НЕФТЬ ИЗ ТУНДРЫ

ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

В НЕФТЯНОМ ПОТОКЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[12] 2018

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ В ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЕ

Входит в перечень ВАК

СВЯЗЬ НАЦИОНАЛЬНОГО МАСШТАБА

«Транснефть Телеком» предоставляет спектр телекоммуникационных услуг и специализируется на выполнении проектов федерального масштаба для национальных корпораций, сетевых компаний, операторов связи, контент-провайдеров на территории России и стран СНГ

ПАРАМЕТРЫ МАГИСТРАЛЬНОЙ СЕТИ

Общая протяженность сети DWDM – более 16000 км

Количество магистральных узлов – более 240 шт.

На сети развернута высокоскоростная система DWDM и сеть передачи данных с использованием технологии IP MPLS.

Пропускная способность магистральной сети – до 8 Тбит/с

На сети используются оборудование производства компаний Coriant, Juniper, Ciena и Huawei.

Система управления сетью – централизованная.

Поддержка – 24/7/365

ПОЧЕМУ ТРАНСНЕФТЬ ТЕЛЕКОМ

Мы обладаем уникальными маршрутами с высокой степенью отказоустойчивости, профессиональным уровнем поддержки и эксплуатации.

Трасса ВОЛС располагается в охраняемой зоне вдоль нефтепроводов.

Обслуживание ВОЛС осуществляется в соответствии с жесткими отраслевыми регламентами.

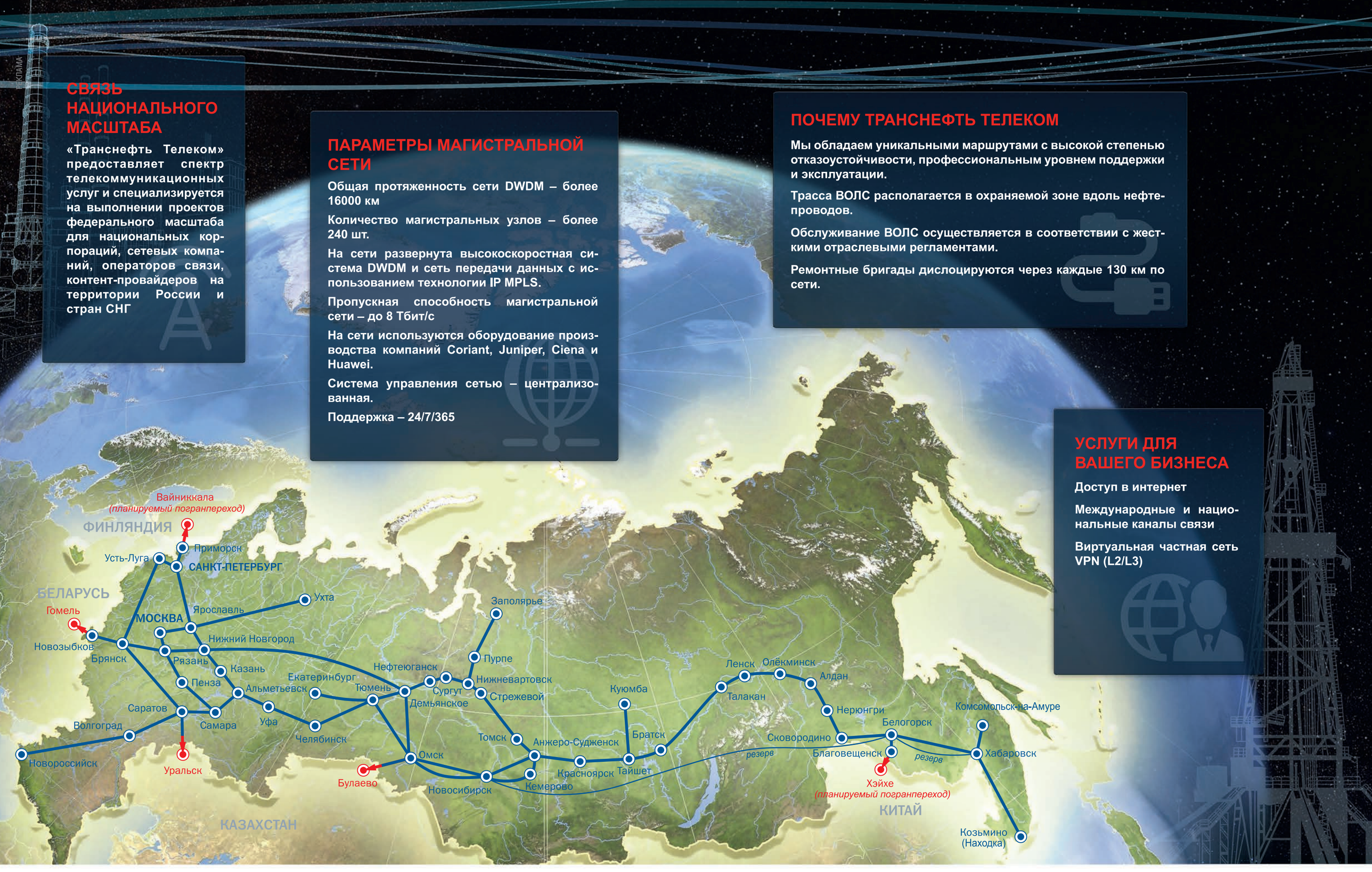
Ремонтные бригады дислоцируются через каждые 130 км по сети.

УСЛУГИ ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА

Доступ в интернет

Международные и национальные каналы связи

Виртуальная частная сеть VPN (L2/L3)



ТРАНСНЕФТЬ ТЕЛЕКОМ

НАШ АДРЕС:
117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 12, стр. 1
Телефон: 8 (499) 707-07-42

http://telecom.transneft.ru/
e-mail: tt.sales@stn.transneft.ru

YIT

Новый формат бизнес-лайт

Лайт

г. Москва, Старый Петровско-Разумовский проезд, 2А, стр. 1

УДОБНАЯ ТРАНСПОРТНАЯ ДОСТУПНОСТЬ

КАМЕРНАЯ АТМОСФЕРА ДОМА

СОВРЕМЕННЫЕ ПЛАНИРОВКИ

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПОДЗЕМНЫЙ ПАРКИНГ
И ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ КЛАДОВЫЕ

Квартиры от **7,9 млн** руб.*

ДОМА, ПРОДУМАННЫЕ СЕРДЦЕМ

* Стоимость указана на ограниченный ассортимент квартир. Застройщик АО «ЮИТ СитиСтрой». ЮИТ — крупнейшая финская и одна из крупных североевропейских строительных компаний. Разрешение на строительство, проектные декларации и подробная информация на сайте yit-moscow.ru. Москва, ст. м. «Динамо», Старый Петровско-Разумовский проезд, 2Ас1. Реклама.

(495) 66-03-700

yit-moscow.ru

Жилой комплекс в историческом районе Москвы. Уютная атмосфера дома с практичными квартирами — идеальный вариант для клиентов с притязательным вкусом и рациональным подходом. Развитая транспортная сеть и социально-культурная инфраструктура делают жизнь в этом тихом квартале максимально комфортной и интересной.

ДИПЛОМАТ

В ОКРУЖЕНИИ ВИДОВ,

КОТОРЫМИ ЛЮБУЕТСЯ ВЕСЬ МИР

PSK-INFO.RU | 640-38-38

ДОМ ГОТОВ

КЛЮЧИ СРАЗУ | СОБСТВЕННОСТЬ

look

CLUB HOUSE

ВАШЕ ПРЕИМУЩЕСТВО

ЖИТЬ В ЦЕНТРЕ

ЖК Дипломат. Застройщик ООО «Аэдис». Проектная декларация и заключение о соответствии на сайте spbdiplomat.ru. Адрес: Санкт-Петербург, ул. Бакунина, 27. Привлечение денежных средств производится на основе заключения договора долевого участия в строительстве. Клубный дом Look. Застройщик ООО «Жизнь». Проектная декларация и разрешение на ввод объекта в эксплуатацию на сайте: look-house.ru. Адрес: Санкт-Петербург, ул. Прилукская, 20, лит.А. *Лук клаб хаус - смотри клубный дом. Реклама.

ПСК

СОДЕРЖАНИЕ

В пересчете на XXI век 10

Нефть из тундры 16

Защита арктических трубопроводов 28

В нефтяном потоке 34

Эпохи НГК 8

РОССИЯ *Главное*

В пересчете на XXI век 10

Цену на бензин заморозили на летнем уровне 12

Экспертный подход 12

События 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Нефть из тундры 16

ТРАНСПОРТИРОВКА

Инженерная защита объектов магистрального трубопровода в условиях многолетней мерзлоты 20

ТРАНСПОРТИРОВКА

Особенности строительства магистральных трубопроводов в сейсмических районах 24

Защита арктических трубопроводов 28

В нефтяном потоке. «Трест Коксохиммонтаж» в крупнейшем трубопроводном проекте России 34

К вопросу эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам 36

Методика прогнозирования эффективности противотурбулентных присадок 40

Транспорт специального назначения 46

Безаварийная эксплуатация подводных переходов МНП 48

В целости и сохранности 52

Мониторинг технического состояния изоляционных покрытий МГП 58

Транспорт специального назначения 46

Безаварийная эксплуатация подводных переходов МНП 48

Мониторинг технического состояния изоляционных покрытий МГП 58

Транспортировка высокопарафинистой нефти 90

ТРАНСПОРТИРОВКА

Методические основы анализа напряженно-деформированного состояния МГП с дефектными сварными стыками 62

ПРАВО

Нормативное обеспечение диагностики морских трубопроводов 70

СОЦПРОЕКТЫ

Сотрудники ССК приняли участи в волонтерском проекте «Газпромнефть-Восток» 74

НЕФТЕХИМИЯ

Как многократно увеличить энергоэффективность станка-качалки? 78

КАДРЫ

Алексей Пешехонов: «Мы делаем мир успешнее» 80

ОБОРУДОВАНИЕ

Особенности алгоритма реализации системных функций в российских автоматических регуляторах возбуждения сильного действия 84

Транспортировка высокопарафинистой нефти 90

НЕФТЕСЕРВИС

ЭНЕРГАЗ: долгосрочная программа комплексного сервиса в действии 96

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Международные аспекты транспортного обустройства российской Арктики 102

Россия в заголовках 106

Хронограф 108

Календарь событий 109

Нефтегаз Life 110

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

148 лет назад

В 1870 году в России был построен первый нефтеперерабатывающий завод.

140 лет назад

В 1878 году сооружен первый в России нефтепровод, предназначенный для транспортировки нефти с месторождений Баку.

140 лет назад

В 1878 году с целью транспортировки нефтепродуктов издан указ о создании железнодорожной ветки Баку – Сураханы – Сабунчи длиной 20 км.

117 лет назад

В 1901 году в России было добыто 11,7 млн т нефти, что составило почти половину мировой добычи.

106 лет назад

В 1912 году образован англо-голландский концерн Royal Dutch Shell, ставший крупнейшей организацией в мире нефтегазовой промышленности своего времени.

59 лет назад

В 1959 году взорвался СПГ на заводе в Кливленде (США). В результате аварии погибли 128 человек.

54 года назад

В 1964 году введен в эксплуатацию трансъевропейский нефтепровод «Дружба», который соединял нефтяные месторождения в Татарии и Куйбышевской области с европейскими странами.

38 лет назад

В 1980 году мощности по нефтепереработке в США достигли рекордно высокого уровня – 885 млн т/год.

18 лет назад

В 2000 году 78% мировых запасов нефти приходилось на страны ОПЕК.

15 лет назад

В 2003 году начались коммерческие поставки газа по «Голубому потоку».

Neftegaz.RU ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова
Денис Савосин
Николай Жабин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев А.Ю.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загривный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

ХИММАШ АППАРАТ

ИНЖИНИРИНГОВЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСНЫМ ПОСТАВКАМ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СМР, ШМР, ввод в эксплуатацию, авторский надзор

Разработка, проектирование, технологические решения

Изготовление и поставка промышленного оборудования

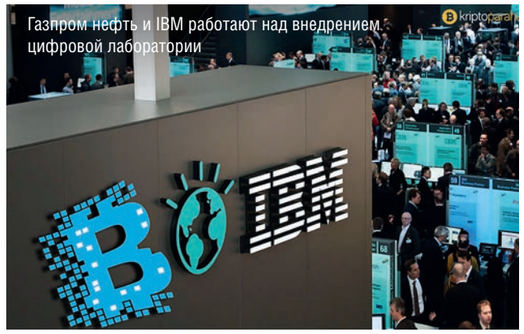
- БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ
- АППАРАТЫ С ПЕРЕМЕШИВАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ
- СТАТИЧЕСКИЕ СМЕСИТЕЛИ
- ЭЖЕКТОРЫ
- ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ
- ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- КОЛОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ЕМКОСТНОЕ И РЕЗЕРВУАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- СТАНОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АТОМНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РЕКЛАМА

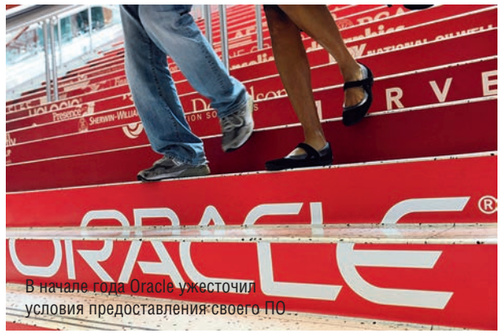
ООО «ХИММАШ-АППАРАТ»
Россия, 141983, Московская обл, г. Дубна,
ул. Программистов, дом 4, строение 3, помещение 101
тел./факс +7(495)2-680-680 +7(495)66-99-33-5
e-mail: info@him-apparat.ru

www.him-apparat.ru

МОЭСК ввела в эксплуатацию первую цифровую подстанцию


Газпром нефть и IBM работают над внедрением цифровой лаборатории

На комплексе ТАНЕКО Татнефть реализует проект по созданию «цифрового двойника»


В начале года Oracle ужесточил условия предоставления своего ПО

В ПЕРЕСЧЕТЕ НА XXI ВЕК

Анна Павлихина

Декабрь – самое время подводить итоги. При этом в нашем, нефтегазовом, случае простое перечисление количества введенных мощностей и километров трубопровода не даст четкой картины о степени успешности годовой деятельности отрасли. Это как в случае подсчета запасов УВ, можно, условно, в баррелях, а можно, условно, в тоннах, можно по американской системе, а можно по российской. Во всех случаях результат будет разный. Так, в качестве единицы измерения успешности года можно ориентироваться на запуск нового завода, а можно – на переход на новую АСУ. В зависимости от выбранной единицы KPI отрасли результаты будут очень разными. И чем дольше считать в выбранных единицах, тем больше будут разниться результаты.

Для примера возьмем первую треть прошлого века, когда прогресс в промышленности справедливо выражался в километрах: завершилось строительство КВЖД, началось строительство БАМа и Беломорско-Балтийского канала. Их протяженностью измерялись итоги годов и пятилеток. Не беря во внимания человеческие ресурсы, положенные под эти километры, получаем достойный результат развития народного хозяйства.

В середине века успех измеряли тоннами. Промышленность России по-прежнему не была ориентирована на народ, но все же сделала свой шаг, на этот раз в сторону нефтепереработки. Ее расцвет пришелся на период с 1945 по 1965 гг., когда была построена половина из действующих сегодня в стране НПЗ. Запуск каждого нового завода в то время можно было считать достижением.

Следующей вехой логично считать начало XXI в. Подводя итоги первых лет нового тысячелетия, мы с гордостью отмечали ввод новых мощностей крупнотоннажных полимеров, рассказывали об увеличении добычи и трубопроводах, позволяющих продавать все больше нефти и газа.

Прошло 5, 10, 15 лет, и сегодня, подводя итоги, мы продолжаем говорить о том же.

Самым значимым достижением российского ТЭК в 2018 г. стало начало строительства «Северного потока-2». В то же время, говоря о мировых тенденциях, отмечаются набирающие популярность технологии IIoT. Интернет вещей активно завоевывает как бытовое, так и промышленное пространство. Технологии Industrial VR заменяют дорогостоящие лаборатории, снижают риск влияния человеческого фактора. Искусственный интеллект, роботизация и blockchain – основные пути, по которым идет прогресс.

Будет нечестно сказать, что Россия слишком далека от этого. Так, в 2018 г. МОЭСК ввела в эксплуатацию первую в Московском регионе цифровую подстанцию. Газпром нефть работает над методологией внедрения цифровой лаборатории, на базе которой будут тестироваться новые технологии для повышения эффективности ГРР и бурения.

На нефтеперерабатывающем комплексе ТАНЕКО Татнефть реализует проект по созданию «цифрового двойника» установки первичного фракционирования нефти.

Но следует оговориться, что проект Газпром нефти реализуется совместно с американской IBM, а проект Татнефти – в партнерстве с американской Microsoft.

В надежности самих бизнес-партнеров российских предприятий сомневаться не приходится, но обостряющаяся политическая ситуация может заставить их уйти с российского рынка, как это уже сделал в начале года Oracle, ужесточив условия предоставления своего ПО. Тогда и проекты, благодаря которым Россия пытается вступить в технологический уклад, придется свернуть. И через пять лет мы по-прежнему будем писать о новых трубопроводах. ●

ЦЕНУ НА БЕНЗИН ЗАМОРОЗИЛИ НА ЛЕТНЕМ УРОВНЕ

Денис Савосин

Крупнейшие нефтяные компании России на совещании в правительстве обязались зафиксировать оптовые цены на бензин и дизтопливо на уровне июня до конца 2018 г., а в 2019 г. индексировать его не выше инфляции.

По мнению властей, договоренности обеспечат стабильный уровень цен на АЗС и позволят независимым компаниям работать с минимальной рентабельностью.

В совещании, которое вели вице-премьер Д. Козак и глава Минэнерго А. Новак, приняли участие руководители 11 крупнейших нефтяных компаний, независимые игроки, представители ФАС.

Соглашение вступает в силу с 1 ноября 2018 г., срок его действия – до 31 марта 2019 г. В 2019 г. цены на топливо будут индексироваться исходя из среднегодовых темпов инфляции, то есть не более 4–5%.

Ранее Д. Медведев сообщил, что если нефтяные компании не подпишут соглашение и не возьмут на себя обязательства, то будут введены заградительные пошлины. ●

ЭКСПЕРТНЫЙ ПОДХОД

Елена Алифирова

При Минэнерго РФ формируется экспертный совет по технологическому развитию нефтегазовой отрасли

Организация призвана стать консультативным органом, образованным для осуществления аналитической, экспертной, информационной и консультационной поддержки деятельности Минэнерго в вопросах инновационного и цифрового развития ТЭК.

Основной функцией Экспертного совета будет оказание содействия Минэнерго в вопросах государственной политики и нормативно-правового регулирования.

Заседание совета будет проводиться не реже одного раза в квартал. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Территория нашей страны охватывает самые различные географические пояса от Забайкальских степей с их неутихаемыми ветрами, до солнечного Оренбуржья, где уже строятся целые поля солнечных электростанций. Такое разнообразие климатических зон дает массу возможностей для использования альтернативных источников энергии. Надо ли их развивать уже сейчас?

Надо ли развивать альтернативную энергетику?

- **5%** – **Нет, пока в России добывают столько УВ нет необходимости в альтернативной энергетики**
- **45%** – **Да, это энергетика будущего**
- **8%** – **Нет, ВИЭ можно использовать не во всех регионах**
- **31%** – **Да, надо пользоваться всеми ресурсами, включая альтернативные**
- **12%** – **Нет, мнение о экологичности ВИЭ сильно преувеличено**

7 ноября Премьер-министр РФ Д. Медведев посетил Китай с официальными визитом, проведя переговоры со своим китайским коллегой Л. Кэцянем. По результатам этой поездки было подписано 13 документов, какую из договоренностей можно считать самой полезной и важной для России?

Какая из договоренностей встречи Д. Медведева с Л. Кэцяном наиболее важна для России?

- **29%** – **План развития сельского хозяйства Дальнего Востока России и Северо-Востока Китая**
- **5%** – **Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в области торговли услугами**
- **15%** – **Меморандум о проведении таможенных операций и таможенного контроля в отношении товаров, перемещаемых в рамках международной электронной торговли**
- **19%** – **Соглашение о сотрудничестве в области применения ГЛОНАСС и Бэйдоу**
- **33%** – **Протокол заседания российско-китайской межправкомиссии по развитию Дальнего Востока РФ и Северо-Востока КНР**

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
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть
Северный поток

Выше всех

Россети построили две самые высокие в России опоры линии электропередачи. Опоры сконструированы в форме якоря и символизируют морские ворота в Калининградскую область. Уникальный инженерный проект выполнен в рамках создания схемы выдачи мощности Прегольской ТЭС.

В вечернее и ночное время суток на опорах будет включаться освещение, что сделает их заметными для кораблей и жителей области. Опоры ЛЭП расположены по водному маршруту Е70, на берегах р. Преголи. Высота опор составляет 112 м, что больше длины футбольного поля. Надежность конструкций обеспечивают 270 свай. Общая масса «якорей» сопоставима с составом поезда из 17 вагонов – 1000 т.

Установка верхних ярусов опор велась с помощью крана грузоподъемностью 500 т, который был доставлен из г. Санкт-Петербурга. Опоры обеспечивают энергобезопасность Калининградской области.

Они являются частью линии электропередачи, которая строится для технологического присоединения Прегольской ТЭС (440 МВт).

75-метровая линия соединяет строящуюся станцию с существующей подстанцией Северная мощностью 330 кВ.

Янтарьэнерго уже подало две заявки на регистрацию рекорда как самые высокие стилизованные опоры ЛЭП – в Книгу рекордов России и как самые высокие стилизованные опоры ЛЭП в виде якорей – в международное агентство Интеррекорд.

Нацбогатства за нацвалюту

В Минэнерго прорабатывают вопрос перехода на нацвалюты в расчетах за нефть и газ.

Переход на расчеты в национальных валютах – хорошая идея для нефтегазовых компаний, но она нуждается в проработке, чтобы не стать дополнительной нагрузкой на бизнес.

По мнению А. Текслера, возможность у компаний рассчитываться в рублях есть и сейчас, просто иногда это неэффективно, т.к. есть разница в курсах, сборы в адрес банков за конвертацию и т.д.

А. Текслер также напомнил, что в порту Приморск был организован специальный режим для формирования собственного бенчмарка Urals.

На первом этапе при торгах экспортным фьючерсом на Urals предусмотрена возможность вести расчеты в долларах США, но в случае успешности этих торгов одной из задач будет переход на расчеты в рублях.

Частный газопровод

В Псковской области построен газопровод, позволивший газифицировать д. Подосье и Неелово-2. Особенностью проекта является то, что он реализован частным инвестором по многочисленным просьбам местных жителей. Это не первый в регионе частный газопровод, но впервые такой инфраструктурный объект построен для широкого круга потребителей. Инвестором выступила газораспределительная организация ТаПаС. Причем инвестор ведет газ не до границы домовладения, а вводит в дом.

Протяженность распределительного газопровода среднего давления составляет 2,6 км.

Мощности должно хватить для подключения к газоснабжению всех желающих.

Планируется строительство второй и третьей очередей распределительного газопровода общей протяженностью 4,8 км. Строительные работы на объекте уже начались.

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

Подмосковные газопроводы

В г. Домодедове и г. Подольске введены в эксплуатацию два новых газопровода общей протяженностью порядка 1,5 км, увеличившие пропускную способность и повысившие надежность работы существующей газораспределительной системы.

Всего к концу 2018 г. будет построено 50 новых газопроводов, это позволит газифицировать домовладения более чем 10 тыс. жителей региона. 16 газопроводов уже введены в эксплуатацию, еще 34 находятся в стадии завершения строительства и оформления документации.

Ачимовскую толщу оцифровали

НТЦ Газпром нефти совместно с Газпромнефть-Ангара создали цифровую модель ачимовской толщи, которая станет основой для формирования стратегии по разработке ТрИЗ ачимовской толщи, ее «цифровым двойником».

По сути, цифровая модель представляет собой детализированный макет мест залегания ачимовской толщи, состоящий из более чем 150 карт, на которых определены перспективные зоны. В рамках проекта изучены территории Западной Сибири, расположенные в 6 субъектах РФ. Площадь изучаемой территории составила более 1,5 млн км^2. По результатам исследования было выявлено 183 тыс. км^2 перспективных зон для дальнейшего анализа. Помимо этого, были собраны данные по более чем 3,8 тыс. скважин. Для анализа крупнейшего в отрасли массива геологической информации были разработаны и применены новые алгоритмы обработки больших объемов данных (Big Data). На их основе создана цифровая межрегиональная карта ачимовских отложений, позволившая выявить 10 перспективных зон с ресурсным потенциалом в 34,4 млрд т нефти и газа.

Создание «цифровых двойников» месторождений, пластов или нефтегазовых бассейнов позволяет повысить точность и эффективность как геологоразведки, так и дальнейшей разработки активов.

Новосибирские катализаторы

Завод по производству солей редких и редкоземельных металлов стоимостью 150 млн руб., который закроет более 50% потребности нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов РФ, будет построен в Новосибирской области к 2020 г.

Проект строительства предприятия на территории опережающего социально-экономического развития Линево утвержден на инвестиционном совете Новосибирской области. Стоимость проекта порядка 150 млн руб.

Сегодня российская нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность в значительной степени зависят от поставок катализаторов импортного производства, для выпуска которых необходимы соли редких и редкоземельных металлов.

Ожидается, что после запуска в 2020 г. завод в Линево закроет до 50% потребности России в этих компонентах, а затем будет наращивать производство.

Ожидается, что основными потребителями импортозамещающей продукции завода станут производители катализаторов, в т.ч. Газпром-нефть, Роснефть, СКТБ Катализатор.

На полную мощность предприятие планирует выйти к 2030 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

НЕФТЬ ИЗ ТУНДРЫ

Ирина Герасимова

НЕФТЕТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА «ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ – САМОТЛОР» СОСТОИТ ИЗ ДВУХ ТРУБОПРОВОДОВ, КАЖДЫЙ ИЗ КОТОРЫХ ПО СВОЕМУ УНИКАЛЕН. «ПУРПЕ – САМОТЛОР» СВЯЗЫВАЕТ ЗАПАДНЫЙ И ВОСТОЧНЫЙ МАРШРУТЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ РОССИЙСКОГО «ЧЕРНОГО ЗОЛОТА». «ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ» – САМЫЙ СЕВЕРНЫЙ МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД СТРАНЫ И ОДИН ИЗ САМЫХ ИННОВАЦИОННЫХ. НО ПОЛНОМАСШТАБНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОКА ЧТО ОТОДВИГАЕТСЯ ВСЕ ДАЛЬШЕ В БУДУЩЕЕ

Включить северные месторождения

Строительство нефтепровода началось по просьбам нефтяных компаний, получивших в «нулевых» годах лицензии в Ямало-Ненецком автономном округе и северной части Красноярского края. Инициатива была поддержана «Транснефтью» и правительством страны. В апреле 2010 г. тогдашний премьер Владимир Путин подписал распоряжение о строительстве трубопроводной системы «Заполярье – пос. Пурпе – Самотлор».

Проекту были приданы две стратегические задачи. Первая – способствовать развитию нефтедобычи в северных регионах. Вторая – помочь загрузить трубопроводную систему «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО).

Уже в 2010–2011 гг. «Транснефть» построила южный участок новой магистрали. По относительно короткой траектории он соединил действующую НПС «Пурпе» в Пуровском районе ЯНАО и ЛПДС «Самотлор» в Ханты-Мансийской АО. Таким образом, была создана перемычка между западной и восточной частями нефтепроводной системы страны.

Длина «Пурпе – Самотлор» составила 429 км, пропускная способность – 25 млн тонн нефти в год с возможностью расширения до 50 млн, диаметр труб – 1020 мм. Трубопровод был полностью проложен под землей. На трассе была возведена промежуточная НПС «Вынгапур».

Доступ к новой трубе получило, в первую очередь, крупное Ванкорское месторождение «Роснефти». Также была создана техническая возможность для подключения Лодочного и Русского месторождений ТНК-ВР (ныне это участки «Роснефти»).

Маршрут второго нефтепровода, «Заполярье – Пурпе», был проложен по территории ЯНАО на север, на 170 км за Полярный круг. Планировалось, что реализация проекта даст толчок нефтедобыче на Западной и Восточной Мессояхе «Мессояханефтегаза» (СП «Газпром нефти» и ТНК-ВР, теперь – «Роснефти»), Уренгойской группе месторождений «Газпрома», Пякяхинском месторождении «ЛУКОЙЛа» и ряде других участков.

Строительство самого северного нефтепровода России велось в 2012–2016 гг. Было проложено 488 км труб диаметрами 1020 мм и 820 мм. Введены в строй две новые НПС, включая головную – «Заполярье». Труба способна прокачивать 32 млн тонн нефти в год на первом этапе, проектная мощность – 45 млн тонн.

ФАКТЫ

429 км
Длина МНП «Пурпе – Самотлор»

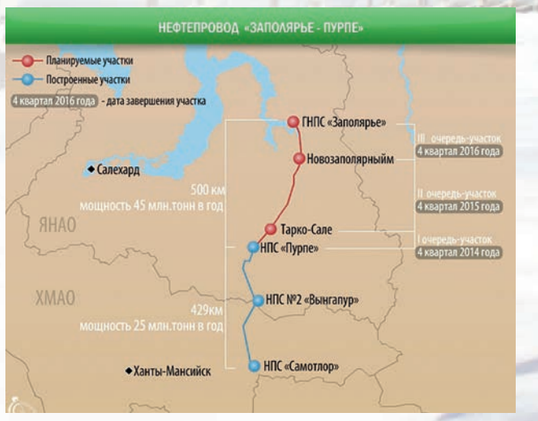
25 млн т
нефти в год пропускная способность магистрального нефтепровода

К концу 2016 г. в магистраль стала поступать нефть с Пякяхинского и Восточно-Мессояхского месторождений. А в январе следующего года «Заполярье – Пурпе» был торжественно запущен в эксплуатацию.

Поле для инноваций

Строительство «Заполярья – Пурпе» стало серьезным вызовом для «Транснефти». Трубу тянули по лесотундре и тундре, по сильно обводненным территориям и вечной мерзлоте. Местному климату свойственны сильные ветры (до 40 м/с) и значительные годовые перепады температур (от -55 до +34 градусов по Цельсию). Кроме того, на пути трассы легли многочисленные водные преграды, включая реки Таз и Пур. Все это требовало инновационных подходов.

В частности, строить надо было так, чтобы удерживающий сооружения многолетнемерзлый грунт не оттаивал. При этом высоковязкую северную нефть для прокачки необходимо нагревать до 60 градусов (на трассе для этого построили восемь специальных пунктов). Был применен ряд нестандартных решений:



- большая часть нефтепровода (315 км) проложена над землей, на свайных опорах. Аналогичный способ использован при строительстве НПС и резервуарного парка;
- опоры снабжены термостабилизаторами грунтов, которые поддерживают естественную температуру почвы. Их общее количество – 110 тыс.;
- трубы обладают дополнительным теплоизолирующим слоем из современных материалов.

