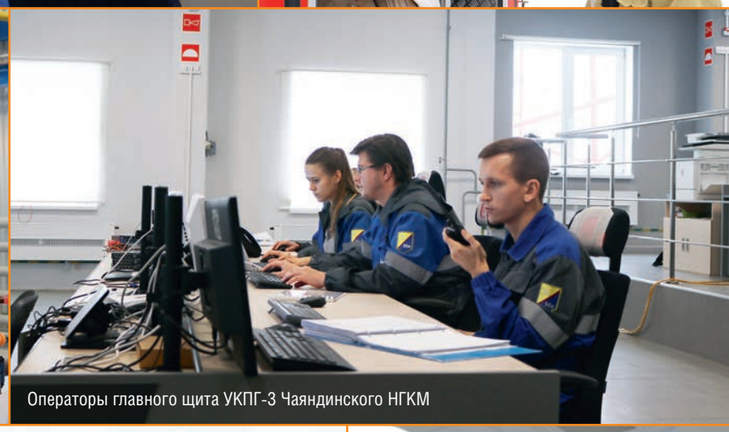
И. Крутиков



Пожарный на Чаяндинском НГКМ

О. Шевченко

А. Игнатьев



Операторы главного щита УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ

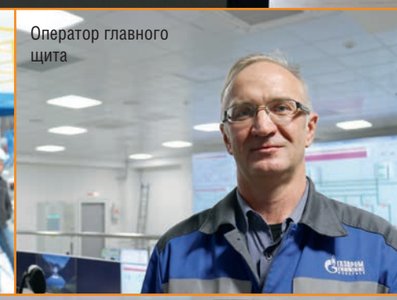
Селфи на фоне парка хранения метанола на Чаяндинском НГКМ

А. Рузавин, А. Кушманов

А. Ван

М. Гасаян

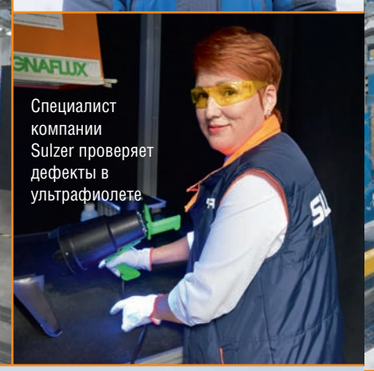
И. Хорев



Оператор главного щита

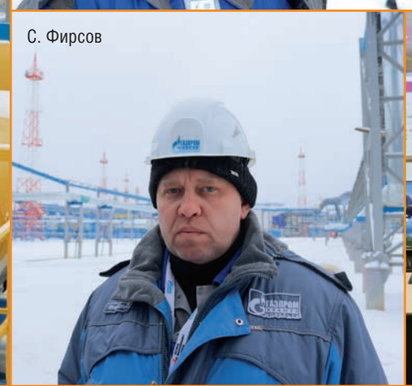
Сотрудник Газпром добыча Ноябрьск на Чаяндинском месторождении

Оператор атмосферной печи компании Sulzer

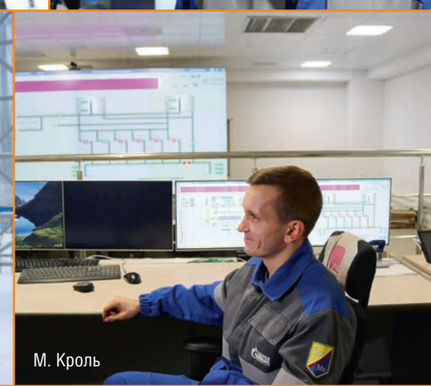


Специалист компании Sulzer проверяет дефекты в ультрафиолете

С. Фирсов



М. Кроль



М. Антонов

Ю. Давыдов

Специалисты Газпром добыча Ноябрьск на Чаяндинском НГКМ

Рабочие на строительстве опорной базы на Чаяндинском НГКМ

Специалисты компании Sulzer

МОБИЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ (ВАГОН-ДОМА) «ЕРМАК»