На надземной части «Заполярья – Пурпе» применены три типа опор: неподвижные (через каждые 0,5 км), продольно-подвижные и свободно подвижные. Благодаря этому не возникают недопустимые деформации нефтепровода из-за температурного воздействия. Тому же служит система компенсаторов – специально обустроенных изгибов трубы.

В местах пересечения с крупными реками созданы шесть подводных переходов. Самым сложным стал 27-километровый переход под поймой реки Таз, который проложили наклонно-направленным бурением.

Трубы «Заполярья – Пурпе» обладают с удлиненным сроком эксплуатации – 50 лет без реконструкции и замены. Нефтепровод снабжен автоматическими системами обнаружения утечек и другим оборудованием, повышающим его надежность.

Использованные «Транснефтью» технологии были разработаны в России (хотя мировой опыт тоже учитывался). Во время работы над проектом компания защитила 22 патента на изобретения и 15 патентов на полезные модели.

ФАКТЫ

1020 мм

диаметр труб МНП «Пурпе – Самотлор»

«Золотая» труба

На строительство трубопровода «Пурпе-Самотлор» «Транснефть» потратила 45 млрд руб. собственных средств. При этом сообщалось, что проектная стоимость была выше – 53 млрд, но компании удалось оптимизировать расходы.

«Заполярье-Пурпе» изначально был более дорогим проектом. В 2011 г. речь шла о 120 млрд руб. инвестиций. «Транснефть» обсуждала с правительством различные варианты финансирования, в том числе с участием нефтяных компаний. Но последние были против. В итоге часть средств «Транснефти» пришлось брать из своей выручки, а часть привлекать в виде займов (в том числе из Китая). Свои расходы монополия рассчитывала возместить в будущем за счет тарифа на прокачку нефти.

Но применение сложных технических решений значительно увеличило стоимость строительства. К середине 2013 г. она подскочила до 200 тыс. руб., из-за чего в Госдуме даже инициировали проверку (правда, Счетная палата значимых нарушений не обнаружила). А в итоге к окончанию работ проект поглотил 211,2 млрд руб.

Одновременно возникли проблемы с заполняемостью трубы. В 2011 г. нефтяные компании обещали, что в 2015–2025 гг. совокупно поставят в нефтепровод 418 млн тонн нефти. Тогда в «Транснефти» рассчитали, что вернут свои инвестиции в течение 19 лет.

Но в последующие годы нефтяники стали переносить сроки сдачи сырья и снижать гарантированные объемы: освоение северных месторождений пошло медленнее, чем думали раньше. А с падением цен на нефть в 2014–2016 гг. ситуация стала еще хуже.

Перед самым запуском «Заполярья – Пурпе» заявки на прокачку до 2025 г. составляли уже 174,4 млн тонн, сообщала «Транснефть». В том числе, на 2017 г. – всего 7,23 млн тонн, на 2018 г. – 12,6 млн, 2019 г. – 16,9 млн.

Но серьезные претензии у трубопроводной монополии возникли только к «Роснефти». Последняя в 2013 г. купила ТНК-ВР и решила перенаправить сырье с Сузунского, Тагульского и Русско-Реченского месторождений в свой трубопровод «Ванкор – Пурпе». В «Транснефти» посчитали, что нефтекомпания нарушила логистические обязательства, и это существенно повлияло на окупаемость «Заполярья-Пурпе».

Чтобы возместить расходы, «Транснефть» попросила ФАС установить тариф за прокачку нефти по новому трубопроводу в размере 692 руб. за тонну. Этот уровень, по подсчетам компании, позволил бы ей вернуть затраты за 30 лет. Потом монополия повысила свое предложение до 1034 руб. за тонну. Но нефтяники заявили, что такой уровень сделал бы разработку северных месторождений нерентабельной. В итоге ФАС утвердила ставку в 399,1 руб. за тонну (в 2018 г. ее размер проиндексирован на 4%).

При этом заполняемость «Заполярья-Пурпе» оказывается еще ниже, чем ожидалось даже в конце 2016 г. Объем прокачанного сырья за 2017 г. составил 3,17 млн тонн. В текущем году ожидается показатель в 6 млн тонн, а в следующем – 15,5 млн тонн, говорил в сентябре вице-президент «Транснефти» Сергей Андронов. На пике добычи в 2024 г., по данным компании, нефтяники планируют сдать в трубопровод не более 25 млн тонн.

У добывающих компаний есть причины не торопиться: конъюнктура мирового энергетического рынка с начала десятилетия сильно изменилась. Так, «Роснефть» в 2017 г. отложила начало добычи на Русском месторождении из-за обязательств по сделке ОПЕК+. Теперь компания собирается запустить проект до конца 2018 г. – если не придется опять сокращать добычу.

ФАКТЫ

110 тыс.

термостабилизаторов грунта поддерживают естественную температуру почвы

Ближе к Китаю

Несмотря на проблемы с заполнение северной части, стратегическое значение нефтяной магистрали «Заполярье – Пурпе – Самотлор» не теряется. С одной стороны, ввиду снижения добычи на браунфилдах традиционных регионов нефтяникам все же придется активнее работать на Севере. Конечно, если рыночная ситуация не преподнесет очередных сюрпризов.

С другой стороны, изначально в проект была заложена цель, которая в официальных высказываниях формулировалась как «укрепление энергетической безопасности России». «Заполярье – Пурпе – Самотлор», позволяющий направлять сырье в двух разных направлениях, дает возможность гибче диверсифицировать нефтяной экспорт.

Европа сегодня применяет санкции и одновременно разворачивается к «зеленой» энергетике. В этих условиях Россия все в большей степени ориентируется на Китай, который остается дружественным государством и при этом – одним из крупнейших потребителем нефти в мире. В прошлом году, по данным китайской стороны, РФ поставила восточному соседу 59,7 млн тонн «черного золота», опередив всех многочисленных конкурентов.

Значительная часть российского экспорта в Китай обеспечивается месторождениями Ванкорского кластера «Роснефти». Они дают 22–23 млн тонн в год. Для прокачки этих объемов к ВСТО и далее за рубеж используется нефтепровод «Пурпе – Самотлор».

Ожидается, что в перспективе «Заполярье – Пурпе» также начнет работать на «восточное» направление. Пока что поступающая в него нефть идет на запад. Как в сентябре пояснял Сергей Андронов, сырье не соответствуют параметрам сдачи в ВСТО по плотности: показатель превышает 900 кг/м^3, тогда как у смеси ESPO он в 2018 г. составляет 844 кг/м^3. Но ситуация может измениться после подключения к трубе новых месторождений. ●

УДК 621.644

ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАЩИТА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

Шарнина Гульнара Салаватовна,
доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», к.т.н., доцент

Гарифуллина Эльвира Римовна,
магистрант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

РАССМОТРЕНЫ ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ТЕРРИТОРИИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ. ПРЕДЛОЖЕНЫ СПОСОБЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭКЗОГЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

GEOLOGICAL HAZARD OCCURRING IN THE PERMAFROST. METHODS OF ENGINEERING PROTECTION OF PIPELINES FROM THE EFFECTS OF EXOGENOUS GEOLOGICAL PROCESSES

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, многолетнемерзлые грунты, экзогенные геологические процессы, геотехнический мониторинг, инженерная защита.*

Система магистральных трубопроводов (МТ) на территории Сибири является важным этапом для экономического развития этого региона и обеспечивает успешное освоение нефтяных и газовых ресурсов страны. Однако строительство МТ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) сопровождается нарушением их температурного режима. В результате возникают опасные экзогенные геологические процессы (ЭГП), которые оказывают влияние на объекты МТ. Поэтому для обеспечения безаварийной работы объектов МТ необходимо предусматривать инженерно-защитные (ИЗ) сооружения.

Для определения геофизических особенностей местности и прогнозирования вероятности возникновения ЭГП необходимо проведение геотехнического мониторинга (ГТМ). Порядок проведения ГТМ объектов магистральных нефтепроводов, осуществляющийся в соответствии с [1], отличается от мониторинга газопроводов, основанного на документах [2] и [3]. Однако в обоих случаях целью является выявление и предотвращение необратимых процессов в грунтовых основаниях, а также деформаций сооружений. Для этого наряду с наземными наблюдениями применяются эффективные современные технологии: волоконно-оптические системы и воздушное лазерное сканирование.

На основании результатов геотехнических обследований проводится разработка компенсирующих мероприятий, содержащих предложения по устройству инженерной защиты сооружения.

Выбор способа защиты зависит от вида ЭГП и конструктивной схемы прокладки МТ. На территории распространения ММГ допускается применение трех видов прокладки: подземной, наземной в насыпи и надземной. Однако наземный способ прокладки трубопроводов в зоне ММГ не реализуется из-за высокого риска частых отказов и аварий, прежде всего из-за оттаивания верхнего слоя в летнее время, которое приводит к постепенному погружению трубопровода с жидкой транспортируемой средой в грунт, из-за обледенения трубы при отрицательных температурах, которое создает значительные дополнительные нагрузки на трубопровод, а также из-за необходимости усиленной антикоррозионной защиты и принятия других мер по компенсации природных, в том числе геокриологических, воздействий на трубопровод [8].

ФАКТЫ

64 %
площади России относятся к районам вечной мерзлоты

900 км
протяженность нефтепровода Заполярье – Пурпе – Самотлор

Наиболее распространенными ЭГП на территории ММГ являются термокарст, пучение, наледь, подтопление, солифлюкция. Традиционные инженерно-защитные мероприятия представлены в [4, 5, 6, 7]. Однако существуют современные, более эффективные способы ИЗ. Рассмотрим их для каждого вида ЭГП.

К традиционным способам защиты трубопроводов от воздействия солифлюкции относятся: искусственное изменение рельефа склона (придание склону стабильного угла наклона, террасирование, замена неустойчивых грунтов, организация поверхностного водоотвода. При необходимости возможно устройство дополнительных опорных конструкций (подпорных стен, столбов для закрепления неустойчивых участков склона и предотвращения смещения грунтовых массивов по ослабленным поверхностям; анкерных креплений). Однако данные мероприятия имеют ряд недостатков, среди которых их высокая стоимость.

Автором [10] предложен способ ИЗ подземных трубопроводов, основанный на использовании теплозащитных экранов. Для определения их параметров и координат расположения по трассе трубопровода проводят теплотехнический расчет. Теплозащитный экран заглубляется в почвенно-растительный слой и укрепляется с помощью скоб из арматурной стали диаметром 8–10 мм. Сверху экран закрывается вынутым слоем почвы или георешеткой, заполненной почвенно-растительным грунтом. На участках с маломощным почвенно-растительным слоем теплоизоляционный экран возможно укладывать без

заглубления в почву. В этом случае экран сверху накрывается слоем геотекстиля, который крепится к грунту по периметру экрана скобами из арматуры. Этот вариант наиболее предпочтителен, так как является менее трудоемким и может выполняться в любое время года.

Для защиты от эрозионных процессов применяют биоматы, отбойные грунтовые валы, габионы матрацного типа [9]. В [10] предлагается комбинированное применение биоматов и геосеток или геоячеек с перфорацией. Геосинтетический материал засыпается сверху слоем грунта и является основой для укоренения уложенным сверху биоматом. Это обеспечивает эффективность рекультивации на легко размываемых пылеватых песчаных грунтах.

Для предотвращения воздействия суффозионных процессов применяются устройства противосуффозионных геотекстильных контейнеров [9]. Они, пропуская грунтовые воды, задерживают частицы грунта, предотвращая их вынос.

Также возможно устройство на склоне элементов из теплозащитных экранов. С их помощью достигается неравномерность оттаивания и утрачивается ровная поверхность скольжения. На участках с повышенными значениями среднегодовых температур грунтов, а также с большой мощностью сезонно-талого слоя охлаждающее воздействие теплозащитного экрана возможно усилить установкой термостабилизаторов [10].

В зоне, подверженной образованию термокарста, более предпочтительной является надземная прокладка. Однако если расчетные осадки не превышают предельно допустимые значения, возможно применение подземной прокладки. В этом случае для защиты трубопровода от термокарста традиционно применяются следующие мероприятия: восстановление почвенно-растительного покрова, нарушенного при строительстве; теплозащитные экраны, установка сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ), замена грунта с отсыпкой непросадочных грунтов. Для закрепления поверхностного слоя грунтов от размыва возможно применение физико-химических способов закрепления поверхностного слоя грунтов (цементация, силикатизация) и сотовых георешеток, для закрепления склонов основной поверхности отсыпки.

Применение рассмотренных способов ИЗ в соответствии с результатами ГТМ обеспечивает стабильную и безопасную эксплуатацию теплых и горячих трубопроводов на территории распространения ММГ. ●

ФАКТЫ

8-10 мм

диаметр скоб из арматурной стали, укрепляющих теплозащитный экран

Литература

1. *РД-23.040.00-КТН-124-17 Геотехнический мониторинг – М.: ПАО «Транснефть», 2016. – 248 с.*
2. *СТО Газпром 2-3.1-071-2006 Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне. – М.: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.*
3. *СТО Газпром 2-3.1-072-2006 Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне. М.: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.*
4. *СП 28.13330.2010. Защита строительных конструкций от коррозии. М.: Минрегион России, 2012 – 85 с.*
5. *СП 104.13330.2011. Инженерная защита территорий от затопления и подтопления. Электронный ресурс – USD: http://www.minstroyrf.ru/upload/iblock/a7d/sp-104.pdf (дата обращения: 12.04.18).*
6. *СП 21.13330.2010. Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах. – М., Госстрой, 1992.*
7. *СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Электронный ресурс – USD: http://www.lentisiz.ru/upload/iblock/240/240f80772c3b7615b8c819de497abfdb.pdf (дата обращения: 15.04.18).*
8. *Щербич Ю.В. Разработка методики поддержания необходимых температурных показателей для обеспечения устойчивого состояния магистрального нефтепровода «Заполярье – НПС «Пур-Пе» на участках надземной прокладки при его эксплуатации в условиях Крайнего Севера // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014, № 2. – С. 290–293.*
9. *Лободенко И.Ю. Методы инженерной защиты объектов магистрального трубопровода от опасных природных процессов и явлений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 – С. 72–78.*
10. *Скапинцев А.Е. Геоэкологическое обоснование инженерной защиты и геотехнического мониторинга строительства трубопроводов в криолитозоне / А.Е. Скапинцев // Автореферат. М.: 2013 г. – 20 с.*

KEYWORDS: *main pipeline, permafrost, exogenous geological processes, geotechnical monitoring, engineering protection.*

Анáполис
курортная резиденция

КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА С ОТДЕЛКОЙ.
МОРЕ В ПОДАРОК!

РЕКЛАМА

Закрытая территория
300 м до пляжа
2 бассейна на территории
Многоуровневый паркинг
12 км до аэропорта 10 мин. до центра Анапы
Дошкольные учреждения на 48 мест
300 дней
Много солнца и уникальное единство степного, морского и горного климата

AnapolisDom.ru | 8-800-500-54-94

Застройщик ООО «Новый Лазурит». Проектная декларация на сайте www.anapolisdom.ru

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНАХ

ТЕРРИТОРИЯ РОССИИ ВКЛЮЧАЕТ ЧЕТЫРЕ ГРАНИЦЫ КРУПНЫХ ЛИТОСФЕРНЫХ ПЛИТ, СЕЙСМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. КРОМЕ ЭТОГО, В СВЯЗИ СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ИЗМЕНЕНИЯМИ ГЕОЛОГИИ ГРУНТОВ ВСЛЕДСТВИЕ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, А ТАКЖЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ЧИСЛА ГУСТОНАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ, УГРОЗУ ПРЕДСТАВЛЯЮТ И ЗОНЫ С НЕЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТЬЮ. ПРИ ВЫБОРЕ ТРАССЫ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗБЕЖАТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ С ТАКИМИ РАЙОНАМИ НЕ УДАЕТСЯ. КАКОВЫ ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНАХ?

THE TERRITORY OF RUSSIA INCLUDES FOUR BOUNDARIES OF LARGE GEODESIC PLATES. WHEN BUILDING LARGE INDUSTRIAL FACILITIES THE SEISMIC ACTIVITY MUST BE TAKEN INTO CONSIDERATION. IN ADDITION, DUE TO SIGNIFICANT CHANGES IN THE GEOLOGY OF SOILS DUE TO MINING, AS WELL AS AN INCREASE IN THE NUMBER OF OVERCROWDED SETTLEMENTS, ZONES WITH LITTLE SEISMIC ACTIVITY ALSO POSE A THREAT. WHEN CHOOSING THE ROUTE FOR THE CONSTRUCTION OF TRUNK PIPELINES, WE ARE NOT EXEMPT FROM CROSSING WITH SUCH AREAS. WHAT ARE THE SPECIFIC CHALLENGES OF TRUNK PIPELINES CONSTRUCTION IN SEISMIC AREAS?

Ключевые слова: *сейсмическая активность, строительство трубопроводов, сейсмодинамическая теория, сейсмическая подвижная опора, сейсмический трубопровод.*

УДК699.841

Имаева Регина Флусовна,
Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,
Факультет трубопроводного транспорта,
магистр

Муфтахов Евгений Махмутович,
Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет,
Факультет трубопроводного транспорта,
к.т.н., доцент,
Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации

Сейсмичность России обусловлена наличием на её территории четырёх границ крупных литосферных плит: юго-западной окраины Кавказа (сближение Евразиатской плиты с Африкано-Аравийской со скоростью 2–4 см/год), Уральских гор (сближение Евроамерийской плиты с Азиатской со скоростью 1 мм/год), района Байкала (вращение Амурской плиты со скоростью 1–2 мм/год) и Курило-Камчатской дуги (сближение Тихоокеанской плиты с Евразийской со скоростью 8 см/год).

Наибольшую опасность представляют регионы Кавказа, Сибири и Дальнего Востока, где интенсивность сейсмических сотрясений достигает 10 баллов по шкале MSK-64. Однако в последние десятилетия угрозу представляют и 6–7-балльные зоны страны в связи со значительными изменениями геологии грунтов вследствие добычи полезных ископаемых, а также увеличения числа густонаселенных пунктов, что может привести к обвалам существующих и образованных пустот, спровоцированных малой сейсмической активностью.

При выборе трассы строительства магистральных трубопроводов избежать пересечения с сейсмически активными зонами не удается. Примером служат нефтепроводы ОАО «Черномортранснефть», ВСТО, Сахалин-1, Сахалин-2 и т.д.

Несмотря на значительную протяжённость трубопроводов в сейсмически опасных зонах, в нормативных документах по проектированию отсутствуют чёткие указания по выполнению способовых прокладки. По результатам

анализа научных работ можно сказать, что это связано с индивидуальным характером колебаний, распространяющихся от источника с разной скоростью и под разным углом к проектируемому трубопроводу (первичные *S*, вторичные *P*, поверхностные волны Рэлея и Лява) [1], и необходимостью детального изучения пространственного распределения сейсмических характеристик грунта [2]. К тому же часто приходится иметь дело с гетерогенными средами, что ведёт к различию поглощающих свойств и может оказать влияние на скорость распространения волн [3].

Кроме того, для расчёта заглубленных трубопроводов используются разные методики. Одна из них основана на гипотезе «замороженной волны», используемой также в США и Японии, но с учётом поперечных волн и волн Рэлея. В расчёте трубопровод рассматривается как защемленный в грунте стержень (неподвижный относительно грунта) [4]. Гипотеза справедлива только для протяжённых однородных участков. В действительности присутствующие конструктивные включения и гетерогенность грунта приводит к локальным колебаниям, из-за которых происходит существенное повышение напряжения по сравнению с линейным участком в два раза [3].

В связи с ограниченной применимостью предыдущей методики для сложных трубопроводных систем была предложена «сейсмодинамическая» теория сейсмостойкости, требующая численных методов решений, труднодоступных для большинства инженеров. В расчёте линейная часть представлена стержнями конечной длины, а узловые соединения – твердыми телами [5]. В дальнейшем методика была усовершенствована с учётом проскальзывания и деформации стыков [6, 7].

Установлено, что напряженное состояние заглубленного трубопровода при пересечении зоны активного тектонического разлома ухудшается в мерзлых или влажных грунтах. Также напряжения возрастают при увеличении ускорения подвижек грунта и уменьшении времени взаимодействия трубопровода с грунтом, при повышенных модулях упругости и низких деформационных характеристиках грунта (рыхлые неводонасыщенные грунты). Однако в случае воздействия возникающих при подвижках продольных сейсмических волн, рекомендации по грунтам засыпки прямо противоположны (предпочтительны глинистые грунты) [8].

В случае прокладки трубопровода на опорных конструкциях (рекомендовано при сейсмичности 8–10 баллов), проблемы возникают при их проектировании из-за неполной номенклатуры оборудования в электронной базе, что приводит к погрешностям расчётов. При сооружении это отсутствие возможности визуальной поверки обеспечения необходимых проектных условий сейсмозащиты трубопровода (например, нормируемый затяг крепёжных деталей), а при эксплуатации – сложность обследования опорных конструкций, в том числе сравнения фактической жёсткости с необходимой. Таким образом, на данный момент не существует нормативной документации для контроля правильности монтажа опор, что приводит к их уязвимости.

Следует обратить внимание и на то, что сейсмостойкие элементы при объединении могут образовывать уже несейсмостойкую механическую систему. В настоящее время нет универсальной методики расчёта таких систем, в которых учитывался бы порядок соединения элементов.

Данные особенности в итоге приводят к тому, что составленные расчётные схемы на практике выдерживают возникающие в результате сейсмики напряжения только в 80 % случаев [9].

Землетрясения к тому же приводят к вторичным последствиям, наносящим ещё больший экономический и экологический урон: взрывам, пожарам, выбросам химически опасных веществ, оползням, подтоплениям территорий, просадке дневной поверхности, не доступным визуальному осмотру повреждениям заглубленных участков трубопровода (трещинам, изломам), которые не будут обнаружены и в дальнейшем могут привести к разрыву [10].

В сейсмостойком строительстве трубопроводов на протяжении последних лет наблюдается преобладание изобретений и полезных моделей, направленных на надземную прокладку.

В числе последних патентов сейсмостойкого строительства надземных трубопроводов находится группа изобретений, в которую входят **сейсмостойкая неподвижная опора, узел соединения катушки трубопровода с ростверком опоры и поворотное демпферное устройство** [патент на изобретение RU 2624681 C2, опубл. 05.07.2017, МПК: F16L 3/16]. Сейсмостойкая неподвижная опора содержит ростверк, закрепленный на сваях, катушку трубопровода, установленную на нём через узел соединения. Узел соединения катушки трубопровода с ростверком опоры содержит корпус, выполненный с возможностью перемещения вдоль оси трубопровода по поверхности ростверка. Поворотное демпферное устройство установлено в боковых поверхностях корпуса и имеет две оси с возможностью вертикального перемещения в плоскости боковых поверхностей. Перемещение демпферного устройства возможно по направляющей между установленными перпендикулярно оси трубопровода балками ростверка. Катушка имеет возможность поворачиваться относительно осей демпферного устройства. Достоинством разработки по сравнению с прототипом является наличие поворотного демпфера, компенсирующего резкое увеличение изгибаемого момента, возникающего от сейсмического воздействия или просадки соседней подвижной опоры [11].

К последним изобретениям относится патент на **четырехсвайную подвижную опору и демпферное устройство** [RU 2648179 C1, опубл. 22.03.2018, МПК: F16L 3/20, F16L 3/10], содержащую опорный стол-ростверк, закрепленный на четырех сваях опорными муфтами, и установленную на нём подошву опоры, шарнирно соединённую с ложементом, включающим два разъемно соединённых полухомута. На каждой паре свай, расположенных по одну сторону от трубопровода, на уровне расположения боковой плиты ложемента посредством двух обечаек установлено демпферное устройство. Оно включает в себя упругий и фрикционный узлы. Упругий узел образован упором, установленным на торцах двух штоков, с закрепленным на нём упругим демпфером. Фрикционный узел включает четыре фрикционные

полумуфты, закрепленные на балке демпферного устройства, и два штока, каждый из которых установлен между парой полумуфт. Достоинством данной группы изобретений перед наиболее близкими техническими решениями является наличие жесткой связи между сваями, что предотвращает их отклонение и падение при сейсмическом воздействии и ударе трубопровода по демпферу, закрепленному на них [12].

К одной из последних полезных моделей относится **опора трубопровода** [RU 134954U1, опубл. 27.11.2013, МПК: E02D 27/46], включающая в себя ложемент с хомутом, двухрядный катковый блок, пружинный блок, отличающаяся тем, что под двухрядным катковым блоком дополнительно установлен блок с четырьмя пружинами, а пазы катков расширены до размера, равного трём размерам ширины направляющей. К достоинствам данной модели можно отнести возможность изменения угла наклона и поворота трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости, а также вокруг продольной оси [13].

Также необходимо обратить внимание на то, что нередко изобретения и полезные модели являются результатом опыта из области строительства фундаментов промышленных и гражданских объектов.

В качестве примера можно привести патент на **сейсмостойкий трубопровод** [RU2600228 C1, опубл. 20.10.2016, МПК: E02D 27/46] [14], изобретённый автором на основе опубликованного им ранее патента на **сейсмостойкое промышленное здание** [RU 2589244 C1, опубл. 10.07.2016, МПК: E02D 27/34] [15]. Данный трубопровод включает бетонную базу, в которой выполнено по крайней мере два углубления с металлическими чашами, обращенными вверх круговыми бортами, опорные плиты, установленные над бетонной базой с зазором и изогнутые в форме чаш, идентичных по форме чашам бетонной базы и расположенных соосно им бортами вниз с образованием полости, внутри которой установлены промежуточные элементы в виде шара, трубу, снабженную бандажом и опорным ложем, между которыми установлен опорный амортизатор. Опорное ложе закреплено к опорным плитам с помощью вертикальных ребер жесткости. Достоинством данной разработки является простота изготовления и монтажа устройства гашения колебаний, возможность перемещения в любом направлении и моментальное, а не ступенчатое гашение сейсмических колебаний, что эффективно при их мгновенном проявлении.

Существуют изобретения межотраслевого характера, подходящие и для подземных трубопроводов. Уникален в своём роде **способ нейтрализации сейсмических колебаний и устройство для его реализации** [патент на изобретение RU 2625133 C1, опубл. 11.07.2017, МПК: E02D 31/08], заключающийся в определении зоны сейсмической активности по статистическим данным, выделении территории размещения защищаемых сооружений, размещении рядов амортизирующих нейтрализаторов поочередно продольными осями перпендикулярно границе выделенной территории. Нейтрализаторы поочерёдно устанавливаются вертикально и укладываются горизонтально и представляют собой железобетонные стержни с одной или несколькими промежуточными пружинными вставками и концевыми дисками на наружных концах. Наиболее опасные поверхностные силовые волны создают давление на концевые диски горизонтально размещенных нейтрализаторов и сжимают пружинные вставки, которые амортизируют и уменьшают силу сейсмических колебаний. Концевыми дисками и пружинными вставками вертикальных нейтрализаторов нейтрализуются силовые воздействия, направленные от центра землетрясения вглубь земной поверхности, которые частично отражаются от твердых слоёв почвы и поднимаются к поверхности земли. Кроме того, нейтрализаторы упрочняют участки своего продольного расположения, что предотвращает образование трещин в земле [16].

За последнее время опубликовано большое количество патентов в области сейсмостойкого гражданского строительства, и вероятно некоторые из них также в будущем найдут применение при сооружении трубопроводов.

Таким образом, проблемы сейсмозащиты магистральных трубопроводов в настоящее время не перестают быть актуальными. ●

Литература

1. *Наваррете Д.Д.Х. Особенности строительства трубопроводов в районах с высокой сейсмичностью: дис. канд. техн. наук: 05.03.13 / Д.Д.Х. Наваррете. – Уфа, 2013. – 163 с.*
2. *Николаев А.В. Сейсмические свойства грунтов / А.В. Николаев. – М.: Изд-во «Наука», 1965. – 184 с.*
3. *Денисов Г.В. Аналитический метод расчета заглубленных магистральных трубопроводов при сейсмическом воздействии с учетом локальных колебаний: дис. канд.техн. наук: 25.12.14 / Г.В. Денисов. – СПб.: СПГАСУ, 2014. – 99 с.*
4. *Гехман А.С. Расчёт, конструирование трубопроводов в сейсмических районах / А.С. Гехман, Х.Х Зайнетдинов. – М.: Стройиздат, 1988. – 184 с.*
5. *Рашидов Т.Р. Динамическая теория сейсмостойкости сложных систем подземных сооружений / Т.Р. Рашидов. – Ташкент: Фан, 1973. – 179 с.*
6. *Мухидинов С.С. Воздействие сейсмической волны на подземные трубопроводы с сосредоточенными параметрами: автореф. дис. канд.техн. наук: 01.02.04 / С.С. Мухидинов. – Ташкент, 1995. – 13 с.*
7. *Рашидов Т.Р. Сейсмостойкость подземных трубопроводов / Т.Р. Рашидов, Г.Х. Хожеметов. – Ташкент: Фан, 1985. – 152 с.*
8. *8 Фигаров Э.Н. Разработка методики оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в зонах активных тектонических разломов с целью обеспечения его безопасной эксплуатации: дис. канд.техн. наук: 19.02.15 / Э.Н. Фигаров. – М.: РГУ им. Губкина, 2014. – 127 с.*
9. *Кравец С.Б. Оценка сейсмостойкости технологических систем атомных электростанций: автореф. дис. канд.техн. наук: 07.12.05 / С.Б. Кравец. – М.: ФГУП ВНИИАМ, 2005. – 36 с.*
10. *Гумеров Р.А. Научно-методическое обоснование системы автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках: дис. канд.техн. наук: 28.04.17 / Р.А. Гумеров. – Уфа: УГНТУ, 2017. – 174 с.*
11. *ПатентRU 2624681 C2. Сейсмостойкая неподвижная опора трубопровода, узел соединения катушки трубопровода с ростверком опоры трубопровода для сейсмостойкой неподвижной опоры трубопровода и продольное демпферное устройство для сейсмостойкой неподвижной опоры трубопровода / Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е., Лисин Ю.В. и др., патентообладатели: ОАО «АК «Транснефть», АО «Транснефть-Восток», ООО «НИИ Транснефть», опубл. 05.07.2017, бюл. № 19. – 18 с.*
12. *Патент RU 2648179 C1. Сейсмостойкая неподвижная опора трубопровода, узел соединения катушки трубопровода с ростверком опоры трубопровода для сейсмостойкой неподвижной опоры трубопровода и продольное демпферное устройство для сейсмостойкой неподвижной опоры трубопровода / Ревель-Муроз П.А., Шотер П.И., Лисин Ю.В. и др., патентообладатели: ПАО «Транснефть», ООО «Транснефть-Восток», ООО «НИИ Транснефть», опубл. 22.03.2018, бюл. № 9. – 15 с.*
13. *Полезная модель RU134954 U1.Опора трубопровода / Быков Л.И., Котов М.Ю., Тагиров М.Б. и др., патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ», опубл. 27.11.2013, бюл. № 33. – 3 с.*
14. *Патент RU 2600228 C1. Сейсмостойкий трубопровод / Кулов Р.П., патентообладатель: ФГБОУ ВО «СКГМИ», опубл. 20.10.2016, бюл. № 29. – 8 с.*
15. *Патент RU 2589244 C1. Сейсмостойкое промышленное здание / Кулов Р.П. патентообладатель: ФГБОУ ВО «СКГМИ», опубл. 10.07.2016, бюл. № 19. – 9 с.*
16. *Патент RU 2625133 C1. Способ нейтрализации сейсмических колебаний и устройство для его реализации / Ефимочкин А.П., патентообладатель: Ефимочкин А.П., опубл. 11.07.2017, бюл. № 20. – 6 с.*

Keywords: *seismic activity, pipeline construction, seismic dynamic theory, seismic movable support, seismic pipeline.*

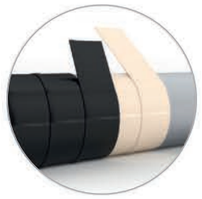
ТМС ГРУПП

Трубопроводная продукция:

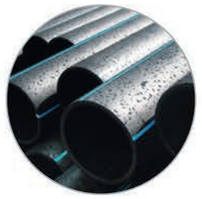
производство труб и фасонных изделий в антикоррозионном и теплоизолированном исполнениях

Металлопластмассовые трубы и детали трубопроводов ∅ 89–325 мм. Стальные трубы и детали трубопроводов с наружным полимерным покрытием, футерованные внутри полиэтиленовой оболочкой, закрепленной наконечниками из коррозионностойкой стали.

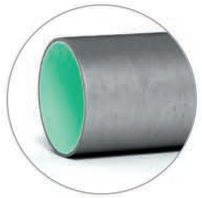
Механические электроизолирующие соединения (МЭСТ). Предназначены для электрического разъединения трубопроводов в целях устранения блуждающих токов и предотвращения рассеивания защитных токов электрохимической защиты.



Наружное полиэтиленовое покрытие труб ∅ 57–1420 мм. Покрытие наружное защитное на основе экструдированного полиэтилена.



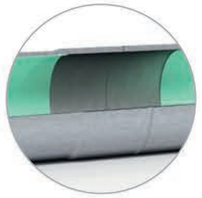
Трубы полиэтиленовые ∅ 25–450 мм для трубопроводов, транспортирующих питьевую воду температурой от 0 до +40 °С.



Трубы и детали трубопроводов с внутренним антикоррозионным лакокрасочным покрытием.

Соединительные детали, узлы трубопроводов с внутренним полимерным покрытием ∅ 89–325 мм и с температурой эксплуатации до +120 °С.

Трубы и детали трубопроводов теплоизолированные пенополиуретаном, для подземной бесканальной и надземной прокладки.



Металлизационное покрытие концевых участков труб и деталей трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием представляет собой втулки из коррозионностойкой стали, устанавливаемые на неизолированные участки трубы.

Трубы с комбинированной изоляцией и противопожарные вставки для строительства магистральных нефте- и газопроводов, также технологических трубопроводов, транспортирующих высокотемпературную среду до +360 °С.

Антикоррозионное полимерное покрытие на основе порошковых материалов предназначено для защиты стальных трубопроводов различного назначения от коррозионно-активного воздействия окружающей среды

РЕКЛАМА

Мы минимизируем Ваши потери на авариях трубопроводов!

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

Neftegaz.RU
номер 12/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Зарипов Руслан Фанисович,
аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»,
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Коробков Геннадий Евгеньевич,
профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
д.т.н., профессор

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДАННЫЕ ПО ОСОБЕННОСТЯМ АКТИВНОЙ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ АРКТИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ. ДАНА ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ СЕВЕРА. РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ. ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ ОТКАЗОВ В РАБОТЕ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ СРЕДСТВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ. ПОДТВЕРЖДЕНА НЕОБХОДИМОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ ТРЕБУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

THE PAPER PRESENTS DATA ON THE FEATURES OF THE ACTIVE ANTICORROSION PROTECTION OF ARCTIC PIPELINES. THE CHARACTERISTIC OF CLIMATIC CONDITIONS OF THE NORTH IS GIVEN. THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF CATHODE PROTECTION ARE CONSIDERED. REVIEWED THE FAILURES IN THE OPERATION OF CATHODIC PROTECTION EQUIPMENT. CONFIRMED THE NEED TO IMPLEMENT RECOMMENDATIONS TO MAINTAIN THE REQUIRED PARAMETERS FOR THE PROTECTION OF PIPELINES

Ключевые слова: *долговечность, магистральный трубопровод, многолетнемерзлые грунты, высокоомные грунты, коррозия, электрохимическая защита, станция, катодная защита, анод, протяженные протекторы, защитный потенциал.*

УДК 622.692.4 (07)

Долговечность трубопроводов в естественных условиях окружающей среды снижается из-за необратимых процессов коррозии металла [1]. Продлить ее можно с помощью использования электрохимической защиты (ЭХЗ) сооружений (активная защита), которая применяется в комплексе с противокоррозионными покрытиями (пассивная защита). Так, например, в настоящее время на магистральных газопроводах эксплуатируются более 18 тыс. станций катодной защиты (СКЗ) различных модификаций. Около 76 % СКЗ установлены в северных регионах.

Для обеспечения эффективной электрохимической защиты в течение всего срока эксплуатации магистральных трубопроводов большого диаметра в экстремальных условиях Севера потребовался комплексный подход к разработке высоконадежных средств катодной защиты с резервированием электроснабжения.

Активная катодная защита обеспечивается установкой катодной защиты (УКЗ), состоящей из источника электроснабжения, преобразователя (станция катодной защиты), анодного заземления, линий постоянного тока, неполяризующегося электрода сравнения длительного действия и контрольно-измерительного пункта.

Для подземных и наземных трубопроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), должна предусматриваться ЭХЗ независимо от коррозионной активности грунтов [2, 4].

ММГ являются высокоомными грунтами, то есть обладающими высоким электрическим сопротивлением грунта. В естественном состоянии такие грунты характеризуются отсутствием электролитов.

Катодную защиту следует применять для трубопроводов, вокруг которых грунт промерзает в зимний период («холодные» участки).

ФАКТЫ

500 Ом·м

максимальное удельное электрическое сопротивление грунтов, при котором следует использовать протяженные протекторы

При отсутствии источников электроэнергии допускается применять на «холодных» участках вместо катодных станций протяженные протекторы. Протекторную защиту (в том числе и протяженными протекторами) допускается применять на любых участках трубопровода, где грунт вокруг него находится в талом состоянии. Протяженные протекторы следует использовать в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 500 Ом·м.

ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не более максимального значений [3].

В интервале температур транспортируемого продукта от минус 5 до минус 1 °С минимальный защитный потенциал нефтепроводов $U_{мин}$ = -0,8 В, а в интервале температур ±1 °С $U_{мин}$ = -0,85 В. Критерии ЭХЗ нефтепроводов от коррозии в зависимости от температуры транспортируемого продукта, в соответствии с [2] показаны в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Критерии ЭХЗ в зависимости от температуры транспортируемого продукта

Температура перекачиваемого продукта, °С	-5 – -1	-1 – +1	+2	+7	+10	+14	+18	+22	+26	+30
$U_{мин}$, В	-0,8	-0,85	-0,81	-0,82	-0,83	-0,84	-0,85	-0,88	-0,92	-0,95

ТАБЛИЦА 2. Критерии ЭХЗ в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта

Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	от 100 до 1000	Более 1000
$U_{мин}$, В	-0,75	-0,65

Газонефтепроводы, температура стенок которых в период эксплуатации ниже минус 5 °С, не подлежат ЭХЗ в случае отсутствия негативного влияния блуждающих токов от источников переменного и постоянного тока.

Критерии ЭХЗ газопроводов от коррозии в зависимости от температуры транспортируемого продукта, в соответствии с документом [4], принимаются:

- для газопроводов с температурой транспортируемого продукта от 5 °С до минус 5 °С $U_{минт}$ = - 0,65 В,
- величина $U_{макс}$ = - 1,2 В.

Критерии ЭХЗ от коррозии в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта, в соответствии с документом [4] принимаются по таблице 2.

Также необходимо иметь представление об изменении удельного электрического сопротивления грунта в течение года. В соответствии с документом [4] его можно оценить по формуле

$\rho_{мин} = \rho_{ср} \cdot \eta_{мин}$,

где $\eta_{мин}$ – сезонный коэффициент;

$\rho_{ср}$ – среднее удельное сопротивление грунта, Ом·м, измеренное у трубопровода в трех точках по глубине заложения.

Значения сезонного коэффициента определяются по таблице 3.

В многолетнемерзлых грунтах газопроводы следует проектировать преимущественно на участках с криопегами или ниже горизонта ММГ. В сложных геологических условиях (скальные, многолетнемерзлые грунты) возможно размещение анодных заземлений в одной траншее с трубопроводом.

Защитный ток, накладываемый на трубопровод от преобразователя (станции катодной защиты) и создающий разность потенциалов «труба–земля», распределяется неравномерно по длине трубопровода (при использовании глубинного или сосредоточенного (группового) анодного заземления). Поэтому максимальное по абсолютной величине значение этой разности находится в точке подключения источника

ФАКТЫ

-0,8 В

минимальный защитный потенциал нефтепроводов в интервале температур транспортируемого продукта от -5 до -1°С

тока (точке дренажа). По мере удаления в обе стороны от этой точки разность потенциалов «труба-земля» уменьшается. Чрезмерное завышение разности потенциалов отрицательно влияет на адгезию покрытия и может вызвать наводораживание металла трубы, что может стать причиной водородного растрескивания. Снижение разности потенциалов не обеспечивает защиту от коррозии по всей протяжённости трубопровода.

Для эффективной работы глубинного анодного заземлителя необходимо в процессе монтажа добиться, чтобы его сопротивление растекания было менее или равно 1 Ом м, а добиться такого в высокоомных многолетнемерзлых грунтах практически не представляется возможным. Зона защиты станции катодной защиты в таких породах будет минимальной из-за плохой проводимости грунта.

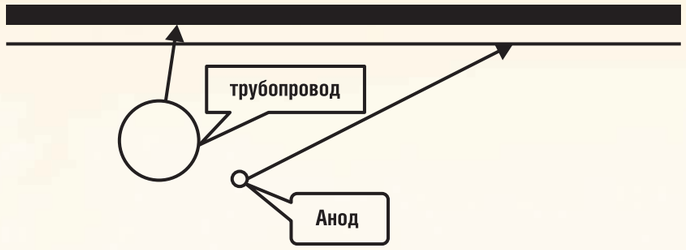
Этого недостатка можно избежать, используя схему с протяженными анодами. В схеме с протяженными анодами используются аноды кабельного типа, состоящие из металлического проводника (жилы), покрытого специальной электропроводящей оболочкой из эластомера. При строительстве аноды укладываются одновременно с трубопроводом (см. рисунок 1).

Анализируя коррозионное повреждение трубопроводов Аляски и Канады, В.В. Притула еще в 1975году отметил, что коррозионное разрушение поверхности подземных трубопроводов в полярных странах Северной Америки происходит по обычной схеме, так как трубопроводы находятся круглогодично в талом грунте,

ТАБЛИЦА 3. Значения сезонного коэффициента

Месяц	**январь**	**февраль**	**март**	**апрель**	**май**	**июнь**	**июль**	**август**	**сентябрь**	**октябрь**	**ноябрь**	**декабрь**
Значение $\eta_{мин}$	0,69	0,63	0,57	0,69	0,74	0,89	1,00	0,89	0,97	0,86	0,74	0,77

РИС. 1. Одновременная укладка анода и трубопровода



ввиду того что температура транспортируемого газа значительно выше 0 °С. Замедление коррозии происходит лишь при полном промерзании грунта вокруг тела трубы. В других условиях скорость коррозионных процессов сопоставима со скоростью коррозии в обычных условиях.

Трубопроводы, проложенные в многолетнемерзлых грунтах, находятся в условиях циклического промерзания и оттаивания, которые приводят к разрушению изоляционных покрытий. Одновременно с этим при замерзании грунтов в пленке незамерзшей воды резко увеличивается концентрация водородных ионов (содержание водородных ионов pH ниже 4), которая в грунтах криолитозоны в сотни раз выше, чем в грунтах зон степей, в результате чего пленочная вода по своей агрессивности приближается к кислотам. Также коррозионная активность мерзлых грунтов криолитозоны обусловлена высокой концентрацией в них углекислоты и растворенных органических веществ.

При воздействии на многолетнемёрзлый грунт положительной температуры происходит его оттаивание и разжижение. Однако не все виды вечномёрзлых грунтов ведут себя одинаково при оттаивании, соответственно эффект воздействия оттаявшего грунта на трубопровод будет также неодинаков.

Рассмотрим классификацию, которая позволит чётко разграничить характер оттаивания и его последствия на состояние трубопровода.

I категория – непросадочные многолетнемёрзлые грунты, дающие при оттаивании незначительную равномерную осадку. К этой категории относятся скальные, гравелистые и крупнозернистые однородные песчаные грунты.

II категория – малопросадочные грунты, дающие равномерную осадку до 10% глубины оттаявшего слоя. Это условие характерно для тундровой и лесотундровой плохо дренированной местности.

III категория – льдонасыщенные грунты, дающие неравномерную осадку до 40% толщины оттаявшего слоя. Это условие характерно для бугристых и плоских мёрзлых торфяников.

IV категория – группы, содержащие крупные включения подземного льда, дающие при оттаивании провалы, термокарсты, участки бугров пучения (в данных грунтах прокладка трубопроводов не рекомендуется).

На коррозионное состояние протяжённого трубопровода в указанных условиях будет влиять не только различная степень обводненности грунта, но и чередование грунтов с различным сопротивлением. Поэтому в данном случае также остро встает вопрос об образовании гальванических коррозионных элементов. Кроме того, в процессе сезонных оттаиваний грунта происходят его подвижки, что приводит к разрушению изоляционного покрытия.

ФАКТЫ

До 40 %

осадки толщины оттаявшего слоя дают льдонасыщенные грунты, что характерно для бугристых и плоских мёрзлых торфяников

Катодная защита возможна только в том случае, когда защищаемая конструкция и анодное заземление находятся в электронном и электролитическом контакте: первое достигается с помощью металлических проводников, а второе – благодаря наличию электролитической среды (грунта), в которую погружаются защищаемая конструкция и анодное заземление. Катодная защита регулируется путем поддержания необходимого защитного потенциала, который измеряется между конструкцией (или датчиком поляризационного потенциала) и электродом сравнения (ЭС).

Основным параметром, определяющим качество катодной защиты, является защитный потенциал $U_{т-з}$ – электродный потенциал металлоконструкции, при котором коррозионные реакции не идут вообще, либо идут с такой скоростью, что ими можно пренебречь.

Значения минимального и максимального защитных потенциалов в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода регламентируются рядом нормативно-технических документов, в частности – для магистральных трубопроводов ГОСТ 51164-98.

Однако регламентируемый защитный потенциал гарантирует минимальную скорость коррозии металла, расположенного в месте открытого (сквозного) повреждения изоляции. Если оголенный участок металла находится под отслаиванием покрытия, который экранирует защитный ток, катодная защита оказывается малоэффективной и критерии защиты в таких местах не соответствует требуемым значениям, в то время как доступ коррозионной среды к такому участку обеспечивается.

Neftegaz.RU
номер 12/2018 г.

ТАБЛИЦА 4. Основные виды отказов и их удельный вес (в %)

Причина отказа	Удельный вес, %
Обрыв провода к анодному заземлителю	20 %
Обрыв катодного вывода	3 %
Пробой диодов, тиристоров выпрямителя	16 %
Нарушение контакта в переключателях и разъемах	16 %
Неисправность блока управления и измерения	6 %
Отключение сети 220 В	13 %
Пробой трансформатора	5 %
Неисправности высоковольтного разъединителя	14 %
Обрыв ЛЭП 6–10 кВ	7 %

Многообразие и суровость природно-климатических условий Севера оказывают решающее влияние на эффективность выбора применения средств электрохимической защиты от коррозии.

Надежность эксплуатируемых трубопроводных систем зависит от состояния изоляции, работы средств катодной защиты, энергообеспечения этих средств и своевременного проведения капитального ремонта нефтегазотранспортных систем по результатам комплексного обследования.

Анализ отказов в работе эксплуатируемых средств катодной защиты показывает, что основной причиной выхода из строя установок являются низкая надежность элементной базы преобразователей (пробой диодных мостов, отсутствие блоков защиты от перенапряжения, выход из строя блоков управления). По этой причине число отказов достигает 12–15% от общего числа отказов.

ФАКТЫ

1 Ом·м

или менее должно быть сопротивление растекания для эффективной работы глубинного анодного заземлителя, добиться этого необходимо в процессе монтажа, что практически невозможно

Более 20 % отказов приходится на анодные заземления, которые выходят из строя по причине обрыва провода в зоне контактного узла (изоляция провода нарушается от воздействия хлора). Поэтому материал анода не полностью используется, что резко снижает срок его эксплуатации.

Низкая надежность энергоснабжения наблюдается по причине отказов коммутационной аппаратуры (высоковольтные разъединители на каждой УКЗ), обрывы проводов ЛЭП 6–10 кВ в районах обледенения, веерное отключение предприятий, от подстанций которых обеспечивается энергоснабжение УКЗ. Число отказов достигает 22–25 %.

Основные виды отказов и их удельный вес (в %) сведены в таблицу 4.

Климатические условия Севера характеризуется низкими отрицательными температурами, шквальными ветрами, снежными заносами, обледенениями. После длительной (до 9 месяцев) полярной ночи наступает короткое лето, которое характеризуется сильными туманами (п/о Ямал и другие регионы). Полярные ночи, туманы, высокая обводненность и заболоченность, сильное обледенение и снежные заносы затрудняют обслуживание и ремонт установок катодной защиты и линий электропередачи. Чередование мерзлотности, пучинистости, низкой и высокой минерализации грунтов требуют прямо противоположных решений по защите от коррозии.

Учитывая особенности эксплуатации северных трубопроводов, для проектирования катодной защиты в [5] предложена система катодной защиты на базе новых технологий и аппаратуры (рисунок 2) и основные критерии ее эффективности (рисунок 3).

РИС. 2. Система катодной защиты северных трубопроводов

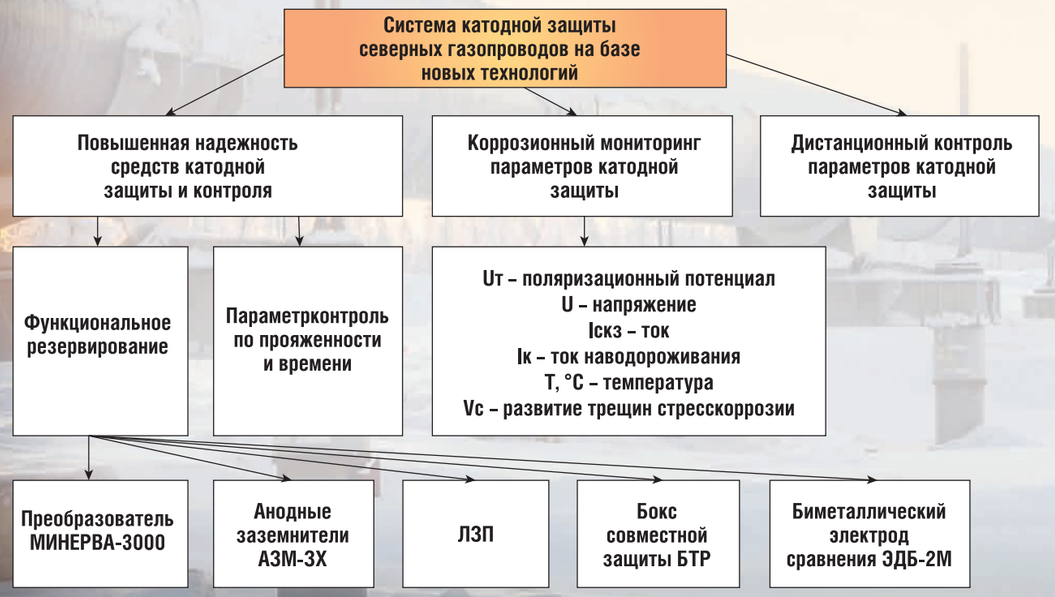


РИС. 3. Основные критерии эффективности катодной защиты

Выводы

Таким образом, имеются специфические особенности, из которых следует исходить при разработке и проектировании систем защиты магистральных трубопроводов Севера России:

1) затруднение (невозможность) периодического контроля и обслуживания наземных средств защиты;
2) низкая эксплуатационная надежность наземной аппаратуры и высоковольтных линий электроснабжения (ВЛ 6/10 кВ);
3) затруднение (невозможность) выполнения ремонтных работ систем защиты от коррозии;
4) нестабильность токораспределения на защищаемых коммуникациях по протяженности и во времени.

Трубопроводы, проложенные в многолетнемерзлых грунтах, находятся в неблагоприятных условиях повышенной коррозионной опасности и нуждаются в катодной защите даже в большей степени, чем трубопроводы, проложенные в районах с умеренным климатом. ●

Литература

1. *Неверов, А.С. Коррозия и защита материалов / А.С. Неверов, Д.А. Родченко, М.И. Цырлин // Минск. Издательство Высшая школа, 2007. – 222 с.*
2. *СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Издательство стандартов, 2012. – 97 с.*
3. *Мустафин, Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов. Том1. Под общ. ред. Профессора Г.Г. Васильева / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. Уфа «Нефтегазовое дело», 2007. – 632 с.*
4. *Р Газпром 9.2-005-2009. Критерий защищенности от коррозии для участков газопроводов, проложенных в высокоомных (скальных, песчаных, многолетнемерзлых) грунтах. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – 16 с.*
5. *Галиуллин, З.Т. Средства катодной защиты на базе новых технологий / З.Т. Галиуллин, Н.А. Петров, В.Д. Сулимин «ВНИИГАЗ». Available at: http://www.cathode.ru/t_pub2.shtml.htm.*

KEYWORDS: *durability, main pipeline, permafrost soils, high resistance soils, corrosion, electrochemical protection, station, cathodic protection, anode, extended protectors, protective potential.*

В НЕФТЯНОМ ПОТОКЕ

«Трест Коксохиммонтаж» в крупнейшем трубопроводном проекте России

УДК 621.644

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМ И ВОСТРЕБОВАННЫМ ВИДОМ ТРАНСПОРТА НЕФТИ ЯВЛЯЮТСЯ НЕФТЕПРОВОДЫ. ИХ СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ СОПРЯЖЕНО СО СЛОЖНЫМИ ИНЖЕНЕРНЫМИ РЕШЕНИЯМИ, РАЗРАБОТКА КОТОРЫХ ПОД СИЛУ ТОЛЬКО НАСТОЯЩИМ ПРОФЕССИОНАЛАМ. АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» ВХОДИТ В ЧИСЛО ЛИДЕРОВ СТРОИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ, В ЧИСЛО ЕЕ СПЕЦИАЛИЗАЦИЙ ВХОДЯТ УСЛУГИ КОМПАНИЯМ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИМ КРУПНЕЙШИЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЯНОГО ТРАНСПОРТА. КАК СЕГОДНЯ РЕАЛИЗУЮТСЯ ПРОЕКТЫ НАЦИОНАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ В ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ?

THE MOST COMMON AND POPULAR MODE OF TRANSPORT OF PETROLEUM IS OIL PIPELINES. THEIR CONSTRUCTION AND MAINTENANCE IS ASSOCIATED WITH COMPLEX ENGINEERING SOLUTIONS, THE DEVELOPMENT OF WHICH IS ONLY POSSIBLE FOR TRUE PROFESSIONALS. THE 'TRUST KOKSOKHIMMONTAZH' JSC IS ONE OF THE LEADERS IN THE RUSSIAN CONSTRUCTION INDUSTRY. ONE OF THE SPECIALIZATION OF COMPANY – OFFERING SERVICES TO COMPANIES OPERATING THE LARGEST OIL TRANSPORT FACILITIES. HOW ARE THE PROJECTS OF NATIONAL SIGNIFICANCE BEING IMPLEMENTED NOW IN THE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS?

Ключевые слова: *транспортировка нефти, Трест Коксохиммонтаж, строительство в нефтегазовом комплексе, эксплуатация нефтепроводов, резервуары.*

22 октября 2018 года в Москве прошло торжественное мероприятие, посвященное завершению проекта расширения трубопроводных мощностей Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), в котором приняли участие представители министерств энергетики России и Казахстана, акционеры и руководство КТК, представители региональных органов власти и местных администраций, специалисты Консорциума и его подрядных организаций. В их числе – Трест Коксохиммонтаж.

Протяженность магистрального трубопровода Тенгиз–Новороссийск составляет 1511 км. Международный Проект расширения мощностей позволил увеличить его пропускную способность более чем вдвое – с 28 до 67 млн т нефти в год.

Высокий профессионализм и ответственность специалистов треста были использованы при строительстве резервуарного парка морского терминала КТК – это конечная точка нефтепровода, расположенная на Черном море вблизи Новороссийска. Одна из ключевых ролей в выполнении проекта расширения КТК принадлежит АО «Трест Коксохиммонтаж».

Реализация проекта началась в 2011 году, а «Трест Коксохиммонтаж» был выбран одним из основных подрядчиков. В рамках проекта расширения ЗАО «КТК-Р» поручило «Тресту Коксохиммонтаж» выполнить комплексное развитие наземных сооружений морского терминала. Данное развитие включало проведение следующих мероприятий: превращение горной местности в условно плоскую поверхность площадью 75 гектаров; устройство подъездной и внутренних автомобильных дорог длиной 18,5 километра; строительство комплекса производственных и административных зданий, подземную прокладку 9 километров технологических трубопроводов диаметром до 1400 миллиметров, 18 километров инженерных сетей диаметром до 700 миллиметров, 580 километров электрокабелей, устройство более 250 монолитных колодцев; монтаж 24 молниеприемников высотой с десятиэтажный дом. Но основной задачей было построить шесть вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей емкостью 100 тыс. кубометров каждый. Особенностью данных резервуаров, в отличие от резервуаров емкостью 50 000 кубометров, широко распространенных в России, стало применение для основных несущих конструкций сталей с повышенными характеристиками прочности и пластичности. Внедрение Трестом Коксохиммонтаж автоматических способов сварки и современного сварочного оборудования обеспечило получение качественных сварных соединений с высокими механическими и эксплуатационными характеристиками. Монтаж металлоконструкций РВС без устройства технологического проема в стенке (с погрузкой крана краном внутрь резервуара) и применение современной монтажной оснастки позволило избежать линейного смещения листов при сварке (депланации).

Более 300 высококвалифицированных специалистов, имеющих опыт работы на других объектах треста, было отобрано Трестом для работы над проектом КТК уже к осени 2011 года. Также к этому сроку «Трест Коксохиммонтаж» построил базу строителей и мобилизовал спецтехнику. А всего численность задействованных в строительстве объекта в пиковые моменты превышала 1,5 тыс. человек.

За три года реализации проекта «Трест Коксохиммонтаж» выполнил земляные работы объемом 4,5 млн м^3, разработал около 2,5 млн м^3 грунта, в том числе 1,8 млн м^3 скального грунта, произвел устройство 1,8 млн м^3 насыпи. Огромные усилия затрачены специалистами Треста на строительство инженерных сетей. Основными вызовами здесь стали работа в условиях действующих коммуникаций, разработка траншеи в скальных грунтах VIII группы прочности, а также конструкций технологических колодцев и камер, которые в условиях девятибалльной сейсмики превратились в бетонные бастионы, способные противостоять даже землетрясению.

Уникальность работ над резервуарами для КТК состояла в том, что проект был реализован полностью силами российской компании. Помимо строительно-монтажной деятельности и осуществления поставок оборудования, Коксохиммонтаж силами своего проектного института также осуществил проектирование 6-ти РВС 100 000 м^3 и др. объектов.

В ходе производства работ в резервуарном парке специалисты «Треста Коксохиммонтаж» применили собственные ноу-хау: катучие подмости и использование дополнительного мобильного короткобазового крана Q=40 тн внутри резервуара для параллельных работ по монтажу плавающей крыши и внутренних технологических устройств.

- Катучие подмости заменяют строительные леса вдоль стенки резервуаров, их монтаж и перемещение значительно менее трудоемки по сравнению со стандартными лесами, что отражается на сокращении сроков выполнения работ. Помимо этого применение таких подмостей обеспечивает безопасность труда на уровне соответствия самым строгим стандартам в области промышленной безопасности как российских, так и европейских нормативов.
- Работа грузоподъемного крана внутри резервуара позволяет совмещать монтаж днища, стенки и плавающей крыши, что экономит время. Однако при этом кран «попадает в западню», находясь внутри возведенной кольцевой стены, и для его извлечения применяется другой кран. Эта спецоперация тщательно рассчитывается и готовится, ее выполнение связано с рисками и опасностями и требует соответствующего опыта, высокой квалификации и напряжения.

На данный момент в России есть всего 14 таких резервуаров и все их построили специалисты «Треста Коксохиммонтаж». Помимо десяти, принадлежащих КТК, два находятся в Хабаровском крае (проект «Сахалин-1» для Exon Mobile и Роснефти) и еще два – на проекте «Сахалин-2» для компаний Газпром и Royal Dutch Shell.

Руководство треста считает одной из своих важнейших задач при строительстве объектов – бережное отношение к окружающей среде. «Трест Коксохиммонтаж» производит строительные работы со строгим соблюдением границ земельных участков. Все строительно-монтажные работы осуществляются таким образом, чтобы исключить возможность причинения вреда окружающей среде и её экосистемам. Работа строительной техники и оборудования, оборот образующихся в процессе строительства отходов находится под постоянным контролем с целью минимизации воздействия на природу и населенные районы.

Помимо решения производственных вопросов Трест Коксохиммонтаж активно участвует в развитии социальных программ и проектов в регионах присутствия, оставаясь при этом одним из крупнейших налогоплательщиков в масштабах страны.

Сегодня география работ АО «Трест Коксохиммонтаж» действительно обширна: один за другим в стране и за рубежом появляются сложные промышленные и инфраструктурные объекты, возведенные с участием «Треста Коксохиммонтаж». Участие в таких масштабных и значимых для всей России проектах стало возможным благодаря высокоэффективной сплоченной команде профессионалов во главе с сильным лидером. Сотрудники Треста – это молодые, перспективные, амбициозные специалисты, готовые расти и развиваться вместе с компанией, и опытные руководители, за плечами которых десятки построенных объектов. Такая «спайка» энергии молодых умов и опыта руководителей позволяет добиваться успеха, основой которого является инженерный подход к решению всех поставленных задач, способность к разумному риску, новаторству и обеспечение безупречного качества выполняемых предприятием работ. Устойчивое развитие компании и постоянное обновление оборудования и техники является приоритетом для АО «Трест Коксохиммонтаж».