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.5.3 Строительство

2.5.3.2 Гражданское строительство

- три варианта исполнения – на раме, на полозьях, на шасси;
- степень огнестойкости по СНиП 21.01.97 – IV;
- снеговой район по СП 20.13330.2011 – V;
- ветровой район по СП 20.13330.2011 – IV;
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки по СП 131.13330.2012 – минус 60 °С;
- назначение: жилые, офисные, сауны и душевые, санузлы, кухни и столовые, сушилки спецодежды, мастерские, склады, прачечные, лаборатории, культбудки, медпункты, мини-пекарни и т.д. Возможно совмещение нескольких функциональных зон в одном вагончике;
- отопление – электрическое, печное, котел, теплые полы, тепловые завесы;
- водоснабжение холодное и горячее;
- пожарная сигнализация;
- утеплитель – пенополистирол или минеральная вата, стены и потолок – 100 мм, пол – 120 мм;
- внутренняя отделка и комплектация мебелью – по техническому заданию заказчика;
- толщина наружного ЛКП – 140 мкм;
- расчетный срок службы – 10 лет, фактический – 20 лет.

МОДИФИКАЦИЯ	«ЕРМАК» 600	«ЕРМАК» 800	«ЕРМАК» 900
Длина, мм	6000	8000	9000
Ширина, мм	2500, 2800	2500, 2800	3000
Высота, мм			
на раме	2650	2650	2650
на санях	3150	3150	3150
на шасси	3700	3700	3700
внутренняя	2200	2200	2200
Масса, тонн	4,5	5,5	6,5

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ «ЕРМАК-ЮНИМОДУЛЬ»

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.5.3 Строительство

2.5.3.2 Гражданское строительство

- степень огнестойкости – II, соответствует требованиям ФЗ № 123 от 22 июля 2008 г.;
- снеговой район по СП 20.13330.2011 – VII;
- ветровой район по СП 20.13330.2011 – VII;
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки по СП 131.13330.2012 – минус 60 °С;
- стандартная высота потолков – 2,5 м, максимальная – 3,0 м;
- минимальный объем монтажных работ, высокая скорость и всесезонность монтажа, минимальная потребность в механизации;
- монтаж на облегченные фундаменты или на выровненную площадку;
- мощный металлический каркас, устойчивый к динамическим нагрузкам и деформациям;
- назначение: общежития, гостиницы, АБК, офисные здания, операторные, лаборатории, больницы и поликлиники, фельдшерско-акушерские пункты, кабинеты предрейсового осмотра, КПП и посты охраны, столовые, пекарни, культурно-досуговые центры, жилые дома и др.;
- возможность установки автономных инженерных систем, либо подключения к существующим сетям;
- полный цикл работ: проектирование, изготовление, доставка, монтаж, сервисное обслуживание;
- расчетный срок эксплуатации – 25 лет.

ГЕНЕРАТОР YANMAR YH550DTLS-5R

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.6.9 Генераторы

1.6.9.1 Дизель генераторы

Дизельный генератор с жидкостным охлаждением мощностью 33 кВт от японского производителя.

- Оборудован цифровой панелью управления «всё в одном».
- Низкий расход топлива и повышенный срок службы. Гарантия от производителя **2 000** моточасов (2 года)
- Генератор Yanmar YH550DTLS-5R – это мощность в совокупности с удобством эксплуатации.
- Окно для заправки топлива расположено на внешней стороне генератора, имеются карманы для вилочного погрузчика, а подъем возможен за один центральный элемент.