Для компании «Трест Коксохиммонтаж» большая честь внести свой вклад в стратегические проекты, важные для развития и успешного функционирования российской экономики. ●

Keywords: *transportation of oil, Trust coke, construction in the oil and gas complex, operation of oil pipelines, tanks.*

К ВОПРОСУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

УДК 621.65.03+621.65.05

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТРУБОПРОВОДАМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ РЕЖИМОМ ПЕРЕКАЧКИ, ПОЛУЧЕННЫМ В РЕЗУЛЬТАТЕ СОВМЕЩЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА И ТРУБОПРОВОДА. ЭТИ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕНЯЮТСЯ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СВОЙСТВ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ СРЕДЫ, ПРИ ДОБАВЛЕНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК, А ТАКЖЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАКИХ-ЛИБО КОНСТРУКТИВНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ ИЛИ НАСОСЕ. СУЩЕСТВУЮТ РАЗЛИЧНЫЕ ВИДЫ ЦЕЛЕВЫХ ФУНКЦИЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ВО МНОГИХ РАБОТАХ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ПО МНЕНИЮ АВТОРОВ, ТАКОЙ ПАРАМЕТР МОЖЕТ БЫТЬ ЛЕГКО ИЗМЕРЕН, ОБЛАДАЕТ НЕОБХОДИМОЙ ИНФОРМАТИВНОСТЬЮ И УЧИТЫВАЕТ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАК НАСОСА, ТАК И ТРУБОПРОВОДА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДЛАГАЮТСЯ АНАЛИТИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ, КОТОРЫЕ ДАЮТ СВЯЗЬ МЕЖДУ УДЕЛЬНЫМИ ЗАТРАТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И КОЭФФИЦИЕНТОМ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА, А ТАКЖЕ ПОЗВОЛЯЮТ ОЦЕНИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЯЕМОЙ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ В ДЕНЕЖНОМ ВЫРАЖЕНИИ

THE PUMP PERFORMANCE INCORPORATED WITH PIPELINE SERVES THE GOALS OF ENHANCED EFFECTIVENESS OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS TRANSPORT. THESE CHARACTERISTICS WILL DIFFER ACCORDING TO THE PUMPED MEDIUM PROPERTIES, WITH THE ADDITION OF ANTI-TURBULENT ADDITIVES AND POUR-POINT DEPRESSANT, AS WELL AS WITH ANY DESIGN CHANGES IN THE PIPELINE OR PUMP. THERE ARE VARIOUS TYPES OF TARGET FUNCTIONS FOR MODES OPTIMIZATION OF TRUNK PIPELINE'S OPERATION. THERE IS A VAST LITERATURE ON THE COST BENEFIT OF PUMPING OIL AND OIL PRODUCTS, WHERE THE UNIT COST OF ELECTRICITY IS TAKEN AS THE BASIS. ACCORDING TO THE AUTHORS, THIS PARAMETER CAN BE EASILY MEASURED, HAS THE NECESSARY INFORMATION AND TAKES INTO ACCOUNT THE CHARACTERISTICS OF BOTH THE PUMP AND THE PIPELINE. THIS ARTICLE OFFERS ANALYTICAL DEPENDENCIES, WHERE A DIRECT LINK BETWEEN THE UNIT COST OF ELECTRICITY AND THE PUMP EFFICIENCY CAN BE IDENTIFIED, AND ALLOWS EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF THE USED ANTI-TURBULENT ADDITIVE IN MONETARY TERMS

Ключевые слова: *удельные затраты электроэнергии, коэффициент полезного действия, транспорт нефти и нефтепродуктов, эффективность перекачки, противотурбулентная присадка.*

Бажайкин Станислав Георгиевич,
д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, НТЦ ООО «НИИ Транснефть»

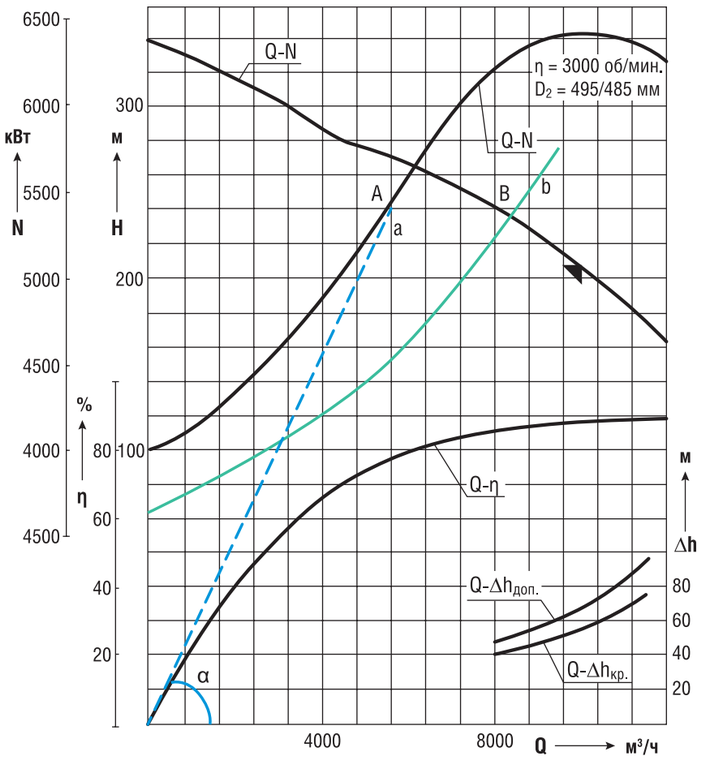
Лукманов Марат Рифкатович,
заместитель директора центра, ООО «НИИ Транснефть»

Михеев Андрей Сергеевич,
научный сотрудник, НТЦ ООО «НИИ Транснефть»

Эффективность транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам определяется режимом перекачки, полученным в результате совмещения характеристик насоса и трубопровода. Эти характеристики меняются при изменении свойств перекачиваемой среды, при добавлении противотурбулентных и депрессорных присадок, а также при проведении каких либо конструктивных изменений в трубопроводе или насосе. Совмещенную характеристику насоса и трубопровода можно изменить путем подключения дополнительных насосных станций или увеличения числа оборотов двигателя. Пример совмещенной характеристики насоса и трубопровода представлен на рисунке 1.

Характеристика трубопровода, пересекаясь с характеристикой насоса Q-H, определяет фактический режим, потребляемую мощность и коэффициент полезного действия. Характеристика трубопровода может двигаться по характеристике насоса в сторону меньших подач путем дросселирования, а в сторону больших подач – уменьшением сопротивления трубопровода. Основным параметром, определяющим эффективность работы насоса, является КПД в области заданных подач. Однако в изменяющихся условиях перекачки изменение свойств перекачиваемой среды, изменение последовательности и параметров подключаемых насосов оперативное определение КПД вызывает сложности.

РИС. 1. Совмещенные характеристики насоса и трубопровода



Необходим параметр, который бы определял не только эффективность работы насоса, но и эффективность перекачки, легко измерялся и связывал трубопровод, насос и затраты электроэнергии.

Из анализа литературы следует, что существуют различные виды целевых функций для оптимизации режимов работы МН и МНПП – объем электроэнергии, мощность электрической энергии, общие затраты электроэнергии на перекачку, КПД насосных агрегатов, КПД НПС и т.д. [1–13].

Во многих работах для расчета эффективности перекачки нефти и нефтепродуктов используются удельные затраты электроэнергии [14, 15].

Такой параметр может быть легко измерен, обладает необходимой информативностью и учитывает характеристики как насоса, так и трубопровода [16, 17].

Удельные затраты насосного агрегата можно определить как соотношение потребляемой мощности к подаче насоса:

$$N_{уд} = \frac{N_{потр}}{Q}, \qquad (1)$$

где $N_{уд}$ – удельные затраты электроэнергии, кВт·ч/м³;

$N_{потр}$ – потребляемая мощность насоса, кВт;

Q – подача насоса, м³/ч.

В таблице 1 по паспортным данным представлены удельные энергозатраты электроэнергии насоса НМ 10000-210, НМ 5000 в режиме оптимальных подач (0,8–1,2 $Q_{опт}$). Аналогичные зависимости приводятся и в работах [16, 17, 18, 19, 20]. Это минимальные значения затрат, при которых насос работает на воде. При увеличении вязкости перекачиваемой жидкости, а также износе элементов насоса (торцевые и щелевые уплотнения) удельные затраты будут увеличиваться.

По мере износа щелевых уплотнений и других элементов насоса КПД будет падать, а удельные затраты электроэнергии возрастать и могут достичь предельного значения, когда эксплуатируемый агрегат может быть малоэффективным. Так, экспериментальные исследования насосов типа НМ показывают, что с увеличением зазора на 0,5 мм КПД снижается на величину до 5%.

Анализ удельных затрат электроэнергии в зависимости от режима перекачки в области 0,8–1,2 $Q_{опт}$ показывает, что для каждого насоса НМ характеристики таковы, что эффективность работы насоса возрастает с увеличением подачи (таблица 1).

Если потребляемую мощность записать через КПД насоса, то получим:

$$N_{уд} = \frac{QH\rho g}{Q \cdot \eta_{нас}} = \frac{P}{\eta_{нас}}, \qquad (2)$$

где $\eta_{нас}$ – КПД насоса;

ТАБЛИЦА 1. Удельные минимальные по паспортным данным энергозатраты насосов НМ 10000, НМ 5000

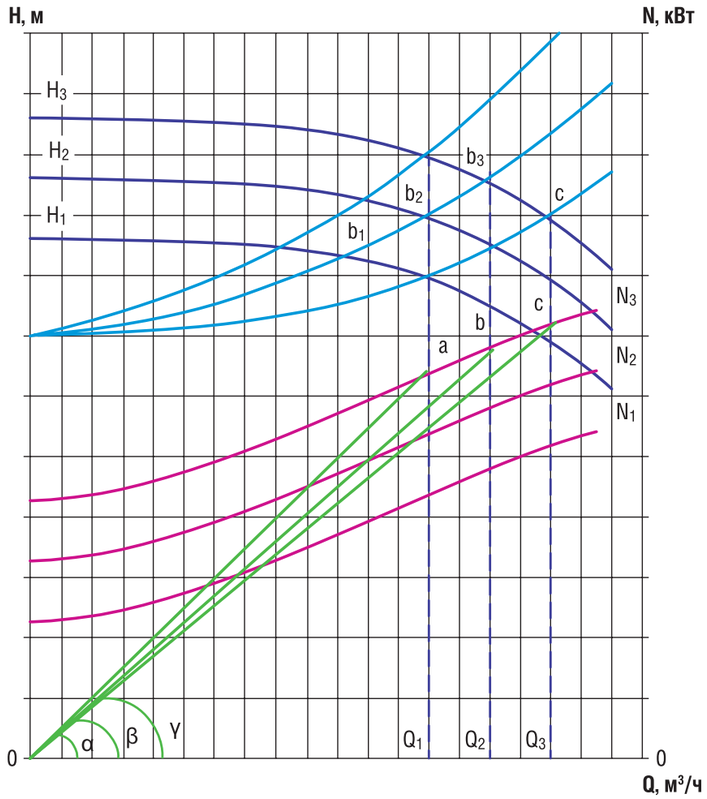
№ п/п	Типоразмер насоса	Подача Q, м³/ч	Потребляемая мощность $N_{потр}$, кВт	Удельные энергозатраты $N_{уд}$, кВт·ч/м³
1	2	3	4	5
1	НМ 10000-210	7 500	6 000	0,8
2	НМ 10000-210	10 000	6 350	0,635
3	НМ 10000-210	11 000	6 300	0,573
4	НМ 5000-230	3 000	2 750	0,917
5	НМ 5000-230	5 000	3 300	0,660
6	НМ 5000-230	5 750	3 400	0,591

ρ – плотность перекачиваемой среды;

P – дифференциальный перепад давления на насосе.

Рассмотрим как изменяются удельные затраты электроэнергии от режима перекачки и количества перекачивающих станций. На рисунке 2 даны зависимости напора *H* и мощности *N* от подачи трех последовательно включенных центробежных насосов. Это кривые H_1, H_2, H_3 и N_1, N_2, N_3, а также возможные характеристики трубопроводов $Q_{та}$, $Q_{тb}$, $Q_{тс}$. Если из начала координат провести луч в любую точку на характеристике потребляемой мощности (например, точка *a* на рисунках 1, 2), то мы увидим, что удельные энергозатраты представляют собой тангенс угла наклона α. Все точки, находящиеся на луче, соответствуют одинаковой величине энергозатрат. Анализ характеристик промысловых и магистральных центробежных насосов показывает, что с увеличением расхода *Q* удельные энергозатраты насосов уменьшаются. Это важный момент, который говорит в пользу применения депрессорных и противотурбулентных присадок и позволяет просто и наглядно анализировать эффективность перекачки.

РИС. 2. Зависимости напора H и мощности N от подачи трех последовательно включенных центробежных насосов



Если есть необходимость увеличения расхода с Q_1 до Q_3 по характеристике H_3, то это можно осуществить путем установки лупинга, вставки или добавки в нефть депрессорной или противотурбулентной присадки. При этом наши усилия вознаграждаются, если затраты при переходе на новый режим окупаются за счет меньшего удельного расхода электроэнергии и увеличения объема перекачки. В результате можно оценить в какую сумму нам обойдется увеличение расхода по трубопроводу.

Рассмотрим случай, когда характеристика насоса с подключением очередной станции перемещается по неизменной характеристике трубопровода, например, от точки b_1 до точек b_2 и b_3 (рисунок 2). Из рисунка 2 следует, что с подключением каждой насосной станции удельные затраты насосов возрастают. Затраты также возрастают и с увеличением числа оборотов. При подрезке же рабочего колеса затраты будут уменьшаться. Эти выводы следуют и из формулы (2).

Пренебрегая особенностями рельефа, преобразуем формулу (2), используя уравнение Дарси-Вейсбаха, и получим удельные затраты электроэнергии на технологическом участке:

$$N_{\text{уд}} = \frac{\lambda L v^2}{2D\eta}\rho \qquad (3)$$

Полученная формула позволяет определить удельные затраты электроэнергии $N_{уд}$ в зависимости от конструктивных параметров трубопровода: L – длина и D – диаметр, а также технологических параметров: v – скорость движения жидкости в трубопроводе, λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, ρ – плотность перекачиваемой среды и η – КПД насосного агрегата. Таким образом, удельные затраты электроэнергии определяются гидравлическими потерями в трубопроводе и эффективностью работы насосного агрегата.

Зная связь между величиной удельных затрат электроэнергии и мероприятиями, которые проводятся с трубопроводом или насосом, можно определить экономический эффект данных мероприятий.

Как пример, рассмотрим применение противотурбулентных присадок с целью увеличения объемов перекачки и возможного уменьшения энергозатрат. Если конструктивные параметры трубопровода неизменны, а эффективность присадки определяется как

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0},$$

то из формулы (3) можно получить:

$$N_f = N_0(1-\psi)\frac{Q_f^2}{Q_0^2}\frac{\eta_0}{\eta_{fQ}} \qquad (4)$$

где Q_f – новый объем перекачки, полученный за счет применения присадки;

η_0 и η_{fq} – КПД насосного агрегата при расходах Q_0 и Q_f, при этом через насос идет одна и та же жидкость без присадки.

Если добавить такую концентрацию присадки, чтобы выполнить плановое задание по увеличению Qf, то по формуле (4) найдем, насколько изменятся удельные затраты электроэнергии, а зная затраты на мероприятия по добавлению присадки мы определим, насколько эффективно применение присадки в целом.

При переходе от расхода Q_0 до Q_f удельные затраты уменьшаются на величину $\Delta N = N_0 - N_f$, что в денежном выражении составляет $\Delta N \cdot P_{эл}$, где $P_{эл}$ – стоимость электроэнергии.

В таком случае прибыль от применения присадки составит:

$$Э_{\text{пр}} = P_{эл}\Delta N\tau + \Delta T - \Delta З, \qquad (5)$$

где $\Delta З$ – затраты на осуществление технологического процесса перекачки с присадкой;

τ – время действия присадки;

ΔT – дополнительная тарифная выручка от увеличения производительности трубопровода.

Аналогичным образом формулы (3) и (4) позволяют рассчитать эффективность работы трубопровода при транспорте нефти от НПС до НПС или на технологическом участке от резервуарного парка до резервуарного парка. При изменении свойств перекачиваемой среды берутся различные значения λ и КПД насосного агрегата. Значения λ будут задаваться для ньютоновских и неньютоновских жидкостей, смесей различных нефтей или при добавлении в нефть конденсата, депрессорных или противотурбулентных присадок. Значения λ необходимо брать по лабораторным исследованиям или по известным литературным источникам. Полученные теоретические зависимости требуют апробации в условиях промышленного эксперимента.

Литература

1. *О формировании грузопотоков нефти в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»/ Кацал И.Н., Ляпин А.Ю., Дубовой Е.С. и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М: НИИ Транснефть, 2016. – № 2 (22) – С. 92–95.*
2. *Новоселов В.Ф., Левин В.С. Управление магистральными нефтепроводами при неполной информации // Трубопроводный транспорт нефти: Сб. научн. тр. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981. – С. 105–109.*
3. *Новоселов В.Ф., Левин В.С., Веременко А.А. К планированию перекачки нефти по магистральному нефтепроводу // Нефтяная промышленность. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – № 1. – С. 23–24.*
4. *Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках/ Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 4 (12). С. 36–41.*
5. *Ахмадуллин К.Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. № 3. 2005. С. 100–103.*
6. *Богданов Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 58–69.*
7. *Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 1.*
8. *Гольянов А.И., Михайлов А.В., Нечваль А.М., Гольянов А.А. Выбор рационального режима работы магистрального трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1998. № 10. С. 16–18.*
9. *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.*
10. *Вязунов Е.В., Голосовкер В.И., Щепетков Л.Г. Оптимальное управление нефтепроводом и оценка его эффективности // Нефтяное хозяйство. 1974. – № 5.*
11. *Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов. // Пробл. сбора, подгот. и трансп. нефти и нефтепродуктов: Сб. тр. / ИПТЭР; ТрансТЭК. – Уфа, 2003. – Вып. 62. – С. 46–49.*
12. *Маракасов В.Ф., Чернова О.В., Хозяинова Т.В., Программный комплекс «Расчет оптимальных режимов нефтепроводов для перекачки нефтей со сложными реологическими свойствами», Ухтинский государственный технический университет, 25 с.*
13. *Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2. – 621 с.*
14. *А.И. Гольянов, А.А. Гольянов, С.Е. Кутуков. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов // Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, № 4, 2017.*
15. *Л.Г. Колпаков. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. М: Недра, 1985.*
16. *Ревель-Муроз П.А. К вопросу комплексного подхода к расчету эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017, № 1 (28). С. 42–47.*
17. *С.Г. Бажайкин, С.Е. Кутуков, А.И. Гольянов, А.С. Михеев. Влияние изменения режимов работы центробежного насоса ми трубопровода на эффективность перекачки // Тезисы докладов XIII Международной научно-практической конференции 23–24 мая 2018 г. Уфа, Издательство УГНТУ.*
18. *Гольянов А.И., Гольянов А.А. Влияние характеристик центробежных насосов на энергетические показатели работы магистральных нефтепроводов // НИС, ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ. Сер. «Транспорт и хранение нефтепродуктов». Вып. 10–11, 2002. С. 29–35.*
19. *Гольянов А.И., Жолобов В.В., Несын Г.В., Семин С.Л., Ширяев А.М. Снижение гидродинамического сопротивления при течении углеводородных жидкостей в трубах противотурбулентными присадками. Научный обзор истории вопроса // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 80–87.*
20. *Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов / А.И. Гольянов, А.А. Гольянов, С.Е. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4 (110). С. 156–170.*

KEYWORDS: *specific energy costs, efficiency, transportation of oil and oil products, pumping efficiency, anti-turbulent additive.*

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

при перекачке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам разного диаметра

Гареев Мурсалим Мухутдинович,
заместитель заведующего кафедрой «Транспорт и хранение нефти и газа» ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, д.т.н., профессор

Далия Амировна Альмухаметова,
инженер по эксплуатации нефтегазопроводов, Черкасское РНУ АК «Транснефть-Урал»

Гульназ Фаритовна Ахметвалеева,
магистрант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ ПОЛУЧЕННЫЕ СООТНОШЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДА НА ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ (МАСШТАБНЫЙ ПЕРЕХОД) ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ СЫРЬЯ ПО ТРУБОПРОВОДУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ПЕРЕКАЧКИ, А ТАКЖЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ МАСШТАБНОГО ПЕРЕХОДА

THE ARTICLE GIVES THE OBTAINED RELATIONSHIPS FOR PREDICTING THE EFFECT OF THE DIAMETER OF A PIPE ON THE REDUCTION OF THE COEFFICIENT OF HYDRAULIC RESISTANCE (SCALE TRANSITION) WHEN PUMPING LIQUIDS THROUGH A PIPELINE USING ANTI-TURBULENT ADDITIVES UNDER VARIOUS PUMPING CONDITIONS, AS WELL AS THE THEORETICAL JUSTIFICATION FOR THE SCALE TRANSITION METHODS

Ключевые слова: *противотурбулентные присадки, диаметр трубопровода, масштабный переход, эффективность, концентрация, напряжение сдвига, скорость трения, средняя скорость потока.*

УДК 622.692.4

Проблема масштабного перехода, т.е. возможность прогнозирования эффективности использования ПТП при перекачке по трубопроводам, по имеющимся опытным данным для одного трубопровода, на другой трубопровод, отличающийся диаметром, является актуальной задачей. На эффективность использования ПТП влияют множество факторов: температура перекачиваемой нефти или нефтепродукта, их физико-химические свойства, молекулярная масса полимера, концентрация ПТП, характеристическая вязкость раствора, режимы перекачки и другие. Соответственно в настоящее время нет достаточно обоснованной теоретической методики масштабного перехода. Имеются эмпирические методы для предсказания эффекта влияния диаметра трубы на коэффициент снижения гидравлического сопротивления DR (эффективность ПТП) при перекачке жидкостей с ПТП [1, 2, 3, 4, 5 , 6 ,7, 8, 9, 10, 11].

Whitsitt и др. [5] предложили процедуру, которая коррелирует DR со скоростью трения раствора (up*), основанную на предположении что касательные напряжения на стенке, также являются механизмом контроля DR. Многие другие авторы, например Astarita и др. [6], Ли и др. [7], Savins и Seyer [8], затем упростили процедуру Whitsitts, используя скорости трения растворителя (u*w) взамен решения по скорости трения (u*p) раствора.

$$u_w^* = \sqrt{\tau_w / \rho},$$

где τ_w и u* – касательное напряжение на стенке и скорость трения, соответственно. Скорость трения растворителя вычисляется по касательным напряжению для растворителя (воды) при том же самом числе Рейнольдса, как и для раствора. Первые две зависимости, представляющие эффективность как DR от u_p^* и DR от u_w^*, являются параметрами, приведенными в работах [5, 6, 7]. Третья зависимость DR от V – средней скорости потока является параметром, который предложили Gasljevic и др. [1], и предполагается, что это лучший параметр для масштабного перехода.

В работе Gasljevic и др. [1] рассмотрены результаты экспериментальных исследований течения воды с добавками полиакриламида в концентрациях 12 ppm и 20 ppm в трубопроводах разных диаметров.

Коэффициент трения был измерен для развитого турбулентного потока для растворов полимера, снижающих гидравлическое сопротивление, в трубах 2, 5, 10, 20 и 52 мм (рис. 1).

После обработки экспериментальных данных построены графики эффективности в координатах DR-u_p^*, DR-u_w^*, DR-V (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что отклонение данных DR как функция u_p^* и DR как функция u_w^* для труб разных диаметров больше, чем данные DR как функция V. Отклонение измеренных данных DR как функция V для труб разных диаметров составляет приблизительно 5%, что находится в рамках экспериментальной погрешности.

Чтобы проверить эту процедуру масштабного перехода с использованием средней скорости, авторы работы [1] применили его к двум другим наборам данных, изданных в литературе, сообщения Sellina и Ollisa [2] и Ollisa [3] с диаметрами в пределах от 1 до 50 мм (рис. 3).

При обработке экспериментальных данных были использованы только данные в области без деградации полимера. Авторы считают, что успех этой процедуры масштабного перехода по средней скорости очевиден: все данные находятся в пределах 5% от кривой корреляции (данные по трубе диаметром 1 мм выходят немного от этого состояния, по-видимому, из-за деградации).

На рис. 4 показано применение процедуры масштабирования для данных, представленных по Deloof и др. [4] для труб большого диаметра (от 52,5 до 208 мм). Из этих данных видно, что систематическая погрешность не наблюдается, а отклонения обусловлены, возможно, ошибкой эксперимента.

По этим данным экспериментальных исследований авторы делают вывод о том, что для прогнозирования эффективности в трубопроводах разных диаметров ПТП при одинаковой концентрации в растворах полимера более предпочтительным является использование равенства средней

РИС. 1. Коэффициенты трения для трех различных диаметров труб (52, 20 и 10 мм) в зависимости от числа Рейнольдса растворителя для раствора полиакриламида с концентрацией 20 ppm. Здесь коэффициент трения $C = \frac{\lambda}{4}$, где λ – коэффициент гидравлического сопротивления

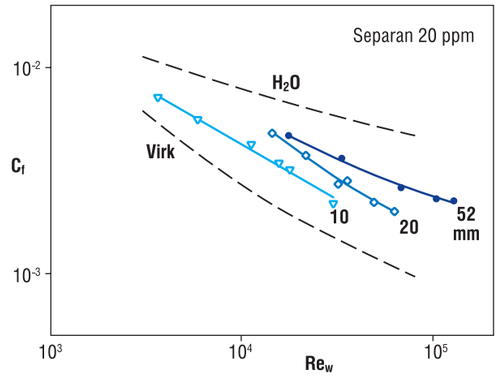


РИС. 2. Уровень снижения сопротивления в зависимости от скорости трения раствора (полимера), скорости трения растворителя (воды) и объемной скорости для раствора полиакриламида с концентрацией 20 ppm в трубах 10, 20 и 52 мм

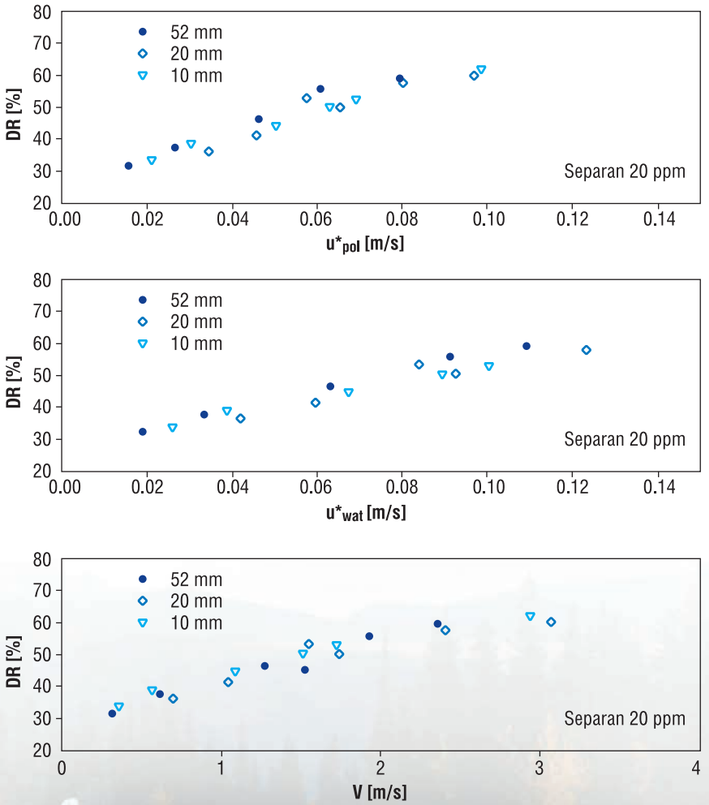


РИС. 3. Снижение сопротивления в зависимости от объемной скорости для раствора 10 ppm окиси полиэтилена (Alcomer (Polyox) в трубах диаметром 1, 2, 5, 10, 25 и 50 мм. Данные Ollisa [3]

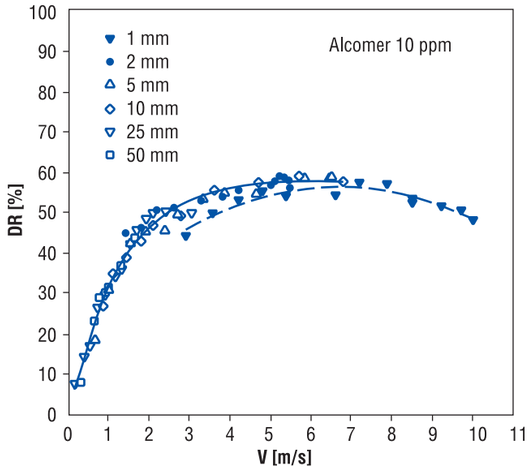
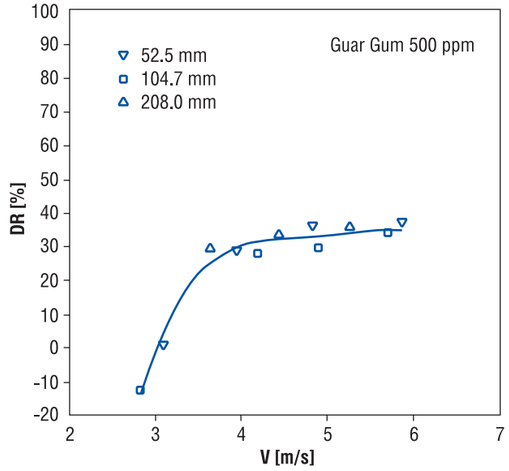


РИС. 4. Уменьшение сопротивления в зависимости от объемной скорости для 500 ppm раствора Guar Gum в трубах 52, 104 и 208 мм



скорости потока, чем равенство динамической скорости u_*.

В результате обработки данных экспериментальных исследований эффективности ПТП на турбореометрах с разными диаметрами труб, представленных в работах [9, 10], в работе [11] были получены данные по гидравлической эффективности полимерных добавок (таблица 1).

На основе этой таблицы были построены зависимости $DR = f(Re)$, $DR = f(V)$, $DR = f(\tau_w)$, $DR = f(u_*)$ для двух диаметров турбореометров (рис. 5). Здесь v, τ_w, u_* – средняя скорость потока, напряжение сдвига на стенке трубы, динамическая скорость соответственно.

При использовании представления $DR = f(Re)$ проявляется эффект диаметра т.е. данные расслаиваются для диаметров турбореометров d_1 = 0,0022 м и d_2 = 0,0038 м.

При представлении этих же экспериментальных данных в координатах DR-v, DR-τ_w, DR-u_*, рисунки 5 b), 5 c), 5 d), данные по DR в зависимости от диаметра не расслаиваются.

Из рисунка 5 b) видно, что одинаковая эффективность будет на экспериментах с турбореометром № 1 и турбореометром № 2 при равенстве напряжений сдвига на стенке ~ 10,0 Па.

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные, полученные на турбореометрах № 1 и № 2

Re_1	4000	5000	6000	7000	8000
v_1, м/с	1,818	2,273	2,727	3,182	3,636
DR_1	0,46	0,51	0,55	0,58	0,59
f_1	$5{,}392 \cdot 10^{-3}$	$4{,}585 \cdot 10^{-3}$	$3{,}998 \cdot 10^{-3}$	$3{,}574 \cdot 10^{-3}$	$3{,}364 \cdot 10^{-3}$
τ_{w1}, па	8,91	11,84	14,87	18,09	22,24
$v_{1\cdot}$,м/с	0,094	0,109	0,122	0,135	0,149
Re_2	4000	5000	6000	7000	8000
v_2, м/с	1,052	1,316	1,579	1,842	2,105
DR_2	0,22	0,34	0,42	0,45	0,48
f_2	$7{,}888 \cdot 10^{-3}$	$6{,}175 \cdot 10^{-3}$	$5{,}152 \cdot 10^{-3}$	$4{,}68 \cdot 10^{-3}$	$4{,}266 \cdot 10^{-3}$
τ_{w2}, па	4,315	5,345	6,423	7,941	9,454
$v_{2\cdot}$,м/с	0,066	0,073	0,08	0,089	0,097
Диаметры турбореометров d_1 = 0,0022 м и d_1 = 0,0038 м.					

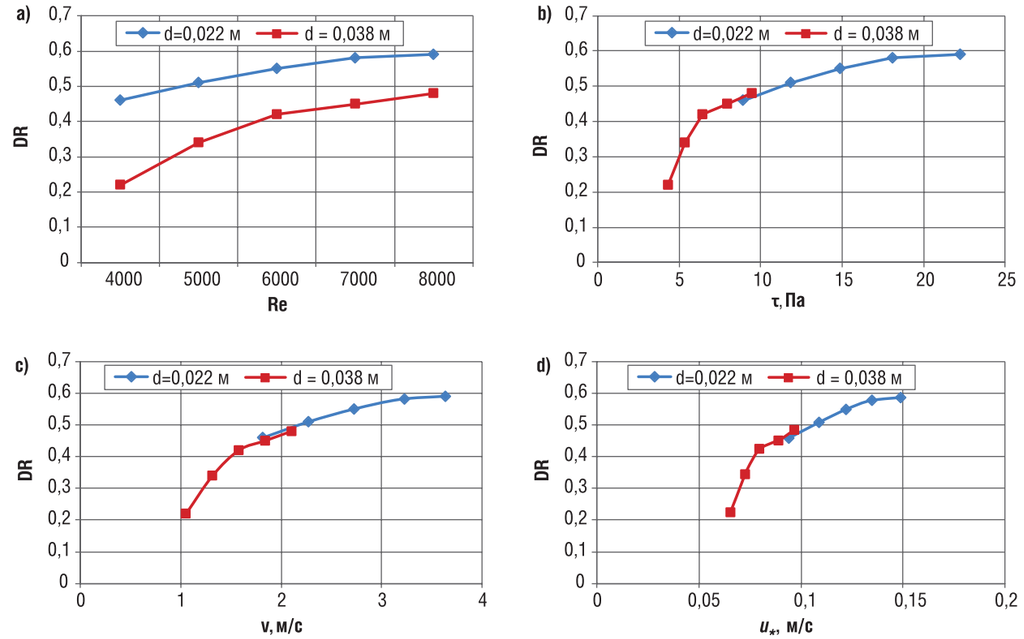
Из рисунка 5 c) видно, что одинаковая эффективность будет на экспериментах с турбореометром № 1 и турбореометром № 2 при равенстве средних скоростей потока ~ 2,0 м/с. Из рисунка 5 d) следует, что перенос эффективности с данных с турбореометра № 1 на турбореометр № 2 возможен в диапазоне динамических скоростей в ~ 0,095 м/с.

При этом отклонение данных экспериментов для труб разных диаметров при равенстве вышеуказанных параметров – рис. 5 b), c), d) – составляет приблизительно 3 %.

Сравнивая представленные экспериментальные данные по гидравлической эффективности (рис. 5), можно заключить, что для трубопроводов с разными диаметрами (масштабный переход с одного диаметра на другой) одинаковая эффективность будет наблюдаться при равенстве касательных напряжений на стенке трубопровода – τ_w или при равенстве динамических скоростей – u_*, или при равенстве средней скорости потоков – v. При этом следует заметить, что масштабный переход определения эффективности ПТП при равенстве средней скорости потоков отличается простотой.

Однако известно, что эмпирические методы имеют недостаток, они приемлемы для условий эксперимента, при которых они получены, и правомочность

РИС. 5. Данные по гидравлической эффективности полиакриламида на двух турбореометрах в зависимости от Re(a), τ_w(b), v(c), u_*(d) (C= 0,03 кг/м³)



их использования для других условий, отличающихся от условий эксперимента, неизвестна.

В связи с этим необходимо получить теоретические зависимости для обоснования масштабного перехода эффективности ПТП с одного диаметра трубопровода на другой.

В предположении, что в разных трубопроводах вышеперечисленные основные факторы перекачки с ПТП одинаковы (температура перекачиваемой нефти или нефтепродукта, их физико-химические свойства, молярная масса полимера, концентрация ПТП, характеристическая вязкость раствора, режимы перекачки и другие), отличие только по размерам диаметров, попытаемся в общем виде обосновать возможные методы масштабного перехода.

Для рассмотрения методики масштабного переноса эффективности ПТП с одного диаметра на другой, воспользуемся определением эффективности по формуле [1]

$$DR = \frac{\lambda_0 - \lambda_n}{\lambda_0} \qquad (1)$$

Эту формулу можно преобразовать, с учетом формулы Дарси-Вейсбаха для определения потери давления на трение, в вид:

$$DR = 1 - \frac{\Delta P_n \cdot Q_s^2}{\Delta P_s \cdot Q_n^2}, \qquad (2)$$

где ΔP_n, ΔP_s – потери давления на трение в трубопроводе при перекачке с добавлением ПТП и без нее;

Q_n, Q_s – производительность перекачки в трубопроводе жидкости с добавками ПТП и без нее.

Значения ΔP_n и ΔP_s определим по формулам:

$$\Delta P_n = \frac{4\tau_n \cdot L}{d}; \quad \Delta P_s = \frac{4\tau_s \cdot L}{d},$$ тогда

из (1) имеем:

$$DR = 1 - \frac{\tau_n \cdot Q_s^2}{\tau_s \cdot Q_n^2}. \qquad (3)$$

При условии перекачки с постоянным расходом имеем:

$$DR = 1 - \frac{\tau_n}{\tau_s} \qquad (4)$$

$$\text{или } \frac{\tau_n}{\tau_s} = 1 - DR. \qquad (5)$$

Условие (5) запишем для трубопроводов, отличающихся по диаметрам, для экспериментального (лабораторного) трубопровода и для промышленного трубопровода:

$$\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_л = 1 - DR_{лаб}(\vartheta) \qquad (6)$$

$$\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_{MT} = 1 - DR_{MT}(\vartheta), \qquad (7)$$

где ϑ – концентрация ПТП.

Из этих соотношений получаем:

$$\frac{\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_л}{\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_{MT}} = \frac{1 - DR(\vartheta)_л}{1 - DR(\vartheta)_{MT}} \qquad (8)$$

или

$$DR_{мт} = 1 - \frac{\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_{MT}}{\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_л} \cdot \left(1 - DR_л(\vartheta)\right). \qquad (9)$$

В работе [12], используя аналогичные соотношения (8), предложена математическая модель пересчета эффективности ПТП, имея экспериментально определенные данные эффективности ПТП M-Flow-Treat в дизельном топливе на дисковом реометре и данные опытно-промышленных испытаний (ОПИ) этой присадки при различных концентрациях по трубопроводу диаметром ДУ-500 при перекачке дизельного топлива. Авторы указывают, что среднее значение относительной погрешности пересчета эффективности ПТП для этих экспериментальных данных не превышает 4 % и по полученной

модели можно предсказывать гидравлическую эффективность присадки в определенном растворителе.

Однако необходимо иметь ввиду, что для использования предложенной в работе [12] математической модели, требуется предварительно проводить ОПИ присадки на промышленном трубопроводе.

В частном случае при равенстве отношений напряжений сдвига на стенках трубопровода при перекачке с ПТП и без ПТП для трубопроводов разных диаметров будут и равны эффективности ПТП, т.е. из формулы (8) имеем:

$$\left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_л = \left(\frac{\tau_n}{\tau_s}\right)_{МТ} \text{ при } DR_{лаб}(\vartheta) = DR_{МТ}(\vartheta). \quad (10)$$

При условии равенства $(\tau_s)_Л = (\tau_s)_{МТ}$, имеем:

$$(\tau_n)_Л = (\tau_n)_{МТ} \quad (11)$$

Таким образом, соотношение (11) показывает, что при равенстве напряжений сдвига на стенке трубопровода лабораторной установки и на промышленных трубопроводах при постоянном расходе перекачки будут равны и эффективности ПТП.

Формулу (2) можно представить в виде:

$$DR = 1 - \frac{\Delta P_n \cdot v_s^2}{\Delta P_s \cdot v_n^2}, \quad (12)$$

где v_s и v_n – средняя скорость перекачки без ПТП и с ПТП, соответственно.

При перекачке при постоянном перепаде давления, т.е. ΔP_n = const, из формулы (12) имеем:

$$DR = 1 - \frac{v_s^2}{v_n^2} \quad (13)$$

или после преобразования будет:

$$\frac{v_s^2}{v_n^2} = 1 - DR. \quad (14)$$

Условие (14) запишем для трубопроводов, отличающихся по диаметрам, для экспериментального (лабораторного) трубопровода и для промышленного трубопровода:

$$\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_л^2 = 1 - DR_л(\vartheta), \quad (15)$$

$$\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_{МТ}^2 = 1 - DR_{МТ}(\vartheta). \quad (16)$$

Из этих соотношений получаем:

$$\frac{\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_л^2}{\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_{МТ}^2} = \frac{1 - DR_л(\vartheta)}{1 - DR_{МТ}(\vartheta)} \quad (17)$$

или

$$DR_{МТ} = 1 - \frac{\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_{МТ}^2}{\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_л^2} \cdot \left(1 - DR_л(\vartheta)\right). \quad (18)$$

В частном случае при равенстве отношений средней скорости перекачки в трубопроводе при перекачке с ПТП и без ПТП для трубопроводов разных диаметров будут и равны эффективности ПТП, т.е. из формулы (17) имеем:

$$\left(\frac{v_n}{v_s}\right)_л = \left(\frac{v_n}{v_s}\right)_{МТ}; DR_л(\vartheta) = DR_{МТ}(\vartheta), \quad (19)$$

а также при условии равенства $(v_s)_Л = (v_s)_{МТ}$ имеем:

$$(v_n)_Л = (v_n)_{МТ}. \quad (20)$$

Таким образом, соотношение (20) показывает, что при равенстве средней скорости потока на лабораторной установке и на промышленных трубопроводах при постоянном перепаде давления будут равны и эффективности ПТП.

Выводы:

1. Получены соотношения (8) и (17) для прогнозирования эффективности применения противотурбулентной присадки (масштабного перехода) по трубопроводам, отличающихся диаметрами, при прочих равных условиях: температуры Т, концентрации ϑ, одна и та же присадка, один и тот же растворитель, т.е. перекачиваемый продукт, одинаковые режимы перекачки и другие, когда известна эффективность применения ПТП по экспериментальному трубопроводу при различных условиях перекачки:

а) при перекачке с постоянной производительностью;

б) при перекачке с постоянным перепадом давления.

2. Теоретически обосновано и подтверждается экспериментальными данными других авторов, что при ведении перекачки с постоянной производительностью, при условии равенства напряжений сдвига (динамической скорости) на стенках трубопроводов, будет наблюдаться одинаковая эффективность ПТП в трубопроводах с разными диаметрами.

3. Теоретически обосновано и подтверждается экспериментальными данными других авторов, что при ведении перекачки с постоянным перепадом давления, при равенстве средней скорости потоков, будет наблюдаться одинаковая эффективность ПТП в трубопроводах с разными диаметрами.

4. При определении эффективности ПТП по экспериментальному трубопроводу небольшого диаметра, при условии равных напряжений сдвига или средней скорости потоков, таких же, как и для трубопровода большего диаметра, для определения эффективности этой присадки в трубопроводе большего диаметра нет необходимости предварительного проведения ОПИ. ●

Литература

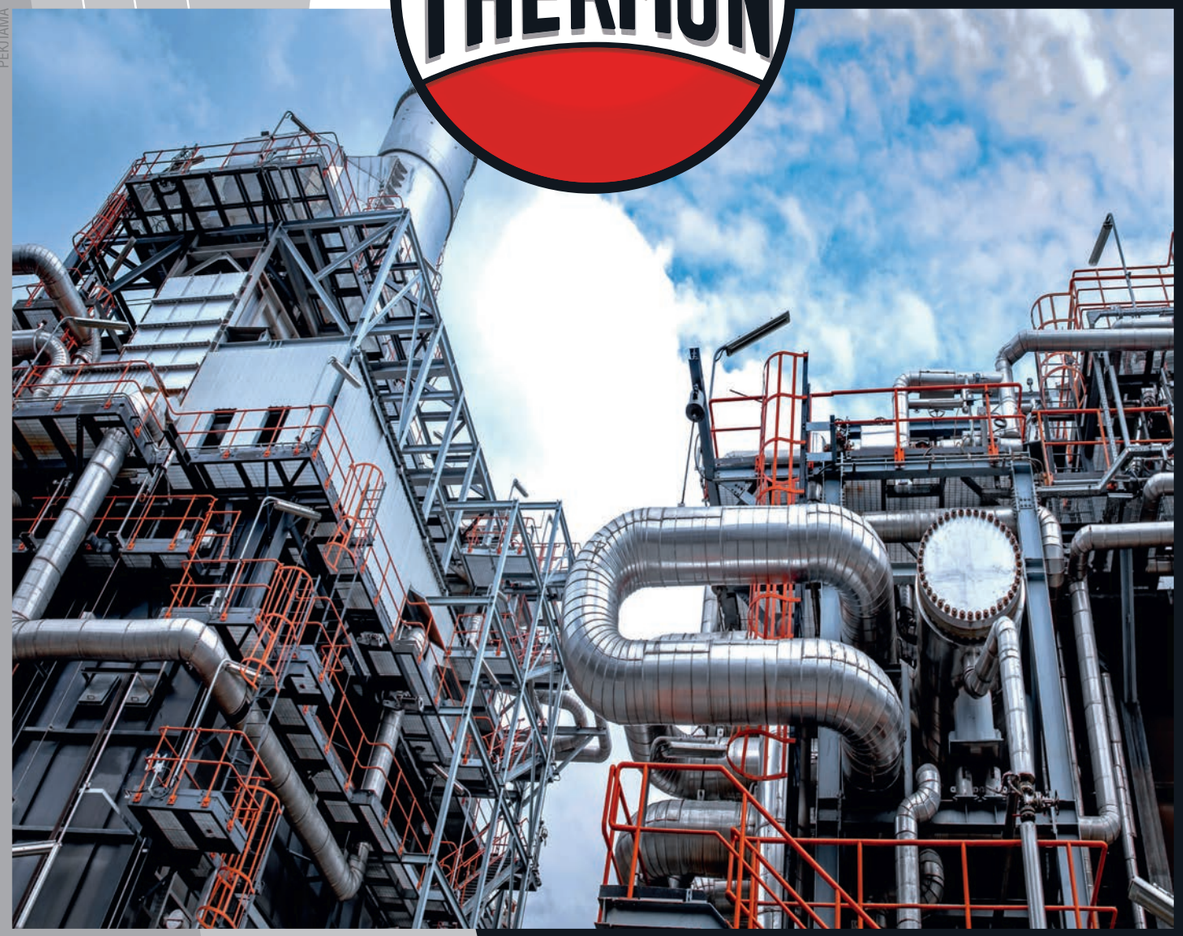
1. *K. Gasljevic, G. Aguilar, E.F. Matthys An improved diameter scaling correlation for turbulent flow of drag-reducing polymer solutions // J. Non-Newtonian Fluid Mech. 84 (1999) 131–148.*
2. *R. Sellin, M. Ollis, Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Dev. 22 (3) (1983) 445-452.*
3. *M. Ollis, Ph.D. Dissertation, University of Bristol, 1981.*
4. *P. De Loof, B. de Lagarde, M. Petry, A. Simon, in: H.S. Stevens, J.A. Clarke (Eds.), Proc. 2nd Int. Conf. on DragReduction, BHRA Pub. Cranfield, UK, 1977, paper B 2.*
5. *N.F. Whitsitt, L.G. Harrington, H.R. Crawford, Western Co. Report No. DTMB-3, 1968.*
6. *G. Astarita, G. Greco, Jr., L. Nicodemo, AIChE J. 15(4) (1969) 564–567.*
7. *W.K. Lee, R.C. Vaseleski, A.B. Metzner, AIChE J. 20 (1) (1974) 128–133.*
8. *J.G. Savins, F.A. Seyer, The Phys. Fluids 20 (10) (1977) s78–s84.*
9. *Манжай В.Н. Экспериментальное изучение влияния напряжения сдвига и числа Рейнольдса на величину эффекта Томса // Известия вузов. Нефть и газ. 2010. – № 4. – С. 85–89.*
10. *Гареев М.М., Лисин А.Ю., Манжай В.Н., Шаммазов А.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. – 2013. – СПб.: Недра. – 228 с.*
11. *М.М. Гареев, Р.Г. Шагиев, Д.А. Альмухаметова. Прогнозирование эффективности добавок противотурбулентных присадок в поток нефти и нефтепродуктов при перекачке по магистральным трубопроводам // Энергоэффективность. Проблемы и решения: Материалы XV Международной научно-практической конференции 27 октября 2015 г. – Уфа, 2015. – С. 163–166.*
12. *Chen Yang Li Changjum, A.M. Nechval, Yang Peng, A. Yu. Zhukov New drag-reduction efficiency model promises operating savings//Oil and Gas journal / May 1, 2017, p. 22–27.*

KEYWORDS: *anti-turbulent additives, pipeline diameter, scale transition, efficiency, concentration, shear stress, friction rate, average flow velocity.*

РЕКЛАМА

Ведущий мировой производитель систем промышленного технологического обогрева для предприятий нефтегазовой отрасли

THERMON



Новые взрывозащищенные обогреватели для работы в самых суровых условиях

www.thermon.com

Cata-Dyne™
Взрывозащищенные каталитические газовые нагреватели

Ruffneck™
Нагреватели для самых суровых окружающих сред

Caloritech™
Технические решения в области электрического обогрева

ТРАНСПОРТ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

УДК 656.5

НИ ДЛЯ КОГО НЕ СЕКРЕТ, ЧТО БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ БОГАТСТВ РОССИИ СОСРЕДОТОЧЕНА В РЕГИОНАХ С ВЕСЬМА КАПРИЗНЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ – ВЗЯТЬ ХОТЯ БЫ ВЕЧНУЮ МЕРЗЛОТУ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ИЛИ НЕПРОХОДИМЫЕ БОЛОТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. БОЛЕЕ ТОГО, ТЕРРИТОРИИ ЭТИ ОБЛАДАЮТ ХРУПКОЙ ЭКОСИСТЕМОЙ, НАНОСИТЬ ВРЕД КОТОРОЙ СТРОГО ЗАПРЕЩЕНО ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКОЙ ГОСУДАРСТВА. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА ЗДЕСЬ ЯВЛЯЕТСЯ ХОТЬ И ТРУДНОЙ, НО НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ДЛЯ РОССИИ НА ДОЛГИЕ ГОДЫ ВПЕРЕД, ИМЕННО ПОЭТОМУ НА ПОМОЩЬ НЕФТЯНИКАМ ПРИХОДЯТ НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНИКА. К ПОСЛЕДНЕЙ КАТЕГОРИИ, В Т.Ч. ОТНОСИТСЯ ТРАНСПОРТ, СПОСОБНЫЙ ПЕРЕВОЗИТЬ ЛЮДЕЙ, ГРУЗЫ И ОБОРУДОВАНИЕ В ЛЮБЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

IT IS WELL KNOWN THAT THE MAJORITY OF RUSSIA'S HYDROCARBON TOTAL WEALTH IS CONCENTRATED IN REGIONS WITH VERY MIXED WEATHER, BRINGING THE PERMAFROST OF THE ARCTIC ZONE AND SWAMPS OF WESTERN SIBERIA, FOR EXAMPLE. MOREOVER, THESE TERRITORIES HAVE A FRAGILE ECOSYSTEM, THE DAMAGE OF WHICH IS STRICTLY PROHIBITED BY THE STATE ENVIRONMENTAL POLICY WHILE OIL AND GAS PRODUCTION HERE IS DIFFICULT, BUT THE MOST PROMISING FOR RUSSIA FOR MANY YEARS TO COME. THE LATEST TECHNOLOGIES, INNOVATIVE AND SPECIALIZED EQUIPMENT HAVE A KEY ROLE TO PLAY IN PROVIDING OILMEN TECHNICAL ASSISTANCE. THE LATTER CATEGORY INCLUDES VEHICLES CAPABLE TO TRANSPORT PEOPLE, CARGO AND EQUIPMENT UNDER ALL CLIMATIC CONDITIONS

Ключевые слова: *РМ-Терекс, транспортировка, перевозка грузов и оборудования, специальная техника, вездеходы, снегоболотоходы.*

Николай Жабин

Транспортный сектор нефтегазовой отрасли представляет собой целый комплекс транспортных средств и внутрипромысловых дорог с инфраструктурой, обеспечивающий снабжение необходимыми ресурсами промышленных объектов нефтегазодобывающих предприятий, причем структура парка машин транспортного комплекса в нефтегазовых объединениях коренным образом отличается от структуры парка транспорта общего пользования.

Выносливость и неприхотливость – это, пожалуй, главные преимущества техники, необходимой для нефтяной и газовой промышленности. Транспорт, который никогда не пасует перед суровым климатом и напряженным графиком работ, крайне важен для основных нефтегазодобывающих регионов России – Арктики, Западной Сибири и Дальнего Востока, где климатические условия в большей степени диктуют людям условия работы.

РМ-Терекс успешно поставляет целый ряд специализированной техники, ориентированной на достижение максимальной эффективности при решении задач любого уровня сложности в добывающей сфере.

Так, **гусеничный снегоболотоход ГАЗ 3344** отличается повышенной прочностью и проходимостью за счет специальной конструкции лодки, а также обрезиненных и достаточно широких гусениц (540 мм), позволяющих машине проезжать и преодолевать те преграды, где обычная техника просто-напросто либо тонет, либо застревает.

Кроме того, ГАЗ 3344 обладает высокой грузоподъемностью – 3 тонны (первое звено – 500 кг, второе звено – 2,5 тонны) и мощным ярославским двигателем мощностью 240 л.с. Максимальная скорость на шоссе – 60 км/ч, на плаву – 5–6 км/ч.

Это принципиально новая модель, специально созданная для перевозки людей, грузов и различного технологического оборудования в особо тяжелых дорожных и климатических условиях. ГАЗ 3344 незаменим при проведении геологоразведочных изысканий, строительстве и обслуживании нефте- и газопроводов, линий электропередач и связи, а также доставки вахтовых бригад на промыслы в районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока.

Еще одна модель – **ГАЗ 3409 «БОБР»**.

Это универсальное, проходимое и скоростное транспортное средство для предприятий нефтегазового комплекса, геологии, геофизики, энергетики и т.д. Данная модель может эксплуатироваться в особо тяжелых дорожных и климатических условиях, обладает возможностью передвижения по дорогам общего пользования и хорошей маневренностью в ограниченном пространстве (радиус поворота – 2 м). Максимальная скорость на шоссе – 65 км/ч, на плаву – 5–6 км/ч. Кроме того, на ГАЗ 3409 «БОБР» установлен надежный дизельный двигатель Cummins (130 л.с.), панорамные стекла для хорошего обзора и мягкие сидения, обеспечивающие дополнительный комфорт для пассажиров.

Есть в распоряжении компании и классическая техника, многократно доказавшая свою надежность. Яркий пример – **гусеничный снегоболотоход ГАЗ 34039**. Главное его преимущество – простая и надежная конструкция, обеспечивающая низкие расходы при эксплуатации. В данной модели установлен надежный, проверенный двигатель Д245.12С мощностью 109 л.с., который неприхотлив к топливу и его можно ремонтировать в полевых условиях. Машина обладает хорошей маневренностью в ограниченном пространстве (радиус поворота – 2,2 м), прочностью и максимальной проходимостью, особенно по болотистой местности. Важно отметить, что есть два варианта исполнения ГАЗ 34039 – грузовой и пассажирский, и оба в арктическом исполнении (эксплуатация до -50°С), т.е. таким машинам не нужна дополнительная подготовка – сели и поехали.

Гусеничный снегоболотоход ГАЗ-34039 предназначен для перевозки людей и грузов при проведении геологоразведочных изысканий, при строительстве и обслуживании нефте- и газопроводов и т.д.

Модель ГАЗ 34039 «Ирбис» интересна тем, что в ней усовершенствована эргономика рабочего места водителя и пассажиров: установлена современная, информативная панель приборов, улучшена обзорность кабины и пассажирского салона, термошумоизоляция выполнена с применением современных материалов. Кроме того, изменена компоновка моторного отсека: дизельный двигатель мощностью 122 л.с. расположен внутри салона, что облегчает обслуживание силового агрегата, особенно в холодное время года. Грузоподъемность – до 2 тонн.

Все перечисленные модели – незаменимые помощники на нефтегазопромыслах в районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока. Важно отметить, что компания РМ-Терекс не только занимается поставкой всей линейки машин и оборудования специального назначения, но и обеспечивает техническое сопровождение техники, включая сервисное и гарантийное обслуживание в дилерских центрах по всей России, обеспечение запасными частями и т.д. Кроме того, модельный ряд техники включает в себя десятки вариантов исполнения, четко подходящих под требования каждого Заказчика. Вся выпускаемая продукция имеет официальный статус «Сделано в России». ●

Keywords: *RM-Terex, transportation, transportation of goods and equipment, special equipment, all-terrain vehicles, snowmobiles.*

ООО «РМ-Терекс»
Россия, 123022, Москва, ул. Рочдельская, д. 15, стр.1
Тел.: 8-800-250-49-55 (бесплатно для РФ)
+7 (495) 728-49-55 доб. 73 702
Факс: +7 (495) 728-49-56
E-mail: info@rm-terex.com

Neftegaz.RU
номер 12/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

БЕЗАВАРИЙНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МНП

Коробков Геннадий Евгеньевич,
д.т.н., профессор
профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»,
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Сайфутдинов Аскар Ильдарович,
соискатель кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»,
Уфимский государственный нефтяной технический университет

РАССМАТРИВАЕТСЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ЕГО ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ИЗЛОЖЕНА ДЕЙСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА ПОЛУЧЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРЕДЛОЖЕНЫ КОНКРЕТНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТОЧНОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

THE ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF UNDERWATER CROSSINGS OF TRUNK PIPELINES, FAULT DETECTION CHARACTERISTIC IS CONSIDERED, THE CURRENT SYSTEM FOR OBTAINING BASELINE DATA FOR PREDICTING THE RESIDUAL LIFE OF SAFE OPERATION IS DESCRIBED, AND SPECIFIC RECOMMENDATIONS ARE PROPOSED TO IMPROVE THE ACCURACY OF MATHEMATICAL MODELS FOR PREDICTING THE RESIDUAL RESOURCE

Ключевые слова: *подводный переход, нефтепровод, безопасность, дефект, обследование, эксплуатация, оценка, остаточный ресурс, техническое состояние, информация.*

УДК 622.692

Особое внимание при обеспечении требований экологической безопасности и повышения надежности трубопроводов уделяется подводным переходам как наиболее опасным объектам магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Суммарная протяженность порядка 1500 подводных переходов нефтепроводов ПАО «Транснефть» составляет примерно 1800 км (2,5 % от общей длины магистралей). Протяженность отдельных подводных переходов достигает нескольких километров.

Самые сложные в эксплуатации – глубоководные переходы. На них расстояние от верхней образующей трубопровода до зеркала реки – 25 и более метров. Всего таких переходов на нефтепроводной сети около 40, больше всего – в Волго-Камском бассейне и на реках Сибири. Около 70 % переходов проложены траншейным методом, в том числе через крупнейшие реки России (Обь, Волга, Кама и др.). По данным Ростехнадзора (Росатомнадзора) за последние 20 лет из общего числа возникших аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах 11 % приходится на подводные переходы.

Задача обеспечения безаварийной или безопасной эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов (ППМН) решается на основе результатов оценки их технического состояния (ОТС), которая формируется из данных комплексного анализа – периодического дефектоскопического контроля внутритрубными снарядами и внешнего периодического обследования (частичного и полного). Последние выполняются с использованием приборов и в необходимых случаях – водолазного обследования.

Имеющиеся аналитические исследования данных эксплуатации свидетельствуют о том, что относительное количество отказов (по отношению к рассматриваемой длине) подводных переходов превышает этот показатель для остальной линейной части магистральных нефтепроводов в 1,3 раза. Установлено, что аварии на подводных переходах, являющиеся в большинстве случаев результатом развития имеющихся и возникших в процессе эксплуатации дефектов, обусловлены воздействием двух групп факторов, связанных, во-первых, со снижением несущей способности трубопроводов и, во-вторых, с увеличением нагрузок и внешних воздействий.

ФАКТЫ

Примерно **1800** км

– суммарная протяженность порядка 1500 подводных переходов нефтепроводов ПАО «Транснефть»

Снижение несущей способности нефтепровода происходит вследствие развития дефектов в стенке трубы, в частности – различных видов коррозии, а также старения металла под действием циклических нагрузок.

Вторую группу составляют нагрузки и внешние воздействия (рабочее внутреннее давление, температурный перепад, продольное усилие, воздействие потока и др.), изменяющие напряженно-деформированное состояние трубопровода. Из причин, вызывающих усиление этих факторов, прежде всего надо отметить оголения и провисы в русловой части.

Как показывает опыт эксплуатации, основной причиной непосредственного нарушения герметичности труб является их коррозионный износ.

Имеющиеся данные по ОТС и причинам аварий на ППМН говорят о неоднозначности полученных характеристик. Так, например, рассмотрим результаты дефектоскопического контроля трубопроводов с отрицательной плавучестью, т.е. нефтепроводов, различными снарядами внутритрубной диагностики (ВТД). Всего было обследовано 33 подводных перехода, расположенных в средней полосе России.

Из данных дефектоскопического контроля следует, что наибольшее число составляют дефекты типа вмятин и рисок (на каждый переход в среднем приходится 2 таких дефекта); также велика доля таких дефектов как аномалии в продольном сварном шве и гофры (по 1 на каждый переход), а также дефектов типа потери металла.

Дефекты типа вмятин, рисок и гофр трубопроводы получают чаще всего еще на этапе сооружения (75% от общего числа). Аномалии (поры, непровары, трещины) в продольном сварном шве – это результат заводского брака, в поперечном шве – результат нарушения технологии сварки в полевых условиях. Дефект типа потери металла является эксплуатационным, так как появляется чаще всего уже в период эксплуатации, как результат коррозии трубопровода.

Данный анализ приводит к выводу о том, что большинство дефектов ППМН были заложены еще на этапе сооружения трубопроводов, и только небольшая доля дефектов возникла позже. Тем не менее не исключено возникновение таких дефектов, как гофры, при изменении проектного положения трубопровода в результате воздействия русловых процессов, продольных усилий, подвижек грунта, вмятин и рисок от воздействия якорей, драглайнов и т.п.

Существенным выводом по данному анализу расположения дефектов является тот факт, что наибольшее их количество сосредоточено в пойме водотоков (95% от общего числа). Это связано с тем, что пойменные участки трубопроводов, вероятно, находятся в изменяющихся условиях влажности грунта, подвижек грунта, поскольку именно в пойме происходит переход от влажного грунта к сухому и изменяется напряженно-деформированное состояние системы «труба–грунт», что может привести к аварийным ситуациям.