В комплектацию генератора входит подогреватель водяной рубашки и зарядное устройство.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Номинальная мощность	**33.0 кВт**
Максимальная мощность	**36.0 кВт**
Исполнение	**В кожухе**
Система охлаждения	**Жидкостное**
Система запуска	**Электростартер**
Напряжение	**380 В**
Частота	**50 Гц**
Фаза	**Трехфазный**
Число полюсов	**4**
Коэффициент электрической мощности	**80% (задержка)**
Двигатель	**4TNV98T-GGEH, Yanmar**
Топливо	**Дизель**
Обороты	**1500 мин-1 (об/мин)**
Тип двигателя	**Вертикальный четырехтактный**
Рабочий объем двигателя	**3.318 л**
Диаметр и ход поршня	**98 x 110 мм**
Объем топливного бака	**85 л**
Габариты	**2100 x 975 x 1325 мм**
Сухая масса	**970 кг**
Расход топлива при 75% нагрузке	**7.2 л/ч**
Уровень шума (при 100% нагрузке, на расстоянии 7 м)	**66 дБ(А)**

ГЕНЕРАТОР YANMAR YH170DTLS-5R

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.6.9 Генераторы

1.6.9.1 Дизель генераторы

Дизельный генератор жидкостным охлаждением мощностью 10 кВт с от японского производителя.

- Цифровая панель управления «всё в одном».
- Экономный расход топлива и повышенный срок службы. Гарантия от производителя **2 000** моточасов (2 года).
- Генератор Yanmar YH170DTLS-5R – это простой и удобный в эксплуатации, надежный источник бесперебойного питания. Отличается низким расходом топлива, повышенным сроком службы, легкостью в обслуживании.
- Для безопасности и защиты генератор имеет замки на всех дверцах, а для удобства технического обслуживания имеется насос откачки моторного масла.

В комплектацию генератора входит подогреватель водяной рубашки и зарядное устройство.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Номинальная мощность	**10.0 кВт**
Максимальная мощность	**10.7 кВт**
Исполнение	**В кожухе**
Система охлаждения	**Жидкостное**
Система запуска	**Электростартер**
Напряжение	**380 В**
Частота	**50 Гц**
Фаза	**Трехфазный**
Число полюсов	**4**
Коэффициент электрической мощности	**80% (задержка)**
Двигатель	**3TNV88-GGEH, Yanmar**
Топливо	**Дизель**
Обороты	**1500 мин-1 (об/мин)**
Тип двигателя	**Вертикальный четырехтактный**
Рабочий объем двигателя	**1.642 л**
Объем топливного бака	**22 л**
Габариты	**1475 x 750 x 1014 мм**
Сухая масса	**540 кг**
Расход топлива при 75% нагрузке	**2.72 л/ч**
Уровень шума (при 100% нагрузке, на расстоянии 7 м)	**64 дБ(А)**

МОТОПОМПА YANMAR YDP40STN

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.7 Насосное, вентиляционное и компрессорное оборудование

Дизельный насос для перекачки слабозагрязненной воды с твердыми частицами, илом и камнями. Экономичен и долговечен в эксплуатации.

- Компактный насос малого веса для широкого спектра использования.
- Большой топливный бак в 13 литров, за счет которого насос работает в 1,5–4 раза дольше обычного.
- Удобен в проведении технического обслуживания.
- Основные компоненты дизельного насоса YDP40STN усилены и обеспечивают высокую износостойкость даже при самых больших нагрузках.
- Для очистки рабочей камеры достаточно открутить несколько болтов.

В стандартной комплектации: щелевой фильтр, набор для соединения шлангов и соединительная муфта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Производительность	**1300 л/мин**
Система запуска	**Шнуровой стартер**
Высота всасывания	**7 м**
Высота напора	**25 м**
Максимальный диаметр перекачиваемых частиц	**20 мм**
Диаметр всасывающего и выпускного отверстия	**100 мм**
Двигатель	**L70N6-PY, Yanmar**
Тип двигателя	**Четырехтактный дизельный двигатель воздушного охлаждения**
Номинальная мощность двигателя	**4.4/3600 кВт/об-мин**
Максимальная мощность двигателя	**4.9/3600 кВт/об-мин**
Объем топливного бака	**13 л**
Габаритные размеры	**630 x 484 x 727 мм**
Сухая масса	**61 кг**

МОТОПОМПА YANMAR YDP30TN

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.7 Насосное, вентиляционное и компрессорное оборудование

Дизельный насос для перекачки сильнозагрязненной воды с твердыми частицами, илом и камнями.