Сравнение характеристик состояния подводных переходов нефтепроводов и газопроводов, находящихся в средней полосе России, показывает, что трубопроводы с положительной плавучестью (газопроводы) наиболее подвержены коррозии (50% от общего числа дефектов) по сравнению с нефтепроводами. На нефтепроводах чаще встречаются дефекты геометрии трубы, такие как вмятины, гофры. Дефектные сварные швы с одинаковой частотой встречаются и на тех и на других трубопроводах.

Что же касается расположения на газопроводах, то оно подобно нефтепроводам: основная масса дефектов сосредоточена в пойме. Можно говорить о том, что перекачиваемая среда на расположение дефектов не влияет.

В ходе внешнего периодического обследования ППМН часто обнаруживается нарушение условий проектного положения трубопровода, выражающегося в виде недозаглубления, оголения и провиса. Если вовремя не провести ремонтно-восстановительные работы (РВР), т.е. восстановить нормативную глубину заложения, то произойдет изменение проектного положения трубопровода, увеличение характеристик напряженно-деформированного состояния, образование гофр и если возникшие напряжения превысят предельные значения, то и нарушение целостности трубы.

С использованием результатов оценки технического состояния ППМН выполняется расчет его остаточного ресурса. Прогнозирование остаточного ресурса ППМН, так же как и любого другого участка линейной части магистрального нефтепровода, выполняется с использованием математических и алгоритмических моделей.

ФАКТЫ

3

подводных перехода было построено при прокладке первой части нефтепровода Заполярье–Пурпе в местах пересечения с реками Тыдэотта, Ягенетта и Пурпе

В связи с высокой экологической опасностью подводных переходов в настоящее время используется широкий спектр мероприятий, связанных с обеспечением безопасности их эксплуатации. Этому способствует наличие паспортов на каждый переход, создание информационно-аналитической системы, аккумулирующей сведения и характеристики по поддержанию технической исправности переходов. Давно созданная структурная единица ПАО «Транснефть» (с 2014 года – АО «Транснефть-Подводсервис») после реорганизации выполняет комплексные виды производственной деятельности, направленные на повышение эффективности эксплуатации ППМН. Особое внимание уделяется проблеме технического обслуживания и ремонта (ТОР). На основании опыта эксплуатации ППМН создана нормативная база проведения обследований и интерпретации их результатов; разработаны регламенты подготовки и проведения ремонтно-восстановительных работ, своевременно выполняется их актуализация [1–5].

Как правило, таким регламентам предшествуют широкие исследования с привлечением достижений механики разрушения и теории оболочек. В результате интерпретации результатов обследований ППМН формируются выборки исходных данных, на основании которых выбираются те или иные модели, позволяющие адекватно прогнозировать время безопасной работы конкретного перехода.

Такой подход является классическим, хотя чаще всего приводит к результатам, увеличивающим расходы на ТОР, что обусловлено непреодолимыми до определенного времени проблемами, связанными с большим объемом вычислений.

Сегодня, в связи с бурным развитием вычислительной техники и в рамках реализации общенациональной программы цифровизации экономики, появилась возможность, во-первых, выполнять самые сложные вычисления (использовать адекватные математические модели), во-вторых – использовать в качестве исходной информации большие объемы неструктурированной информации, что в свою очередь позволяет на основании ее статистической обработки разрабатывать модели прогнозирования индивидуального остаточного ресурса. Такие модели дают возможность прогнозировать период безотказной работы объекта с достаточно высокой достоверностью. Кроме того, эти модели можно использовать для интервальной оценки даты проведения дополнительного обследования, что позволит корректировать сроки не только безопасной эксплуатации объекта, но и улучшить сами модели прогнозирования.

Но проблема состоит в том, что процесс получения и последующей обработки исходной информации связан с использованием значительного количества математических и алгоритмических моделей, каждая из которых привносит свою долю погрешности в окончательный результат (прогноз срока безаварийной безопасной работы). Эти погрешности накапливаются и могут существенно влиять на результаты расчетов. До настоящего времени этой проблеме не уделялось должного внимания.

Предлагается ее решать, используя базовые понятия и алгоритмы классической вычислительной математики для построения как точных, так и интервальных оценок требуемых параметров. Это возможно при выполнении следующих условий:

- обоснованное формирование массива исходной информации;
- экспериментальное подтверждение качества полученной информации;
- интерпретация результатов в соответствии с уровнем качества исходной информации;
- формирование рекомендаций по применению разработанных моделей прогнозирования с учетом качества исходной информации, структуры и содержания используемых математических моделей.

Предлагаемые математические модели должны отвечать требованиям чувствительности и робастности.

Под анализом чувствительности подразумевается определение реакции модели на отклонения ее входных параметров. Таким образом, анализ чувствительности позволит сделать вывод об относительной важности входных переменных для конкретной модели, что в свою очередь позволит выделить ключевые переменные и идентифицировать те, которые можно без ущерба исключить из рассмотрения.

ФАКТЫ

2

подводных перехода построены в местах пересечения нефтепровода Заполярье-Пурпе с реками Пур и Ямсовей в рамках второй очереди строительства

1

переход через реку Таз построен методом наклонно-направленного бурения, общая протяженность реки с учетом поймы 26 км в рамках третьей очереди строительства нефтепровода Заполярье–Пурпе

Под робастностью математической модели в статистике понимают нечувствительность к различным отклонениям и неоднородностям в выборке исходных данных или результатов наблюдений, связанным с теми или иными, в общем случае неизвестными, причинами.

Вывод

Для повышения достоверности прогнозирования времени безотказной эксплуатации ППМН в качестве ресурсного обеспечения процесса оценки погрешности остаточного ресурса ППМН должна быть создана система поддержки принятия решения по техническому состоянию ППМН, которая включает базу данных о техническом состоянии ППМН на всех стадиях жизненного цикла и программное обеспечение анализа достоверности информации об обследованиях ППМН.

Подсистема оценки остаточного ресурса ППМН на текущий момент времени на выходе формирует Интервальную оценку остаточного ресурса, т.е. диапазон возможных значений времени безотказной работы с заданной вероятностью (например, от 29-го до 31-го месяца, с вероятностью $p = 0,95$).

Литература

1. *ОР-75.200.00-КТН-231-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.*
2. *РД-75.200.00-КТН-012-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования.*
3. *ОР-23.040.00-КТН-134-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Паспорт перехода магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода через водную преграду.*
4. *ОР-35.240.50-КТН-106-11. Порядок эксплуатации автоматизированной информационно-аналитической системы контроля технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.*
5. *ОР-35.240.00-КТН-105-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок подготовки и принятия решения о создании или модернизации информационной системы.*

KEYWORDS: *underwater crossing, oil pipeline, safety, defect, inspection, operation, assessment, residual life, technical condition, information.*

В ЦЕЛОСТИ И СОХРАННОСТИ

Изучение вопроса обеспечения целостности защитных покрытий магистральных трубопроводов

Бердник Мария Михайловна,
доцент кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, старший научный сотрудник отдела надежности и ресурса Северного коридора газотранспортной системы, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.

Кузьбожев Александр Сергеевич,
начальник отдела надежности и ресурса Северного коридора газотранспортной системы филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., профессор

Бирилло Игорь Николаевич,
начальник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ОТНОСЯТСЯ К ОТВЕТСТВЕННЫМ СООРУЖЕНИЯМ, РАССЧИТАННЫМ НА ДОЛГИЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ. ИЗУЧЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСВЯЩЕНО МНОГО ИССЛЕДОВАНИЙ. ВАЖНОЙ ПРОБЛЕМОЙ, КОТОРАЯ ОСТРО СТОИТ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, ПРОЛОЖЕННЫЕ ПОД ЗЕМЛЕЙ, ЯВЛЯЕТСЯ БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ. ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДЫ ЗАЩИЩАЮТ АНТИКОРРОЗИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНО СРЕДСТВАМИ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ. ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ДОЛЖНЫ УДОВЛЕТВОРЯТЬ ЦЕЛОМУ РЯДУ ТРЕБОВАНИЙ, ТАКИХ КАК ВЫСОКАЯ ПРОЧНОСТЬ, ОТНОСИТЕЛЬНОЕ УДЛИНЕНИЕ, НИЗКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ХРУПКОСТИ, АДГЕЗИЯ, ПРОЧНОСТЬ ПРИ УДАРЕ, ВОДОПОГЛОЩЕНИЕ И ТАК ДАЛЕЕ. НО, НЕСМОТРЯ НА НЕПРЕРЫВНОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИМЕНЯЕМЫХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ, УРОВЕНЬ ДЕФЕКТНОСТИ ОСТАЕТСЯ ДОСТАТОЧНО ВЫСОКИМ. ПОЭТОМУ ВОПРОС ЗАЩИТЫ ЭТИХ ПОКРЫТИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАДАЧЕЙ. КАК ЕЕ РЕШАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

THE MAIN PIPELINES ARE CONSIDERED RESPONSIBLE FACILITIES AND DESIGNED FOR A LONG SERVICE LIFE. A LOT OF RESEARCH HAS BEEN DEVOTED TO STUDYING THE PROBLEM OF RELIABILITY AND SAFETY OF TRUNK PIPELINES. AN IMPORTANT AND ACUTE PROBLEM OF THE OPERATORS OF THE UNDERGROUND PIPELINES IS A FIGHT AGAINST CORROSION. TO REDUCE THE RISK OF CORROSION DAMAGE, PIPELINES ARE PROTECTED WITH ANTI-CORROSION COATINGS AND ADDITIONALLY BY MEANS OF ELECTROCHEMICAL PROTECTION. FOR THE EFFECTIVE FUNCTIONING, ANTI-CORROSION COATINGS MUST SATISFY A NUMBER OF REQUIREMENTS, SUCH AS HIGH STRENGTH, ELONGATION, LOW TEMPERATURE BRITTLENESS, ADHESION, IMPACT STRENGTH, WATER ABSORPTION, AND SO ON. BUT, DESPITE THE CONTINUOUS IMPROVEMENT OF THE STRENGTH AND DEFORMATIVE PROPERTIES OF THE APPLIED PROTECTIVE COATINGS, THE RATE OF DEFECTIVE PRODUCTS REMAINS AT HIGH LEVELS. THEREFORE, THE ISSUE OF PROTECTION OF THESE COATINGS IS AN IMPORTANT ENGINEERING TASK. HOW DID RUSSIAN SCIENTISTS DEAL WITH THE ISSUE?

Ключевые слова: *магистральные трубопроводы, защита трубопроводов, борьба с коррозией, полиэтиленовые покрытия трубопроводов, защитные конструкции трубопроводов.*

УДК 621.793

В настоящее время трубопроводы изолированы от коррозии преимущественно: битумной изоляцией, различными видами лент, а также изоляцией на основе экструдированного полиэтилена, наносимого на трубу в заводских условиях [2].

На протяжении многих десятилетий битумно-мастичное покрытие являлось основным типом антикоррозионного покрытия отечественных трубопроводов. К преимуществам битумно-мастичных покрытий следует отнести их дешевизну, большой опыт применения, достаточно простую технологию нанесения, как в заводских, так и в трассовых условиях. Покрытия, выполненные путем нанесения на трубу липких полимерных лент, на сегодняшний день составляют наибольший процент от всего объема изоляции (порядка 66 %). Это объясняется простотой нанесения в трассовых условиях и, как следствие, широким применением при проведении ремонтных работ. Практический опыт показывает, что фактический срок службы таких покрытий, в зависимости от условий эксплуатации, как правило, не превышает 15 лет. Основными недостатками ленточных покрытий являются низкая устойчивость к сдвигу под воздействием усадки грунта, недостаточно высокая ударная прочность покрытий, экранирование действия средств ЭХЗ под отслоившимся покрытием, а также низкая биостойкость адгезионного подслоя покрытия.

Наиболее новым видом покрытия на сегодняшний день являются заводские покрытия с внешним слоем на основе экструдированного полиэтилена. Выполняться они могут в два и три слоя, каждый из которых несет свою функцию. Данный вид покрытий полностью отвечает всем необходимым требованиям и способен обеспечить эффективную защиту трубопроводов от коррозии на продолжительный период (до 40–50 лет и более), именно поэтому в настоящее время строительство новых участков подземных трубопроводов большого диаметра производят из труб, изолированных преимущественно этим покрытием. К недостаткам таких покрытий относят малый гарантийный срок хранения на открытом воздухе и высокую стоимость (практически половина стоимости трубы). Тем не менее при сооружении новых трубопроводов предпочтение все же отдается последнему типу покрытий, в связи с чем в рамках данной статьи будут рассмотрены вопросы обеспечения целостности покрытий на основе экструдированного полиэтилена.

Как правило, повреждения покрытий связаны либо с отслоением покрытия от металла, либо с его механическим разрушением. Проблема в том, что при подземной прокладке трубопровода в течение всего времени эксплуатации на его верхнюю образующую действует активная тангенциальная нагрузка, под воздействием которой покрытие сдвигается (сползает), растягиваясь в верхней части трубы. Это приводит к растрескиванию покрытия по верхней образующей трубы или даже к его полному механическому разрушению. В то же время на боковых образующих и в нижней части трубопровода, напротив, появляются гофры и складки покрытия, которые заполняются воздухом и почвенным электролитом, что создаёт условия для ускоренного развития коррозионных процессов.

Заводские покрытия имеют в своем составе обязательный слой, который является праймером и обеспечивает высокую адгезию данного покрытия, в связи с этим риск появления дефектов на них гораздо ниже. Появляющиеся же трещины являются, как правило, одиночными, по форме клиновидными. Они зарождаются в основном на кромках заводской изоляции, растут по направлению наименьшего сопротивления. Методы предотвращения их появления сводятся к улучшению качества изоляции сварных стыков [4].

Происходящее при строительстве и эксплуатации трубопроводов изменение свойств и нарушение работоспособности защитных покрытий являются результатом внешних механических нагрузок, температурного и химического воздействия окружающей среды, физико-химических процессов, протекающих в материале изоляции. Наиболее важным для обеспечения долговечности покрытий является соблюдение технологии изоляционно-укладочных работ. При засыпке трубопровода грунтом в траншее ударная нагрузка на покрытие может быть весьма значительной, особенно в зимнее время, когда обледенелый грунт имеет высокую твердость, а покрытие находится в состоянии, близком к хрупкому [1].

Таким образом, исключая несоблюдение условий хранения труб, а также некачественную изоляцию сварных стыков, можно выделить в качестве основной причины возникновения сквозных дефектов изоляции механическое повреждение либо со стороны грунта, либо со стороны механизмов, используемых при укладке трубопровода в траншею.

В рамках данной работы был проведен подробный анализ существующих методов защиты изоляционного покрытия трубопроводов от повреждений.

По результатам анализа действующих нормативных документов было установлено, что основным методом механической защиты является укладка трубопровода на подготовленное основание из минерального грунта, толщиной 10 см (20 см при взрывном способе рыхления) и его последующая засыпка минеральным грунтом на высоту 20 см от уровня верхней образующей трубы.

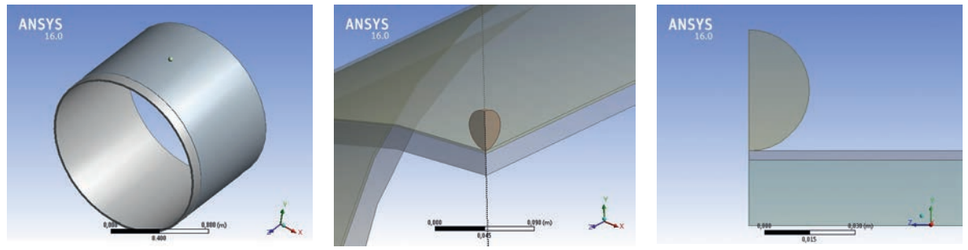
К достоинствам данного метода следует отнести простоту реализации, однако для эффективной работы обустраиваемой подсыпки требуется высокая степень уплотнения грунтового основания, чтобы исключить возможность его продавливания. Кроме того, существует проблема выноса грунта потоками грунтовых вод на уклонах с последующей осадкой трубопровода на дно траншеи. Среди существующих методов борьбы с этим явлением можно отметить обустройство грунтозадерживающих барьеров, но они не отличаются высокой эффективностью.

При отсутствии мелкодисперсного грунта, механическую защиту труб обеспечивают за счет использования:

- футеровки, выполняемой из деревянных (пропитанных антисептическими составами) или полимерных реек, закрепляемых на поверхности труб. Также, в качестве футеровочных могут быть использованы соломенные, камышитовые, пенопластовые, резинотехнические и прочие маты (СП 104-34-96);
- скального листа (рулонных синтетических высокопрочных материалов);
- бетонных покрытий заводского нанесения.

Для оценки эффективности такой защиты было проведено моделирование полимерного покрытия, нанесенного на трубу. Моделирование осуществлялось с помощью платформы ANSYS Workbench.

РИС. 1. Построение модели



а б в

а) Трехмерная расчетная модель трубопровода в заводской изоляции; б) Рассеченная трехмерная модель; в) окончательная плоская осесимметричная расчетная модель

В настоящей работе рассмотрено и смоделировано точечное воздействие твердого фрагмента грунта на стенку трубы, покрытую заводской изоляцией.

Модель представляет собой фрагмент трубы, с нанесенным заводским покрытием и фрагмент грунта, оказывающий точечное воздействие на материал покрытия. Фрагмент грунта принят в форме сферы малого диаметра (5 мм), материал грунта задавался с механическими свойствами, соответствующими граниту.

Применение трехмерной модели (рисунок 1а) существенно осложняет процесс решения, значительно увеличивая время схождения задачи. В связи с этим было решено перейти к плоской осесимметричной модели, которая в силу малой области контакта, может считаться эквивалентной реальным условиям [3].

Таким образом, для построения плоской модели трехмерная модель, представленная на рисунке, рассекается двумя взаимоперпендикулярными плоскостями (рисунок 1б) и за расчетную модель принимается поверхность одного из полученных сечений (рисунок 1в). Правильное задание граничных условий позволяет проводить расчет в плоской осесимметричной постановке.

Для решения поставленной задачи была использована конечно-элементная модель, состоящая из двух поверхностных тел, имитирующих металл трубы и полиэтиленовое покрытие. Воздействие со стороны грунта задавалось в виде сосредоточенной силы, что обеспечивает наиболее опасные условия, когда площадь контактной поверхности стремится к нулю.

При оценке прочности полиэтиленовое покрытие в расчетах задавалось толщиной 3 мм [2]. Рассчитывались параметры напряженно-деформированного состояния полиэтиленового покрытия при различных вариантах нагрузки. Значения нагрузок и результаты расчета приведены в таблице 1, а также на рисунке 2.

Как видно из представленных зависимостей, максимально возможная точечная нагрузка на трубопровод составляет 5 кН, именно это значение по результатам расчета является критическим.

В качестве мероприятий по предотвращению возникновений дефектов изоляции при нагрузке, большей найденного значения, предлагается использовать защитные конструкции, такие как деревянная футеровка и скальный лист на основе стеклопластика [6, 8]. Сплошное бетонное покрытие в рамках данной задачи не рассматривается, так как обетонированные трубы целесообразно применять только при необходимости балластировки, во всех остальных случаях транспортировка тяжелых обетонированных труб на место строительства или ремонта нецелесообразна.

Для решения поставленной задачи была использована конечно-элементная модель, состоящая из трех поверхностных

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчета параметров напряженно-деформированного состояния полиэтиленового покрытия толщиной 3 мм

Величина точечной нагрузки, кН	1	3	5	7
Максимальные напряжения изоляционного покрытия, МПА	4,8	14,7	24,5	32,2

РИС. 2. Результаты расчета параметров напряженного состояния полиэтиленового покрытия в зависимости от величины действующей точечной нагрузки

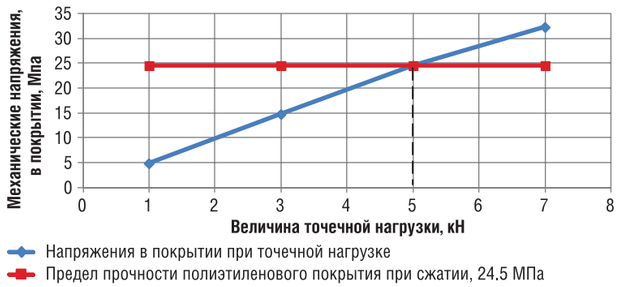
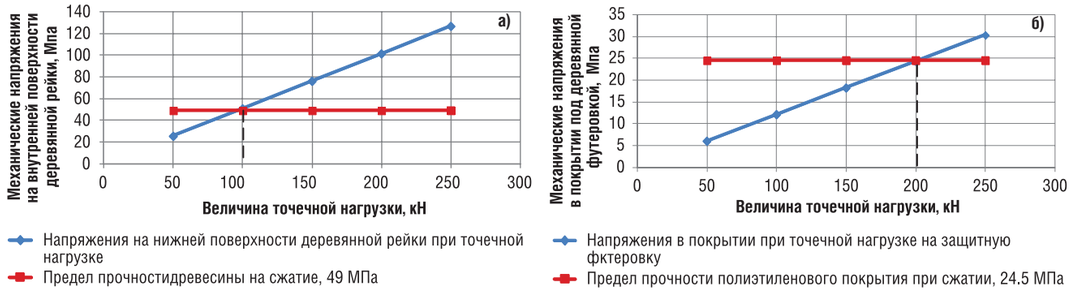


ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета параметров напряженно-деформированного состояния защитного деревянного покрытия толщиной 40 мм

Величина точечной нагрузки, кН	50	100	150	200	250
Максимальные напряжения в материале футеровки в точке контакта, МПа	4366	8732	13098	17463	21829
Напряжения на нижней поверхности футеровки, МПа	25,3	50,6	75,9	101,2	126,5
Максимальные напряжения, возникающие в изоляционном покрытии, МПа	6	12,1	18,2	24,3	30,3

РИС. 3. Результаты расчета параметров напряженного состояния футеровки и покрытия под ним



а) напряжения на внутренней поверхности деревянной рейки; б) напряжения в полиэтиленовом покрытии, защищенном деревянной футеровкой

тел, имитирующих металл трубы, полиэтиленовое покрытие и элемент защитного покрытия в виде деревянной футеровки или же скального листа.

В рамках моделирования работы деревянной футеровки рассматривалась задача, когда контакт приходится на сплошную деревянную поверхность. Воздействие со стороны грунта также задавалось в виде сосредоточенной силы, что обеспечивает наиболее опасные условия.

При расчете толщина деревянной рейки принималась равной 40 мм [6]. Рассчитывались параметры напряженно-деформированного состояния деревянного покрытия, а также полиэтиленового противокоррозионного покрытия трубопровода при различных вариантах нагрузки. Величина нагрузки определялась глубиной прокладки трубопровода и варьировалась в пределах от 50 до 250 кН. Значения нагрузок и результаты расчета приведены в таблице 2.

На рисунке 3 приведены результаты расчета параметров напряженно деформированного состояния деревянной футеровки толщиной 40 мм, а также параметров полиэтиленового покрытия трубопровода, защищенного рассматриваемой конструкцией.

Как видно из представленных зависимостей (рисунок 3б), полиэтиленовое покрытие, защищенное деревянной футеровкой, способно сохранить целостность при нагрузке вплоть до 200 кН. Превышение этой величины в случае точечного воздействия приведет к разрушению полиэтиленового покрытия. Однако график, представленный на рисунке 3а показывает, что уже при 100 кН на внутренней поверхности деревянной рейки напряжения превысят предел прочности древесины, что свидетельствует о полном разрушении деревянной футеровки. Соответственно при толщине деревянной рейки, равной 40 мм, критической нагрузкой, при которой полиэтиленовое покрытие трубопровода потеряет свои защитные свойства, будет являться точечное воздействие величиной 100 кН.

Аналогичный расчет был проведен для защитной конструкции, представляющей собой скальный лист.

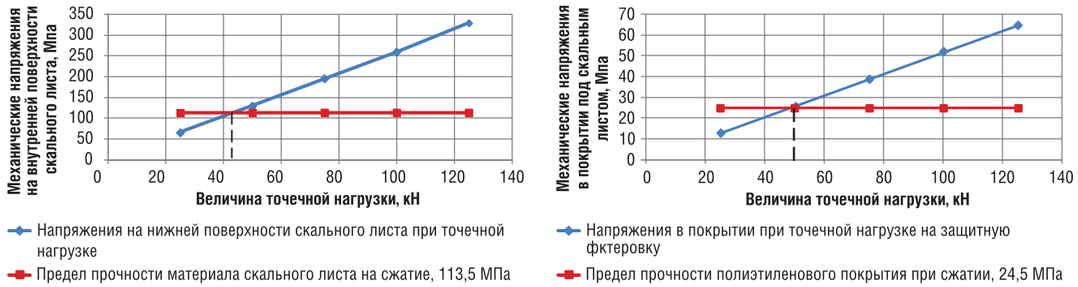
Скальный лист представляет собой конструкцию, изготовленную методом одностороннего ламинирования нетканого синтетического материала полимерным материалом с последующей перфорацией. К его преимуществам можно отнести высокую демпфирующая способность (стойкость к удару) и упрощение процесса футеровки трубопровода (скальный лист крепится к трубопроводу посредством монтажной ленты-хомута). Полимерный скальный лист предназначен для защиты изолированной поверхности трубопроводов диаметром до 1420 мм включительно от механических повреждений при их прокладке в скальных и многолетнемерзлых (вечномерзлых) грунтах, в том числе когда грунт обратной засыпки содержит включения дресвы, гальки, гравия, щебня и более крупных твердых включений [8].

Для оценки эффективности данной конструкции была использована конечно-элементная модель, состоящая из трех поверхностных тел, имитирующих металл трубы, полиэтиленовое покрытие и элемент защитного покрытия в виде скального листа. В рамках моделирования рассматривалась задача, когда контакт приходится на сплошную поверхность

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета параметров напряженно-деформированного состояния скального листа и покрытия защищенного им

Величина точечной нагрузки, кН	25	50	75	100	125
Максимальные напряжения в защитном покрытии, МПа	665	1331	1996	2661	3326
Напряжения на внутренней поверхности защитного покрытия МПа	65	129	195	259	329
Максимальные напряжения в противокоррозионном покрытии, защищенном скальным листом, МПа	12,9	25,8	38,7	51,6	64,6

РИС. 3. Результаты расчета параметров напряженного состояния футеровки и покрытия под ним



а) напряжения на внутренней поверхности деревянной рейки; б) напряжения в полиэтиленовом покрытии, защищенном деревянной футеровкой

скального листа. Воздействие со стороны грунта, аналогично предыдущим рассмотренным задачам, задавалось в виде сосредоточенной силы, когда площадь контактной поверхности стремится к нулю. В расчетах толщина скального листа принималась равной 15 мм. Рассчитывались параметры напряженно-деформированного состояния скального листа, а также полиэтиленового противокоррозионного покрытия трубопровода при различных вариантах нагрузки. Величина нагрузки варьировалась в пределах от 25 до 125 кН. Значения нагрузок и результаты расчета приведены в таблице 3.

На рисунке 4 приведены полученные зависимости параметров напряженно-деформированного состояния скального листа толщиной 15 мм, а также параметров полиэтиленового покрытия трубопровода.

Как видно из представленных зависимостей, максимально возможная точечная нагрузка на трубопровод при использовании в качестве защитного покрытия полимерный скальный лист толщиной 15 мм составляет 47,5 кН, именно это значение является критическим, при котором произойдет разрушение защитной конструкции и самого покрытия трубы.

В результате проведенного моделирования было установлено, что с точки зрения обеспечения целостности заводского полиэтиленового покрытия на основе экструдированного полиэтилена, наиболее эффективным будет являться футеровка из деревянной рейки, которая способна сохранить работоспособность противокоррозионного покрытия при точечной нагрузке вплоть до 100 кН. Полимерный скальный лист сохраняет свои защитные функции только при нагрузке, не превышающей 47,5 кН. При этом также следует отметить, что само полиэтиленовое покрытие без дополнительной защиты разрушается уже при 5 кН. Таким образом можно сделать вывод, что применение защитных конструкций существенно повышает надежность заводского покрытия трубопровода, особенно в условиях, когда нельзя исключить внешние воздействия со стороны скального или мерзлого грунта, а также двигающихся частей строительной и ремонтной техники. ●

Литература

1. *Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Стойкость антикоррозионных покрытий труб в условиях Крайнего Севера. – Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков. – СПб., 2004. – с. 238.*
2. *Гумеров А.Г., Гиззатуллин Р.Р., Гумеров Р.С. Защитные покрытия для трубопроводов. – А.Г. Гумеров, Р.Р. Гиззатуллин, Р.С. Гумеров. – СПб., 2004. – с. 136.*
3. *Перельмутер А.В. Расчетные модели сооружений и возможность их анализа / А.В. Перельмутер, В.И. Сливкер. – Киев, Изд-во «Сталь», 2002. – 600 с.*
4. *Распределение внутренних напряжений в полимерных покрытиях стальных труб при атмосферном хранении в условиях отрицательных температур. – Бердник М.М., Быков И.Ю., Пак А.Л. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. № 2. С. 80–85.*
5. *Предупреждение повреждений заводских покрытий труб при выполнении сварных соединений газопроводов. – Кузьбожев А.С., Новоселов Ф.А. – Контроль. Диагностика. – 2013. № 2. С. 34–40.*
6. *Материалы для строительства и ремонта трубопроводов. [электронный ресурс]. – справочник в 4 ч. – ч. 4. Средства защиты изоляции трубопроводов. – https://pskgeodor.ru*
7. *Оценка влияния неравномерности основания на защитное покрытие подземного трубопровода. – Мацюк Р.А. – Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6 (64). С. 56–59.*
8. *Применение геосинтетических материалов для защиты наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов от механических повреждений. – Брыков Э.Е. – Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2008. № 1 (11). С. 38–45.*

KEYWORDS: *main pipelines, protection of pipelines, corrosion control, polyethylene coating of pipelines, protective structures of pipelines.*

РЕКЛАМА

AW189 – двухдвигательный многоцелевой вертолёт средней грузоподъёмности

Пассажировместимость .....до 18 чел.
Крейсерская скорость .....280 км/ч
Расход топлива .....450 л/ч
Дальность полета .....до 900 км
Длина .....17,57 м
Диаметр несущего винта .....14,6 м
Максимальная взлетная масса .....8300 кг

AW189 полностью соответствует перечню требований стандарта OGP для перевозки пассажиров и медицинской эвакуации.

НПК «ПАНХ» стала первой компанией в России, получившей допуск к коммерческой эксплуатации вертолета AW189.

Воздушное судно включает в себя всё оборудование, необходимое для выполнения полетов по обслуживанию морских судов и буровых платформ (**конфигурация ОФФШОР**), и используется для авиационных работ при строительстве Турецкого потока.

ПАНХ
Научно-производственная компания
Образована в 1964 году

Обслуживание морских судов и буровых платформ, медицинская эвакуация, мониторинг трубопроводов

PANH Helicopters

КА-32

МИ-8

www.panh.ru
350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МГП В ЗОНЕ ПОСТОЯННОГО ДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

ПРЕДЛОЖЕН ПРИБОРНЫЙ КОМПЛЕКС ПО ПОИСКУ ПОВРЕЖДЕНИЙ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БЕЗ ВСКРЫТИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ РАНЖИРОВАТЬ ИХ ПО РАЗМЕРАМ ПОВРЕЖДЕНИЙ, В ЗОНЕ ПОСТОЯННОГО ДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

A COMPLEX TO SEARCH FOR DAMAGE TO THE INSULATING COATINGS OF GAS PIPELINES WITHOUT OPENING HAS BEEN PROPOSED, ALLOWING THEM TO BE RANKED BY THE SIZE OF DAMAGE, IN THE ZONE OF CONSTANT ACTION OF STRAY CURRENTS

УДК 621.793

Ключевые слова: *магистральный газопровод, приборный комплекс, поиск повреждений изоляционных покрытий, мониторинг технического состояния.*

Ценев Андрей Николаевич,
аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Санкт-Петербургский горный университет

Назарова Мария Николаевна,
к.т.н., доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Санкт-Петербургский горный университет

Носов Виктор Владимирович,
д.т.н., заместитель заведующего кафедрой «Приборостроение», профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Санкт-Петербургский горный университет

Шарнина Гульнара Салаватовна,
к.т.н., доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В настоящее время существует целый ряд приборов по поиску мест повреждений изоляционных покрытий без вскрытия магистральных газопроводов. Однако сложность их использования в поиске точного местонахождения дефектных зон изоляции заключается в том, что чрезвычайно высоки требования к опыту и внимательности оператора приборного комплекса, более того, существуют ограничения по погодным и природно-климатическим условиям – поиск повреждений изоляции с большим количеством влаги для магистральных газопроводов неэффективен.

В настоящее время широко применяются приборы для электрометрических измерений на трассе (АНПИ, УКИ-1М, АНТПИ, ПОИСК, и др.), которые по измерениям потенциалов на поверхности земли позволяют обнаруживать места нарушения изоляционного покрытия. Минимально удовлетворительные результаты возможно получить при использовании приборных комплексов, основанных на принципах магнитометрического контроля – токовый топограф PCM фирмы «Radiodetection» RD 8000 или Seba vLocDM2, измерители концентраторов напряжений ИКН-2М и ИКН-3М, комплекс «Скиф МБС/04», высокоточные трассоискатели типа «Оникс», «C-Scan» и др.). Точность регистрации контролируемых параметров (токов) сильно зависит от множества факторов: точности позиционирования над осью трубы, пространственного положения магниточувствительных датчиков, глубины заложения трубопровода. Сложную систему электромагнитных помех создают блуждающие токи, токи электрических силовых кабелей и кабелей связи, ЛЭП, которые снижают эффективность и точность их работы. Поэтому главным недостатком вышеуказанных комплексов является невысокая степень их помехозащищенности. Таким образом, встал вопрос о разработке высокочувствительного и помехозащищенного приборного комплекса, позволяющего эффективно находить и локализовывать с необходимой точностью места повреждений изоляционных покрытий магистральных газопроводов без вскрытия в зоне постоянного действия блуждающих токов.

Способ определения мест повреждений в изоляционном покрытии магистрального газопровода основывается на методе Пирсона, где поиск дефектов изоляционного покрытия осуществляется либо от сигнала работающей станции катодной защиты на частоте 100 ГЦ, либо от сигнала специального генератора на частоте около 1 кГц.

Основными сравнительными преимуществами разрабатываемого комплекса с точки зрения поиска дефектов изоляционного покрытия перед существующими является совокупность следующих показателей:

1. Возможность производить работы по методу Пирсона с использованием продольного градиента потенциалов. Этим достигается относительно малая трудоемкость работ (по сравнению с поперечным градиентом, или методом интенсивных измерений с использованием комплекса MoData2 или аналогичных). При этом возможность работы методом поперечного градиента в тех случаях, когда это необходимо, также имеется.

2. Возможность работы на частоте 100 Гц от сигнала действующих станций катодной защиты, что исключает необходимость установки генератора и экономит время. При отсутствии катодной защиты на участке обследования, установка генератора, конечно, является необходимой.

3. Использование схемы работы с двумя операторами, которые располагаются на расстоянии 6–7 метров друг от друга, что обеспечивает большую измерительную базу для получения полезного сигнала. В результате каждый локальный дефект изоляционного покрытия характеризуется двумя максимумами и одним минимумом полезного сигнала, что практически исключает возможность случайного пропуска дефекта изоляции операторами. Эта же особенность в разумных пределах снижает требования к опыту и внимательности операторов поиска повреждений.

4. Возможность использования поиска повреждений в зоне действия постоянных блуждающих токов (в отличие, скажем, от метода интенсивных измерений или метода выносного электрода).

5. Высокая помехозащищенность селективных индикаторов позволяет производить работы вблизи действующих линий электропередач напряжением 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ.

6. Как уже было указано выше, возможность ранжирования повреждений по физическим размерам без вскрытия трубопровода.

При сравнительных испытаниях в качестве базы для сравнения использовалась известная установка контроля изоляции УКИ-1М, предварительно проверенная и отрегулированная на достижение максимальных характеристик чувствительности и избирательности.

Таким образом, поиск и локализация мест повреждений изоляционных покрытий магистральных газопроводов должен основываться на измерении электродвижущей силы индуктивного преобразователя, помещенного в переменное магнитное поле прямого проводника.

При поиске повреждений изоляционных покрытий на газопроводах необходимо производить измерения растекания

ТАБЛИЦА 1. Результаты сравнительных испытаний искателей повреждений (частота 100 Гц)

№ п/п	Тип прибора	Уровень сигнала			Дата измерения
		Max	Min	Глубина	
1	УКИ-1М	130 x 6 – 170 x 6	160 x 4	105 см	04.09.2015
		6,5 – 8,5 mV	0,8 mV	0,75 mV	
2	П-1	–	–	105 см	04.09.2015
		5,9 – 7 mV	0,25 – 0,3 mV	0,19 – 0,24 mV	
3	П-2	–	–	105 см	04.09.2015
		5 – 6 mV	0,19 – 0,23 mV	0,16 – 0,3 mV	

ТАБЛИЦА 2. Результаты сравнительных испытаний искателей повреждений (частота 1000 Гц)

№ п/п	Тип прибора	Уровень сигнала			Дата измерения
		Max	Min	Глубина	
1	УКИ-1М	8 x 7	60 x 3	101 см	04.09.2017
		12 mV	0,06 mV		
2	П-1	–	–	–	–
		–	–	–	
3	П-2	–	–	101 см	04.09.2017
		40 mV	0,2 mV	0,12 mV	

ТАБЛИЦА 3. Поперечный градиент

точки	УКИ-1М	П-2 Сигнал 1	П-2 Сигнал 2	П-2 Сигнал 3	П-2 Сигнал 4	П-2 Сигнал 5	П-2 Сигнал 6
1	7x7	14 mV	11,5	11	11	9,5	9
2	5x7	12	11,1	10,9	11	9,5	9
3	4x7	7	9,5	9,4	9	8	8
4	5x7	7	8,7	8,5	8,5	5	8
5	5x7	13	9,7	10	9,5	7,5	9
6	4x7	12	9,3	9	9	9	7
7	8x7	15	18	17	18,5	17	19
8	12x7	26	27	27,5	29,5	28	30
9	12x8	79	77	78	80	80	90
10	16x9	270	261	268	265	265	290
11	20x11	2 600	2 700	2 800	2 800	2 500	2 700
12	12x9	230	234	228	240	220	260
13	9x8	62	60	62	63	60	66
14	11x7	25	23	23	25	23	24
15	4x7	10	8,5	9	9	8	8,5

тока по телу трубопровода для оценки технического состояния и выявления поврежденного участка с помощью амперметра.

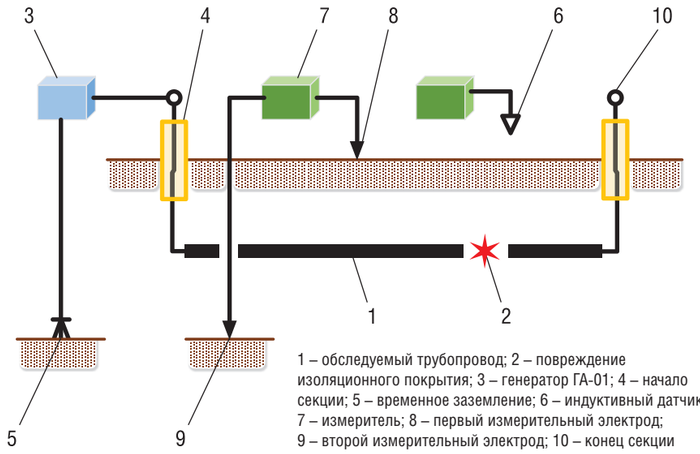
Далее необходимо производить измерения электрического сопротивления секции магистрального газопровода для подтверждения наличия повреждения в изоляционном покрытии с помощью измерителя сопротивления заземления (рисунок 1).

Для обнаружения места повреждения изоляционного покрытия, необходим сигнальный ток на обследуемом участке газопровода, который создается путем подключения двухчастотного генератора ГА-1 к концу участка магистрального газопровода на соединительном контрольно-измерительном пункте (далее КИП-С) с временным заземлением, оборудованном на расстоянии не менее 10 м от протяженных анодных заземлителей. Сопротивление растеканию временного заземления должно быть не более 50 Ом. Далее с помощью индуктивного датчика определяется положение магистрального газопровода в грунте.

Во время выполнения трассировки оси по всей длине обслуживаемого участка магистрального газопровода, поиск места повреждения изоляционного покрытия производится методом измерения поперечного градиента потенциала между измерительными электродами вдоль линии магистрального газопровода.

Первый электрод располагается над осью магистрального газопровода, а второй электрод – на расстоянии

РИС. 1. Схема поиска повреждений изоляционного покрытия магистрального газопровода



1 – обследуемый трубопровод; 2 – повреждение изоляционного покрытия; 3 – генератор ГА-01; 4 – начало секции; 5 – временное заземление; 6 – индуктивный датчик; 7 – измеритель; 8 – первый измерительный электрод; 9 – второй измерительный электрод; 10 – конец секции

не менее 7 м перпендикулярно ходу движения со стороны, противоположной защищаемому трубопроводу.

При определении максимального сигнала устанавливается контрольный знак. Далее генератор переключается на другой конец секции обследуемого участка магистрального газопровода, и измерения проводятся в обратном направлении. За место повреждения изоляционного покрытия магистрального газопровода принимается средняя точка между двумя максимальными значениями измеренных сигналов.

Таким образом, эффективность предложенного комплекса по поиску повреждений изоляционных покрытий позволит ранжировать их по размерам повреждений без вскрытия магистральных трубопроводов в зоне постоянного действия блуждающих токов (в отличие, скажем, от метода интенсивных измерений или метода выносного электрода). Высокая помехозащищенность селективных индикаторов позволит производить работы вблизи действующих линий электропередачи напряжением 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ. ●

Литература

1. *Кравцов В.В. Коррозия и защита конструкционных материалов. Основы теории химического сопротивления материалов: учебное пособие – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 183 с.*
2. *Кравцов В.В., Старочкин А.В., Блинов И.Г. Комплексное обследование коррозионного состояния подземных трубопроводов. учеб. пособие – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011 – 183 с.*
3. *В.В. Кравцов, М.В. Кузнецов, А.Г. Гареев и др. Техника антикоррозионной защиты подземных трубопроводов: учеб. пособие – Уфа: ООО «Монография», 2008 – 382 с.*
4. *Ф.М. Мустафин, М.В. Кузнецов, Л.И. Быков. Защита трубопроводов от коррозии: Том 1: учебное пособие – Уфа: Монография. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 214 с.*
5. *РД-29.035.00-КТН-080-10. Инструкция по контролю изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.*
6. *РД-29.200.00-КТН-176-06 Регламент обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и состояния противокоррозийной защиты.*
7. *РД-91.020.00-КТН-149-06 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.*
8. *А.Н. Ценев, В.В. Носов, М.Н. Назарова, Г.С. Шарнина. Мониторинг технического состояния изоляционных покрытий подземных магистральных газопроводов в зоне блуждающих токов. – 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. 294–297.*

KEYWORDS: *main gas pipeline, instrument complex, search for damage to insulation coatings, monitoring of technical condition.*

ЭКСКЛЮЗИВНАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ *HYUNDAI SANTA FE* ПРЕДСТАВЛЕНА НА ММАС – 2018

Компания «Хендэ Мотор СНГ» на Московском международном автосалоне представила эксклюзивную комплектацию кроссовера **Hyundai Santa Fe** Black&Brown.
Кроссовер Santa Fe в комплектации Black&Brown оснащается 2,2-литровым дизельным двигателем мощностью 200 л.с. в сочетании с новой 8-ми ступенчатой АКПП и системой управления полным приводом HTRAC.
Среди опций – светодиодные фары с системой адаптивного освещения (поворотный свет), панорамная крыша с люком, проекционный дисплей, панель приборов с цветным экраном 7”, мультимедиа систему 8.0" с аудиосистемой премиум класса Krell, система камер кругового обзора. Кроссовер оснащен комплексным пакетом новейших систем активной безопасности, объединенных в единую систему Hyundai Smart Sense, в которую входят инновационная функция контроля присутствия пассажиров сзади (Rear Occupant Alert), система предупреждения столкновений с боковым трафиком сзади, система безопасного выхода (Safety Exit Assist) и др.

Hyundai Santa Fe в комплектации Black&Brown доступен в цвете Phantom Black («Черный перламутр»), с глубокой тонировкой задних стекол, хромированными (темный хром) решеткой радиатора, боковыми молдингами, ручками дверей, элементов на заднем бампере и дверях багажника. Автомобиль комплектуется легкосплавными дисками оригинального дизайна 19" марки Continental. Кожаная отделка интерьера исполнена в коричневой гамме с небольшим количеством черных деталей, а потолок и стойки отделаны замшей черного цвета.

Рекомендованная максимальная розничная цена **Hyundai Santa Fe** в эксклюзивном исполнении Black&Brown составляет 2 849 000 руб.

РЕКЛАМА

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АНАЛИЗА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МГП С ДЕФЕКТНЫМИ СВАРНЫМИ СТЫКАМИ

ИЗЛОЖЕНЫ МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АНАЛИЗА ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТНЫМИ СВАРНЫМИ СТЫКАМИ С УЧЕТОМ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ В ДЕФЕКТНЫХ СВАРНЫХ СТЫКАХ ДЛЯ УСТАНОВЛЕННЫХ МИНИМАЛЬНЫХ РАДИУСОВ УПРУГОГО ИЗГИБА ТРУБОПРОВОДА

THE METHODOLOGICAL FOUNDATIONS OF THE ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF MAIN GAS PIPELINES WITH DEFECTIVE WELDED JOINTS TAKING INTO ACCOUNT THE STRESS CONCENTRATION IN THE DEFECTIVE WELDED JOINTS FOR THE RADIUSES OF ELASTIC PIPE BENDING OF THE PIPELINE ARE DESCRIBED

УДК 621.644

Ключевые слова: *магистральный газопровод, напряженно-деформированное состояние, дефектные сварные стыки, внутритрубная диагностика, радиус упругого изгиба трубопровода, изгибные напряжения, концентрация напряжений, коэффициент концентрации напряжений.*

Рафиков Салават Кашфиевич,
доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», к.т.н., доцент

Аскаров Роберт Марагимович,
д.т.н., доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»

Быков Леонид Иванович,
профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», д.т.н., профессор

Шарнина Гульнара Салаватовна,
доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» к.т.н., доцент

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Усманов Рустем Ринатович,
заместитель генерального директора – главный инженер, к.т.н.

Чучкалов Михаил Владимирович,
начальник технического отдела, д.т.н.

Аскаров Герман Робертович,
ведущий инженер инженерно-технического центра, к.т.н.

ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Целями анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) участков магистральных газопроводов (МГ) с дефектными сварными стыками являются:

1. Определение максимальных напряжений в стенке трубопровода на основе статического расчета с учетом дефектов сварных соединений – концентраторов напряжений и значений минимального радиуса упругого изгиба трубопровода.
2. Проверка прочности и отсутствия пластических деформаций с учетом концентрации напряжений в дефектных сварных соединениях для установленных минимальных радиусов поворота.
3. Определение напряжений в стенке трубопровода и дефектных сварных соединениях для использования их в расчетах остаточного ресурса и разрешенного давления.

Оценка НДС магистральных газопроводов с дефектными сварными соединениями производится проверкой прочности сварного соединения с дефектами на участке поворота с минимальным радиусом упругого изгиба из условия:

$$\sigma_{max} \leq \alpha_\sigma \cdot \sigma_{xmax}^{N,S}, \quad (1)$$

где σ_{max} – максимальные напряжения в сварном соединении с дефектами с учетом концентрации напряжений;

$\sigma_{xmax}^{N,S}$ – максимальные продольные напряжения от нормативных нагрузок на участке поворота с минимальным радиусом упругого изгиба;

α_σ – максимальное значение теоретического коэффициента концентрации напряжений для сварных соединений с дефектами на изогнутом участке, определяемое по формуле

$$\alpha_\sigma = \alpha_\phi \cdot \alpha_\text{г} \cdot \alpha_\text{п}, \quad (2)$$

где α_ϕ – коэффициент, учитывающий форму и размеры сварного шва, толщину стенки;

$\alpha_\text{г}$ – коэффициент, учитывающий геометрические отклонения сварного шва, размеры сечения трубопровода, характеристики стали и рабочее давление;

$\alpha_\text{п}$ – коэффициент, учитывающий размеры несплавлений, подрезов и непроваров сварного шва.

Коэффициенты α_ϕ, $\alpha_\text{г}$, $\alpha_\text{п}$ определяются в соответствии с формулами, изложенными в [9] и нормативно-технических документах отрасли.

Максимальные продольные напряжения от нормативных нагрузок на участке поворота с минимальным радиусом упругого изгиба $\sigma_{xmax}^{N,S}$ определяются в соответствии с нижеизложенными рекомендациями.

Для оценки НДС при определении остаточного ресурса в ПАО «Газпром» рекомендуется использовать нормативный документ Р Газпром 2-2.3-437-2010 «Методика расчета остаточного ресурса сварных соединений линейной части газопроводов» [1] (аналог). При расчете остаточного ресурса согласно [1] учитывают давление газа, температуру эксплуатации и изгибающий момент в случае отклонения оси трубы от прямолинейной траектории. Результаты экспериментальных измерений напряжений в процессе диагностического обследования используют для уточнения и проверки расчетного НДС, а оценку НДС и расчет ресурса выполняют с помощью специального программного комплекса «Ресурс» [11].

Согласно [1], оценка напряженно-деформированного состояния – это комплексная диагностическая работа, требующая привлечения специализированной организации и создания условий для проведения комплексных измерений. Следующий этап – использование полученных данных в расчетах программного комплекса «Ресурс» – может быть выполнен исключительно ее разработчиком.

При условии соблюдения рекомендаций [1] необходимо привлечь на договорной основе специализированные организации по измерению НДС в трассовых условиях, геодезическому позиционированию и расчету НДС (комплексное диагностическое обследование); специализированную организацию по расчету ресурса, а это может быть только монополист – разработчик [1] с программным комплексом «Ресурс», дождаться его заключения по результатам комплексного обследования. Это означает, что до окончательного решения может пройти значительное время. Кроме того, в управлении, эксплуатирующем МГ, не всегда могут быть свободные средства для заключения договоров на комплексное диагностическое обследование. Все вышеизложенное относится к недостаткам данного способа оценки НДС.

Существенным недостатком данного способа оценки НДС также является необходимость выполнения большого объема земляных работ для откопки трубопровода и обеспечения доступа при измерении напряжений и геометрических параметров изогнутого участка, так как элементы сегмента круга (база определения прогиба и прогибы в вертикальной и горизонтальной плоскости) не являются выходными данными результатов внутритрубной дефектоскопии, и не все изогнутые участки могут быть аппроксимированы дугой окружности.

При оценке работоспособности и отбраковке дефектных кольцевых сварных стыков трубопроводов в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715-2013 «Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов» [2] максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий – рабочего давления, температурного перепада и упругого изгиба – определяются расчетным методом по формуле СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» [3]:

$$\sigma_x^{N,S} = \mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D_\text{н}}{2\rho}, \quad (3)$$

$$\sigma_\theta^{N,S} = \frac{\text{p}\, D_\text{вн}}{2 \cdot t}, \quad (4)$$

где $\sigma_x^{N,S}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий – рабочего давления, температурного перепада и упругого изгиба, МПа;

$\sigma_\theta^{N,S}$ – кольцевые напряжения в трубопроводе от нормативного (рабочего) давления, МПа;

μ – коэффициент Пуассона для металла трубы, МПа;

E – модуль Юнга для металла трубы, МПа;

$D_\text{н}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_\text{вн} = D_\text{н} - 2t$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

t – толщина стенки, м;

α – коэффициент линейного температурного расширения металла трубы, 1/град.;

ΔT – расчетный температурный перепад, определяемый в соответствии с требованиями [3] и принимаемый положительным при нагревании, град.;

ρ – радиус упругого изгиба, м.

Знак «+» в формуле (3) соответствует растягивающим напряжениям, знак «» – сжимающим напряжениям. Таким образом, при положительном расчетном температурном перепаде ΔT, второе слагаемое имеет знак «-», что соответствует возникновению на прилегающих участках сжимающих напряжений из-за сопротивления грунта продольному перемещению

сечений изогнутого участка. Знак «-» в третьем слагаемом соответствует сжимающим напряжениям на сжатой части сечения упругого изгиба.

Радиус упругого изгиба ρ, входящий в формулу (3), описывается как «минимальный радиус упругого изгиба» без пояснений, а как же эту минимальную величину определять.

В настоящее время основным средством выявления дефектных сварных стыков на магистральных газопроводах является внутритрубная дефектоскопия (ВТД).

В последние годы ООО «Газпром трансгаз Уфа» совместно с НПО «Спецнефтегаз» разработали технологию выявления и первичной оценки потенциально опасных участков средствами ВТД. Суть ее заключается в непосредственном измерении радиуса изгиба трубопровода в процессе прохождения внутритрубного инспекционного снаряда при ВТД, что позволяет выявить потенциально опасные участки с непроектными (менее 1000·D) радиусами упругого изгиба и получить первичную оценку их НДС (третья составляющая формулы 3). Такой метод, реализованный путем анализа деформации трубопровода, можно считать прямым способом измерения НДС.

В отчете по внутритрубной дефектоскопии МГ «Уренгой–Новопсков» [4] представлены трубы с аномальными сварными стыками, с делением на три категории, в зависимости от степени опасности дефекта. Категории «а» – устранение в кратчайшие сроки, «в» – ремонт в рамках плановых мероприятий – подлежат обязательной идентификации в шурфах. Категория «с» – допустимые без проведения обследования – данные аномалии не должны привести к аварии до следующей инспекции. Категория «с» самая многочисленная, например, в отчете по внутритрубной дефектоскопии [4] количество аномальных стыков категорий «а» и «в» в сумме составляет 2 + 14 = 16, а стыков категории «с» – 193.

Дефектные сварные стыки, независимо от категории опасности, находящиеся в зоне непроектного (менее 1000·D) радиуса упругого изгиба трубопровода, подлежат идентификации в шурфах.

Если дефектная часть аномального стыка приходится на зону растяжения сечения с непроектным радиусом упругого изгиба, это должно быть поводом для назначения этого сварного стыка на вырезку или ремонт, так как наличие дефектов ослабляет сечение и снижает несущую способность трубы, испытывающей непроектные напряжения. Если дефектная часть аномального стыка приходится на зону сжатия сечения с непроектным радиусом упругого изгиба, то требуется оценка величины и знака суммарного продольного напряжения с учетом знака и величины температурного перепада, зависящих от времени замыкания монтажного стыка при строительстве.

Методика определения продольных напряжений, используемая в [2], имеет следующие недостатки:

1. Продольные напряжения от упругого изгиба, определяемые по третьему слагаемому уравнения (3), как

$$\sigma_{\text{и}} = \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2\rho}, \qquad (5)$$

могут быть определены по этой формуле только на выпуклых участках рельефа местности при повороте оси трубопровода в вертикальной плоскости выпуклостью вверх [5].

2. Методика не поясняет, каким образом определить для эксплуатируемого трубопровода фактические значения радиуса изгиба в каждом конкретном сечении трубопровода для проверки условия упругости деформаций.

3. Методика не делает различий между случаями вертикального и горизонтального положения плоскости изгиба и между вогнутостью и выпуклостью изогнутой оси при повороте трубопровода в вертикальной плоскости.

При проектировании участков магистральных трубопроводов, прокладываемых путем свободного упругого изгиба по рельефу местности, в соответствии с СП 86.13330.2014 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» [6] радиус поворота не должен быть менее нормативной величины, определяемой из условия:

$$\rho \leq 1000 \cdot \text{D}, \qquad (6)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м.

4. Нормативные документы [1] и [2] при анализе НДС участков с дефектными сварными стыками все участки, проложенные по радиусам изгиба менее $\rho \leq 1000 \cdot \text{D}$, относят к непроектным и обязывают проводить их идентификацию в шурфах, в том числе и те, которые выявлены внутритрубными инспекционными снарядами в результате ВТД [7]. О недостатках диагностики и определения положения трубопровода, в том числе и радиусов изгиба, выше уже говорилось.

Практика строительства и эксплуатации трубопроводов показывает, что существует много криволинейных участков трубопроводов, уложенных по радиусу $\rho \leq 1000 \cdot \text{D}$, где, тем не менее, деформации металла остаются упругими, и это подтверждается расчетами [7].

5. Методика оценки НДС, использованная в вычислительной программе внутритрубного диагностического комплекса, базируется на нормативных документах [1], [2] и других, более ранних, и использует формулу (5), которая применима только для выпуклых изогнутых участков трубопроводов и дает заниженные значения изгибных напряжений.

6. Методика чисто документально, по характеристикам сварного шва (поперечное смещение кромок), без учета изгиба, отнесла дефекты сварного стыка к категории «с», которые идентификации в шурфах не подлежат. В результате образовался опасный дефект – трещина, которая подлежит немедленному удалению (т.е. относится к категории «а»).

Предлагаемый авторами метод оценки НДС трубопроводов с дефектными сварными соединениями позволяет упростить оценку НДС стенок магистральных газопроводов при идентификации дефектных сварных стыков, расположенных на участках упругого изгиба, что можно достичь следующим образом.

Оценка НДС изогнутых участков магистрального газопровода с дефектными сварными стыками включает расчет напряжений в стенке трубы с учетом радиуса упругого изгиба оси трубопровода и дефектов сварных соединений, являющихся концентраторами

напряжений. Оценка выполняется по данным внутритрубной дефектоскопии, в которых выделяются участки с непроектными радиусами упругого изгиба (менее 1000·D), для которых идентифицируются и выделяются части трубопровода с выпуклыми и вогнутыми поворотами в вертикальной плоскости и участки горизонтальных поворотов. Отдельно для каждого типа изогнутого участка (выпуклый участок, вогнутый участок и участок горизонтального поворота) рассчитываются минимальные радиусы упругого изгиба $\rho_{\min}$ по предлагаемым формулам с учетом всех эксплуатационных нагрузок и воздействий. Для участков с радиусами упругого изгиба, лежащими в интервале $\rho_{\min} \leq \rho < 1000 \cdot \text{D}$, определяются нормативные кольцевые и суммарные продольные напряжения с учетом изгиба для каждого типа изогнутого участка и интенсивность напряжений [3]. Выполняется проверка на местные пластические деформации от действия нормативных кольцевых и продольных напряжений и проверка интенсивности напряжений.

Участки с фактическими замеренными радиусами, меньшими, чем радиусы упругого изгиба $\rho_{\min}$, для каждого типа изогнутого участка, включая участки вставок холодного гнутья ($\rho \leq 60$м) и отводы, подлежат контролю, идентификации и дефектовке в шурфах в соответствии с нормативными документами.

Согласно формуле (3) при постоянных значениях рабочего давления, перепада температуры, геометрических характеристик сечения трубопровода и упругих характеристик стали, продольные напряжения будут линейно зависеть от величины радиуса упругого изгиба ρ. Таким образом, если с достаточной точностью измерить радиус упругого изгиба, то для каждого сечения трубопровода можно получить фактические значения продольных напряжений с учетом упругого изгиба в горизонтальной и вертикальной плоскости с учетом вогнутого или выпуклого рельефа местности.

Оценка НДС производится с использованием результатов внутритрубной дефектоскопии, в которых имеется журнал непрерывной записи кривизны оси трубопровода $1/\rho$ для каждого сечения трубопровода с привязкой по расстоянию в метрах и к каждой пронумерованной трубе, распечаткой графика распределения кривизны по длине с любой заданной точностью, из которого виден знак кривизны, т.е. можно выделить выпуклые и вогнутые участки. С заданной точностью можно определить сечение с максимальной кривизной или кривизной, соответствующей сварному стыку с дефектами и вычислить кольцевые и продольные напряжения в интересующем сечении, а также интенсивность напряжений, если это потребуется при решении задачи.

В соответствии с законами строительной механики и ограничениями, накладываемыми СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» [3] для протяженных тонкостенных цилиндрических оболочек, продольные напряжения на упругоизогнутом участке подземного трубопровода определяются по формуле:

$$\sigma_x^{N,S} = \mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T \pm \sigma_u, \qquad (7)$$

где μ, α, E, ΔT – параметры, описанные в пояснениях к формуле (3);

$\sigma_\theta^{N,S}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, вычисляемые по формуле (4);

σ_u – изгибные напряжения на участках упругого изгиба в горизонтальной или вертикальной плоскостях, а в вертикальной плоскости – на выпуклом или вогнутом участках в соответствии с формулами, изложенными, например, в [8].

При упругом изгибе в вертикальной плоскости на выпуклом участке изгибные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{и вып}} = \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2\rho}. \qquad (8)$$

При упругом изгибе в вертикальной плоскости на вогнутом участке изгибные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{и вог}} = \frac{3 \cdot E \cdot D_{\text{н}}}{5 \cdot \rho}. \qquad (9)$$

На участке поворота упругим изгибом в горизонтальной плоскости изгибные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{и гор}} = \frac{3 \cdot E \cdot D_{\text{н}}}{4 \cdot \rho}, \qquad (10)$$

где ρ – радиус упругого изгиба трубопровода по данным внутритрубной диагностики.

Рассмотрим примеры определения продольных напряжений на участках упругого изгиба.

Пример 1.

Исходные данные:

Рабочее давление p = 7,5 МПа; наружный диаметр $\text{D}_{\text{н}}$ = 1420 мм; толщина стенки трубы δ = 15,7 мм; предел прочности стали $\sigma_{\text{в}}$ = 588 МПа; условный предел текучести стали $\sigma_{0,2}$ = 470 МПа; температура стенки трубы на эксплуатируемом участке газопровода $\text{t}_{\text{э}}$ = +25 °С; расчетная температура замыкания монтажного стыка в холодное время года $\text{t}_{\text{зх}}$ = -25 °С; расчетная температура замыкания монтажного стыка в теплое время года $\text{t}_{\text{зт}}$ = +35 °С; минимальный допустимый радиус упругого изгиба при укладке ρ = 1420 м для данного примера; коэффициент Пуассона μ = 0,3; модуль упругости стали E = $2{,}1 \cdot 10^5$ МПа; внутренний диаметр $\text{D}_{\text{вн}}$ = 1,42 – 2·0,0157 = 1,3886 м.