- Экономичный и долговечный насос подходит для широкого спектра использования.
- Большой топливный бак в 13 литров, за счет которого насос работает в 1,5–4 раза дольше обычного.
- Удобен в проведении технического обслуживания.

В стандартной комплектации: щелевой фильтр, набор для соединения шлангов и соединительная муфта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Производительность	**1150 л/мин**
Система запуска	**Шнуровой стартер**
Высота всасывания	**7 м**
Высота напора	**27 м**
Максимальный диаметр перекачиваемых частиц	**31 мм**
Диаметр всасывающего и выпускного отверстия	**80 мм**
Двигатель	**L70N6-PY, Yanmar**
Тип двигателя	**Четырехтактный дизельный двигатель воздушного охлаждения**
Номинальная мощность двигателя	**4.4/3600 кВт/об-мин**
Максимальная мощность двигателя	**4.9/3600 кВт/об-мин**
Объем топливного бака	**13 л**
Габаритные размеры	**680 x 484 x 710 мм**
Сухая масса	**75 кг**

«Целые города, которые строились для добычи полезных ископаемых, исчерпали свои ресурсы дешевой нефти и приходят в запустение»

С. Жвачкин

«Полвека назад газового рынка вообще не было. Он был построен нашими совместными усилиями. Это и «Северный поток-2», и строительство подземного газового хранилища «Катарина», и другие совместные проекты»

У. Хайтмюллер

«Суточная производительность – 843,3 млн м³ газа в сутки. Это исторический рекорд – за всю историю отечественной газовой отрасли»

А. Миллер

«Сегодня осталось не так много стран, про которые можно сказать, что мы друзья»

Д. Медведев

«Идет процесс снижения активности добычи американской сланцевой нефти»

А. Новак

«Поляки хотят покупать газ где угодно, только не в России»

А. Разуваев

«Продолжающиеся климатические изменения формируют особый спрос на развитие науки и технологий»

А. Крутиков

«Перед нами грандиозные задачи, и они, на первый взгляд, такие же невыполнимые, как когда-то в 80-х. Но все можно преодолеть, когда есть цель и воля её достичь»

Ю. Шафраник

«Мгновенно сократить выбросы CO_2 до нуля невозможно технологически, из-за этого тысячи людей могут лишиться рабочих мест»

Е. Бурмистрова

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

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

Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал,
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

РЕКЛАМА

GATCHINA GARDENS

РЕГИОНАЛЬНЫЙ КУРОРТ

РЕКЛАМА

БЕЗГРАНИЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

WELLNESS&SPA

В ПРЕДМЕСТЬЕ ПЕТЕРБУРГА, В КУРОРТНОЙ ЛОКАЦИИ ВЫРИЦЫ, В 25 МИНУТАХ ЕЗДЫ ОТ АЭРОПОРТА ПУЛКОВО И БИЗНЕС-ЗОНЫ МОСКОВСКОГО РАЙОНА
#жизньнакурорте

ЭСКРОУ-СЧЕТА ПАО «СБЕРБАНК»:
#жизньвпарке
* БЕЗОПАСНОСТЬ ЛИЧНЫХ СРЕДСТВ ПРИ ПОКУПКЕ НЕДВИЖИМОСТИ
* ИПОТЕКА ПО МИНИМАЛЬНОЙ СТАВКЕ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЕСПЕЧИВАЕТ ШВЕДСКАЯ КОМПАНИЯ MERX CONSTRUCTION

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, МОСКОВСКИЙ ПР., 175А

тел. (812) 374-90-90

www.gatchinagardens.ru