Для того, чтобы произвести расчеты по формуле (7), необходимо определить расчетные перепады температуры стенки трубы ΔT:

- при замыкании монтажного стыка в холодное время года:

$$\Delta \text{T}_{\text{хол}} = \text{t}_{\text{э}} - \text{t}_{\text{зх}} = +25 - (-25) = +50°\text{C};$$

- при замыкании монтажного стыка в теплое время года:

$$\Delta \text{T}_{\text{теп}} = \text{t}_{\text{э}} - \text{t}_{\text{зт}} = +25 - (+35) = -10°\text{C};$$

- при совпадении температуры стенки при эксплуатации и расчетной температуры стенки при замыкании монтажного стыка:

$$\Delta \text{T} = \text{t}_{\text{э}} - \text{t}_{\text{з}} = +25 - (+25) = 0°\text{C}.$$

Кольцевые напряжения:

$$\sigma_\theta^{N,S} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{7{,}5 \cdot 1{,}3886}{2 \cdot 0\ 0157} = 331{,}672 \text{ МПа}.$$

ТАБЛИЦА 1. Продольные напряжения в растянутой и сжатой зонах сечения трубопровода, изогнутого по радиусу ρ = 1000 · D = 1420 м

Тип изогнутого участка	Растянутая или сжатая зона сечения	Температурный перепад		
		$\Delta T_{хол}$ = +50°C	$\Delta T_{теп}$ = -10°C	ΔT = 0°C
Выпуклый	Растянутая	78,50	229,70	204,50
	Сжатая	-131,50	19,70	-5,50
Вогнутый	Растянутая	99,50	250,70	225,50
	Сжатая	-152,50	-1,30	-26,50
Горизонтальный поворот	Растянутая	131,00	282,20	257,00
	Сжатая	-184,00	-32,80	-58,00

Примечание: Знак «-» при значениях напряжений соответствует сжимающим напряжениям. Если знак «-» отсутствует, значит напряжения растягивающие

Изгибные напряжения:

- на выпуклом участке:

$$\sigma_{и\ вып} = \frac{E \cdot D_н}{2\rho} = \frac{2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 1{,}42}{2 \cdot 1420} = 105\ МПа;$$

- на вогнутом участке:

$$\sigma_{и\ вог} = \frac{3 \cdot E \cdot D_н}{5 \cdot \rho} = \frac{3 \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 1{,}42}{5 \cdot 1420} = 126\ МПа;$$

- на горизонтальном повороте:

$$\sigma_{и\ гор} = \frac{3 \cdot E \cdot D_н}{4 \cdot \rho} = \frac{3 \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot 1{,}42}{4 \cdot 1420} = 157{,}5\ МПа.$$

Продольные напряжения от расчетных перепадов температуры:

- при замыкании монтажных стыков в холодное время года (при положительном перепаде температуры):

$\sigma_{\Delta T хол} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T_{хол} = -1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot (+50) =$ -126 МПа – напряжения сжимающие;

- при замыкании монтажных стыков в теплое время года (при отрицательном перепаде температуры):

$\sigma_{\Delta T теп} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T_{теп} = -1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot (-10) =$ $+25{,}2$ МПа – напряжения растягивающие.

Продольные напряжения от действия внутреннего давления при защемлении грунтом подземного трубопровода:

$$\sigma_x^p = \mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} = 0{,}3 \cdot \frac{7{,}5 \cdot 1{,}3886}{2 \cdot 0\ 0157} = 99{,}502\ МПа$$

– напряжения растягивающие.

Суммируя напряжения в соответствии с формулой (7), получаем суммарные продольные (мембранные) напряжения, представленные в таблице 1.

Анализ результатов расчетов показывает, что значения продольных напряжений на участках упругого изгиба на вогнутых участках и участках горизонтального поворота, как в растянутой, так и в сжатой зонах сечения трубопровода, значительно превышают напряжения, вычисляемые по формулам, предлагаемым методикой [2]. Максимальными являются продольные напряжения на участках горизонтального поворота.

Анализ таблицы 1 также показывает, что в сжатой части сечения (сжатая образующая) расчетные продольные напряжения практически при любых температурных перепадах (положительных или отрицательных) и при отсутствии перепада между температурой замыкания монтажного стыка и температурой эксплуатации являются сжимающими ($\sigma_x^{N,S} < 0$).

Поэтому при сжимающих продольных напряжениях ($\sigma_x^{N,S} < 0$) и для сжатых зон сечений максимальными будут не кольцевые или продольные напряжения, а интенсивность напряжений, определяемая по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_\theta^{N,S})^2 - \sigma_\theta^{N,S} \cdot \sigma_x^{N,S} + (\sigma_x^{N,S})^2}\ . \qquad (11)$$

Пример 2.

Расчет интенсивности напряжений:

а) $\Delta T_{хол}$ = +50°C – замыкание монтажного стыка в холодное время года с температурой воздуха $t_{эх}$ = -25 °C:

- для вогнутого участка:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-131{,}50) + (-131{,}50)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 43614{,}61 + 17292{,}25} = 413{,}41\ МПа.$$

- для вогнутого участка:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-152{,}50) + (-152{,}50)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 50579{,}675 + 23256{,}25} = 428{,}77\ МПа.$$

- для участка горизонтального поворота:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-184{,}00) + (-184{,}00)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 61027{,}28 + 33856{,}0} = 452{,}65\ МПа$$

б) $\Delta T_{теп}$ = -10°C – замыкание монтажного стыка в самый жаркий месяц лета при температуре воздуха tзт = +35°C:

- для выпуклого участка (единственный случай из таблицы, когда продольные напряжения остаются после изгиба положительными, т.е. растягивающими):

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}6 \cdot 19{,}7 + 19{,}7^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 - 6533{,}90 + 388{,}09} = 322{,}27\ МПа.$$

- для вогнутого участка:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-1{,}3) + (-1{,}3)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 431{,}171 + 1{,}69} = 332{,}32\ МПа.$$

- для участка горизонтального поворота:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-32{,}80) + (-32{,}80)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 10878{,}78 + 1075{,}84} = 349{,}23\ МПа.$$

в) ΔT = 0°C – замыкание монтажного стыка в теплое время года с максимальной температурой воздуха $t_э$ = +25°C:

- для выпуклого участка:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-5{,}50) + (5{,}50)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 1824{,}185 + 30{,}25} = 334{,}45\ МПа.$$

- для вогнутого участка:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-26{,}50) + (-26{,}50)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 8789{,}255 + 702{,}25} = 345{,}68\ МПа.$$

- для участка горизонтального поворота:

$$\sigma_i = \sqrt{331{,}67^2 - 331{,}67 \cdot (-58{,}00) + (-58{,}00)^2} =$$
$$= \sqrt{110004{,}989 + 19236{,}86 + 3364{,}00} = 364{,}15\ МПа.$$

Результаты расчетов интенсивности напряжений для сжатых зон сечений участков, изогнутых по радиусу ρ = 1000 · D = 1420 м при кольцевых напряжениях $\sigma_\theta^{N,S}$=331,672 МПа, представлены в таблице 2.

Интенсивность напряжений в сжатых зонах сечений упруго изогнутых участков значительно превышает кольцевые и продольные напряжения на всех типах изогнутых участков и при всех рассматриваемых температурных перепадах, за исключением выпуклого участка при отрицательном температурном перепаде (σ_i = 322,27 МПа при $\Delta T_{теп}$ = -10°C). Объясняется это большими значениями сжимающих продольных напряжений $\sigma_x^{N,S}$ сжатой зоны сечения трубопровода на участке упругого изгиба. При этом возможна потеря местной устойчивости стенки трубы в сжатой зоне сечения и образование гофр, что намного увеличит концентрацию напряжений на кольцевых сварных соединениях. В таких случаях, в соответствии с положениями СП 36.13330.2012 [3] необходима проверка на недопустимые пластические деформации по условиям:

$$\left|\sigma_x^{N,S}\right| \le \psi_1 \cdot \frac{m}{0{,}9 \cdot K_н} \cdot R_2^н, \qquad (12)$$

$$\sigma_\theta^{N,S} \le \frac{m}{0{,}9 \cdot K_н} \cdot R_2^н, \qquad (13)$$

где $\sigma_x^{N,S}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле (7), МПа;

$\sigma_\theta^{N,S}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

m – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 1 СП 36.13330.2012 [3];

$K_н$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по таблице 12 СП 36.13330.2012 [3];

$R_2^н$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы, принимаемое по условному пределу текучести стали из сертификатов или технических условий на данные трубы;

Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы.

В сечениях трубопровода, имеющих сжатые в продольном направлении зоны, когда выполняется условие для $\sigma_x^{N,S}$, определяемого по формуле (7):

$$\sigma_x^{N,S} < 0, \qquad (14)$$

коэффициент Ψ_1 определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{\sigma_\theta^{N,S}}{\frac{m}{0{,}9 \cdot K_н} \cdot R_2^н}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{\sigma_\theta^{N,S}}{\frac{m}{0{,}9 \cdot K_н} \cdot R_2^н}. \qquad (15)$$

В случае, если максимальные суммарные продольные напряжения во всех зонах сечения трубопровода растягивающие ($\sigma_x^{N,S} > 0$), то коэффициент ψ_1 = 1.

Для исходных данных примеров 1 и 2 рассмотрим пример проверки отсутствия пластических деформаций в сжатой зоне сечения трубопровода, изогнутого в горизонтальной плоскости, где наибольшие сжимающие напряжения $\sigma_x^{N,S}$ (таблица 1) и наибольшая интенсивность напряжений σ_i (таблица 2).

Пример 3.

Исходные данные:

Суммарные продольные напряжения в сжатой зоне сечения $\sigma_x^{N,S}$ = -184,0 МПа; кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_\theta^{N,S}$ = 331,67 МПа; интенсивность напряжений в сжатой зоне сечения σ_i = 452,66 МПа; условный предел текучести $\sigma_{0,2}$ = 470 МПа; рабочее давление p = 7,5 МПа; наружный диаметр $D_н$ = 1420 мм; толщина стенки трубы δ = 15,7 мм.

По характеристикам трубопровода из таблиц 1 и 12 СП 36.13330.2012 [3] определяем:

- коэффициент условий работы для трубопровода III категории m = 0,990;
- коэффициент надежности по ответственности $K_н$ = 1,210.

Проверяем условие (13):

$$\sigma_\theta^{N,S} = 331{,}67\ МПа \le \frac{m}{0\ 9 \cdot K_н} \cdot R_2^н = \frac{0{,}990}{0\ 9 \cdot 1\ 210} \cdot 470 =$$

$= 427{,}27$ МПа – местные пластические деформации в кольцевом направлении отсутствуют.

Поскольку есть сжатая зона и сжимающие напряжения в сечении изогнутого трубопровода $\sigma_x^{N,S}$ = -184,0 МПа),

ТАБЛИЦА 2. Интенсивности напряжений в сжатых зонах сечений изогнутых участков σ_i, МПа

Тип изогнутого участка	Растянутая или сжатая зона сечения	Температурный перепад		
		$\Delta T_{хол}$ = +50°C	$\Delta T_{теп}$ = -10°C	ΔT = 0°C
Выпуклый	Сжатая	413,41	322,27	334,45
Вогнутый	Сжатая	428,77	332,32	345,68
Горизонтальный поворот	Сжатая	452,66	349,23	364,15

то есть опасность местной потери устойчивости, нужно проверить условие (12).

Вычисляем значение коэффициента Ψ_1 по формуле (15):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{331{,}67}{427{,}27}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{331{,}67}{427{,}27} = 0{,}439.$$

Проверяем условие (12):

$\left|\sigma_x^{N,S}\right| = 184{,}0$ МПа $\leq 0{,}439 \cdot 427{,}27 = 187{,}6$ МПа – местные пластические деформации в осевом направлении отсутствуют.

Дополнительная проверка по нормативным значениям интенсивности напряжений и предела текучести:

$\sigma_i = 452{,}66$ МПа < $R_2^H = 480$ МПа – местная потеря устойчивости по оценке нормативных параметров из-за деформаций сдвига отсутствует, но не хватает запаса по коэффициенту надежности по ответственности Кн и коэффициенту условий работы m в соответствии с СП 36.13330.2012 [3]. По результатам оценки интенсивности напряжений рекомендуется дополнительное диагностическое обследование в шурфе для оценки изгибных напряжений акустическими методами в сжатой зоне сечения, уточнения положения оси и точного описания дефектов сварных швов.

Все рассмотренные выше примеры рассчитаны для допустимого минимального с точки зрения нормативных документов [1], [2] и [6] значения радиуса упругого изгиба. В действительности, как показано выше, деформации изгиба могут оставаться упругими и при радиусах, меньших 1000·D, и различных на вогнутых и выпуклых участках трассы и участках горизонтального поворота.

С целью уменьшения объема вычислительных работ и ускорения анализа предлагается на предварительной стадии реализации предлагаемого метода рассчитать минимальные допустимые радиусы упругого изгиба, реализованные при укладке трубопроводов в траншею, в зависимости от типа изогнутого участка, характеристик трубопровода, расчетного температурного перепада, рабочего давления и характеристик стали, базируясь на формуле максимальных суммарных продольных (мембранных) напряжений, рассчитанных для нормативных значений нагрузок и характеристик стали:

$$\sigma_x^{N,S} = \mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T + \sigma_u\,, \qquad (16)$$

где $\sigma_и$ – изгибные напряжения, определяемые в зависимости от типа изогнутого участка.

Принимая условие, что продольные суммарные напряжения, определяемые по нормативным нагрузкам, не должны превышать нормативные значения предела текучести, из формулы (16) получаем зависимость:

$$\sigma_{0,2} = \mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T + \sigma_u. \qquad (17)$$

Для выпуклого участка, выражая величину изгибных напряжений

$$\sigma_и = \frac{E \cdot D_н}{2\rho_{min}}, \qquad (18)$$

получаем зависимость для определения минимального допустимого радиуса упругого изгиба на выпуклом участке:

$$\rho_{\min\ (вып)} = \frac{E \cdot D_н}{2 \cdot (\sigma_{0,2} - |\mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T|)}. \qquad (19)$$

Для вогнутого участка при величине изгибных напряжений

$$\sigma_и = \frac{3 \cdot E \cdot D_н}{5 \cdot \rho_{min}} \qquad (20)$$

зависимость для определения минимального радиуса упругого изгиба на вогнутом участке выражается как:

$$\rho_{\min\ (вог)} = \frac{3 \cdot E \cdot D_н}{5 \cdot (\sigma_{0,2} - |\mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T|)}. \qquad (21)$$

Для участка горизонтального поворота минимальный радиус упругого изгиба определяется по формуле:

$$\rho_{\min\ (вог)} = \frac{3 \cdot E \cdot D_н}{4 \cdot (\sigma_{0,2} - |\mu \cdot \sigma_\theta^{N,S} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T|)}. \qquad (22)$$

Пример 4.

Выполнить расчеты минимальных радиусов упругого изгиба для газопровода диаметром $D_н = 1420$ мм при рабочем давлении p = 7,5 МПа и температурном перепаде $\Delta T = +50°C$; $\Delta T = -10°C$; $\Delta T = 0°C$. Остальные исходные данные принимаются из примера 3.

Расчеты минимальных радиусов упругого изгиба производятся по формулам (19), (21), (22). Результаты расчетов приведены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 3. Минимальные радиусы упругого изгиба, вычисленные по пределу текучести, м

Температурный перепад ΔT, °C	Выпуклый участок	Вогнутый участок	Участок Горизонтального поворота
ΔT = +50 °C	300,3	360,4	450,5
ΔT = 0 °C	402,4	482,9	603,6
ΔT = - 10 °C	431,8	518,2	647,7

Анализ допустимых значений минимальных радиусов упругого изгиба при укладке трубопровода, рассчитанных из условия ограничения сжимающих напряжений нормативными условными пределами текучести стали $\sigma_{0,2}$, показал следующее:

1. Отрицательный температурный перепад из-за замыкания монтажных стыков в теплое время года увеличивает суммарные растягивающие напряжения от действия давления и температуры и снижает запас прочности, остающийся на долю изгибающих напряжений, что вынуждает увеличивать радиус укладки упругим (свободным) изгибом.

2. Положительный температурный перепад при замыкании монтажных стыков в холодное время года уменьшает суммарные продольные растягивающие напряжения от действия давления и температуры и увеличивает запас прочности, приходящийся на долю изгибающих напряжений, что позволяет уменьшить радиусы укладки упругим (свободным) изгибом, чем и пользуются на стадии проектирования для упрощения трассирования и облегчения разбивки трассы.

3. При любых температурных перепадах радиусы упругого изгиба имеют минимальные значения на выпуклых участках, больше по значению – на вогнутых участках, и максимальные значения – на участках горизонтального поворота.

Предлагаемая методика оценки напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода с дефектными сварными соединениями реализуется следующим образом:

1. По результатам внутритрубной дефектоскопии, путем анализа таблиц с массивом значений радиусов поворота или графиков значений радиусов от координат, выделяются участки с радиусами поворота $\rho \leq 1000 \cdot D$.

2. На выделенных участках по результатам внутритрубного контроля идентифицируются и обозначаются части трубопровода с поворотами в вертикальной плоскости с выпуклыми и вогнутыми участками отдельно и участки горизонтальных поворотов.

3. С использованием материалов проектно-исполнительной, эксплуатационной документации и фактических замеров при контроле рассчитываются минимальные радиусы упругого изгиба ρ_{min} по формулам (19), (21) и (22).

4. На основе сравнительного анализа для участков, в которых радиусы изгиба лежат в интервале между минимальными радиусами упругого изгиба ρ_{min} и радиусами поворота $\rho = 1000 \cdot D$, рассчитываются с использованием формул (4) – (11) кольцевые и суммарные продольные напряжения и интенсивности напряжений с проверкой для сжатых зон условия недопустимости местных пластических деформаций по формулам (12) – (14).

7. Выполняется проверка прочности сварного шва с дефектами – концентраторами напряжений – по формулам (1) и (2) с использованием рекомендаций [9] и отраслевых нормативных документов по оценке дефектов сварных соединений.

8. Участки, на которых фактические радиусы изгиба меньше минимальных радиусов упругого изгиба ρ_{min}, передаются для контроля и дефектовки в шурфах в соответствии с нормативно-техническими документами, также как и участки со значениями $\rho_{min} < \rho \leq 1000 \cdot D$, не прошедшие проверку сжатых зон сечений на отсутствие чрезмерных местных пластических деформаций.

Предлагаемая методика [10, 12, 13] позволяет без проведения дорогостоящих и длительных дополнительных комплексных обследований на трассе трубопровода с привлечением специализированных подрядных организаций, на базе имеющихся результатов внутритрубной дефектоскопии оценить напряженно-деформированное состояние большинства участков с дефектными сварными стыками и получить достоверные данные для оценки надежности этих участков. ●

Литература

1. *Р Газпром 2-2.3-437-2010. Методика расчета остаточного ресурса сварных соединений линейной части газопроводов. – ОАО «Газпром». – М.: 2010. – 24 с.*
2. *СТО Газпром 2-2.4-715-2013. Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов. – ОАО «Газпром». – М.: 2014. – 226 с.*
3. *СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*).*
4. *Отчет ВТД. Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода «Уренгой-Новопсков» (участок КС «Алмазная» – КС «Полянская»). НПО «Спецнефтегаз», г. Екатеринбург, 2013. – 674 с.*
5. *Бородавкин П.П., Березин В.П. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1977. – 407 с.*
6. *СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП III-42-80*).*
7. *ВРД 39-1.10-001-99. Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции и оценке опасности дефектов. – ОАО «Газпром». – М.: 1999. – 16 с.*
8. *Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и эксплуатации газонефтепроводов. – СПб, Недра, 2011. – 751 с.*
9. *Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. – М.: – Недра, 1998. – 252 с.*
10. *Рафиков С.К., Аскаров Р.М., Быков Л.И., Шарнина Г.С., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Г.Р. Оценка напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с использованием данных внутритрубной дефектоскопии. – «Трубопроводный транспорт [теория и практика]». – № 4 (56), 2016. – С. 12–19.*
11. *Рафиков С.К., Аскаров Р.М., Быков Л.И., Шарнина Г.С., Усманов Р.Р., Бакиев Т.А., Аскаров Г.Р. Анализ методов оценки напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов с дефектными сварными стыками на криволинейных участках. – Трубопроводный транспорт-2016: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 290–293.*
12. *Рафиков С.К., Аскаров Р.М., Быков Л.И., Шарнина Г.С., Усманов Р.Р., Бакиев Т.А., Аскаров Г.Р. Методика оценки напряженно-деформированного состояния изогнутых участков магистральных газопроводов. – Трубопроводный транспорт-2016: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 293–296.*
13. *Патент № 2556163. Способ оценки напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода с дефектными сварными стыками. Р.Н. Бахтизин, Ш.Г. Шарипов, С.К. Рафиков, Р.М. Аскаров, Л.И. Быков, Т.А. Бакиев, Г.Р. Аскаров, Г.С. Шарнина. Опубл. 31.05.2018. Бюл. № 16. – 17 с.*

KEYWORDS: *main gas pipeline, stress-strain state, defective welded joints, in-line inspection, the radius of elastic pipe bending, bending stress, stress concentration, stress concentration factor.*

НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИАГНОСТИКИ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Колпаков Дмитрий Алексеевич,
кандидат технических наук, начальник лаборатории сбора, подготовки, переработки и транспорта углеводородов Отделения техники и технологии освоения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ремизов Алексей Евгеньевич,
кандидат технических наук, заместитель начальника лаборатории сбора, подготовки, переработки и транспорта углеводородов Отделения техники и технологии освоения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

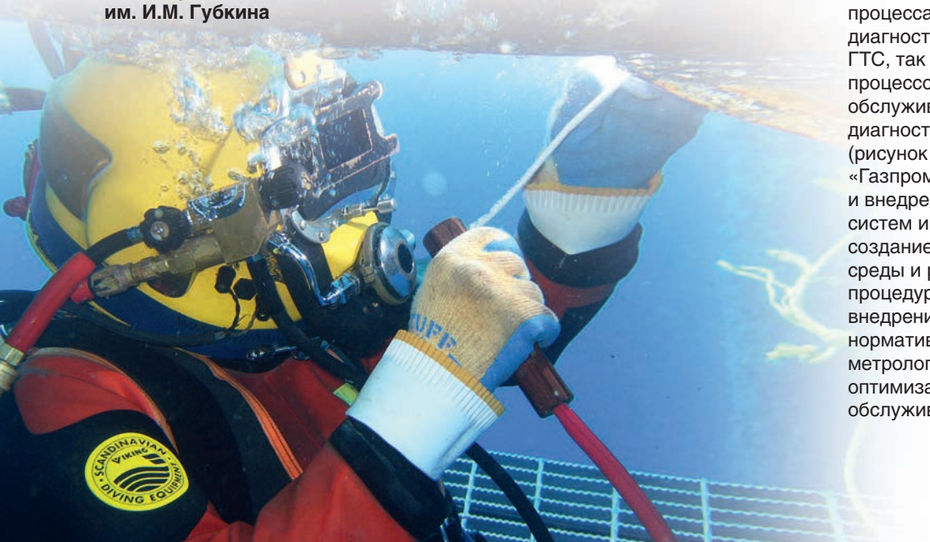
Дейнеко Светлана Витальевна,
кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЁН КРАТКИЙ АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ. ВЫЯВЛЕН РЯД ТЕМ, КОТОРЫЕ НЕ ПОДКРЕПЛЕНЫ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗОЙ. СФОРМУЛИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НИР ПО СООТВЕТСТВУЮЩИМ ТЕМАТИКАМ

THE ARTICLE GIVES A BRIEF ANALYSIS OF THE MAIN EXISTING NORMATIVE DOCUMENTS ON DIAGNOSIS OF OFFSHORE PIPELINES. IDENTIFIED A NUMBER OF THEMES THAT ARE NOT BACKED BY REGULATORY FRAMEWORK IN PLACE. FORMULATED THE BASIC PROVISIONS FOR THE DEVELOPMENT OF RESEARCH ON RELEVANT TOPICS

Ключевые слова: *морские трубопроводы, нормативный документ, диагностика, технические требования, внутритрубная диагностика, подводный обитаемый аппарат.*

УДК 621.644

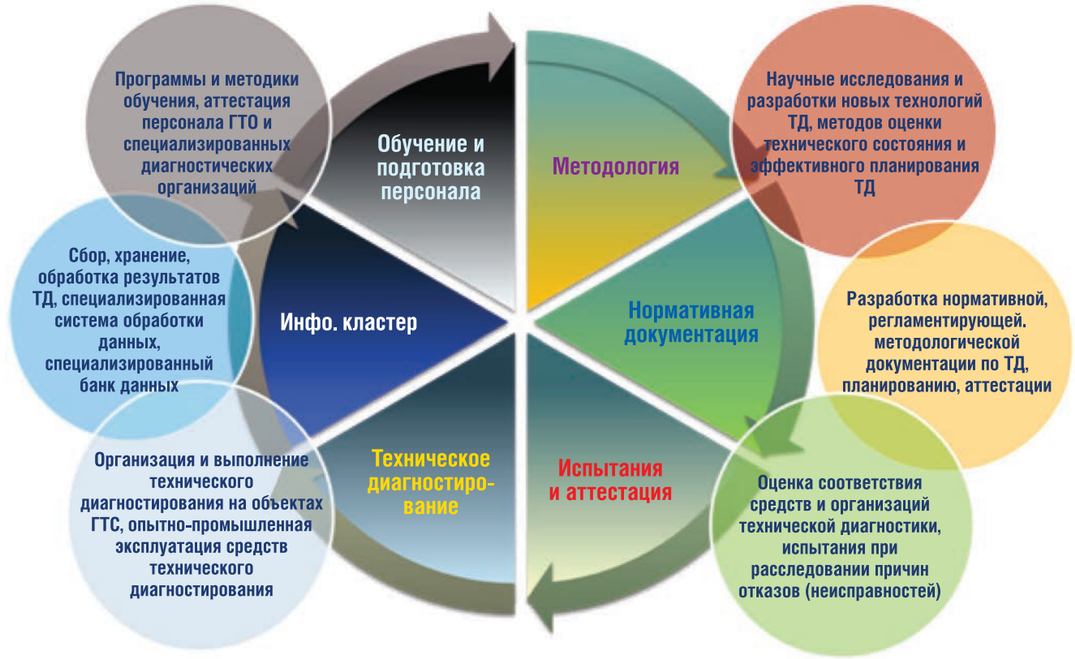


Обеспечение бесперебойных поставок природного газа конечному потребителю, при сохранении необходимого уровня надежности газотранспортной системы, является одним из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром».

Обеспечить требуемый уровень эксплуатационной надежности объектов газотранспортной системы (далее – ГТС) позволяет система диагностического обслуживания, представляющая собой комплекс взаимосвязанных организационно-технических требований к средствам, исполнителям и объектам технического диагностирования, установленных в нормативно-правовых актах, нормативных и технических документах, и мероприятий по диагностическому обслуживанию, подлежащих проведению на определенных стадиях жизненного цикла объектов ГТС ПАО «Газпром».

Представленные элементы управления определяют полноту и целостность системы диагностического обслуживания на всех этапах как основного процесса – технического диагностирования объектов ГТС, так и вспомогательных процессов диагностического обслуживания. Целями диагностического обслуживания (рисунок 2) объектов ГТС ПАО «Газпром» являются разработка и внедрение новых технологий, систем и приборного обеспечения, создание информационной среды и расчетной методологии, процедуры унификации и внедрение информационного, нормативного, методического и метрологического обеспечения, оптимизации планирования, обслуживания и ремонта,

РИС. 1. Элементы управления системой диагностического обслуживания



направленных на предупреждение отказов, аварий и инцидентов на объектах ГТС ПАО «Газпром».

Являясь неотъемлемой частью системы диагностического обслуживания объектов ГТС ПАО «Газпром» в целом, техническое диагностирование морских трубопроводов в частности направлено на решение задач по проведению диагностических обследований, продление сроков безопасной эксплуатации и прогнозированию их технического состояния, планированию ремонтов и технического обслуживания, мониторинга технического состояния и поддержание эффективности эксплуатации морских трубопроводов ПАО «Газпром». Однако эти целей невозможно достигнуть без должного функционирования и планомерного развития каждого из элементов системы диагностического обслуживания (рисунок 1). В данной статье будут рассмотрены направления развития нормативного обеспечения диагностического обслуживания морских трубопроводов.

Одними из основных ведомственных нормативных документов, в которых наиболее

РИС. 2. Основные цели диагностического обслуживания объектов ГТС ПАО «Газпром»

полно отражён процесс диагностирования морских трубопроводов являются следующие документы:

- Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов. Рекомендации определяют основные положения технического диагностирования морских подводных газопроводов, организацию, состав и порядок их проведения, методы, объемы обследования и их периодичность, а также классификацию основных дефектов морских подводных газопроводов, рекомендации по оценке состояния их защитных покрытий и средств электрохимической защиты.
- СТО Газпром 2 3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт DNV-OS-F101 подводные трубопроводные системы. Морской стандарт задает критерии и правила проектирования, материалов, изготовления, строительства, испытаний, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, технического обслуживания, переосвидетельствования и ликвидации трубопроводных систем. Морской стандарт распространяется на жесткие металлические подводные трубопроводные системы, предназначенные для транспортировки углеводородов, и не распространяется на гибкие трубопроводы или динамические стояки.

В перечисленных документах определены основные положения технического диагностирования морских подводных трубопроводов, приведены методы, объемы и периодичность обследований, классификация основных типов обнаруживаемых дефектов, а также рекомендации по оценке состояния защитных покрытий и средств электрохимической защиты.

В РФ отсутствуют технические и методические требования по техническому обслуживанию трубопроводных систем с применением подводных телеуправляемых аппаратов

Однако стоит отметить, что в данных документах не в полной мере отражены вопросы организационно-технических мероприятий по диагностическому обслуживанию морских трубопроводов, а именно:

- организационно-технические требования к выполнению работ по диагностическому обслуживанию морских трубопроводов;
- порядок организации, планирования, взаимодействия и выполнения работ по диагностическому облуживанию морских трубопроводов;
- требования к специализированным диагностическим организациям, выполняющим работы по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности морских трубопроводов;
- требования к квалификации специалистов специализированных диагностических организаций;
- требования к оснащенности специализированной диагностической организации средствами технического диагностирования;
- требования к формированию, оформлению, хранению и предоставлению результатов диагностических работ;
- порядок сбора и организации информации по результатам диагностирования;
- организация контроля качества проведения работ.

Также на данный момент в РФ отсутствуют технические и методические требования по техническому обслуживанию подводных магистральных и внутрипромысловых трубопроводных систем с применением подводных телеуправляемых необитаемых аппаратов, внутритрубных инспекционных приборов и очистных устройств; отсутствуют методические указания по проведению испытаний подводных магистральных и внутрипромысловых трубопроводных систем.

Решением поставленных задач является проведение НИР, направленной на определение порядка проведения технического диагностирования, требований к организации диагностических работ, технической оснащенности, документации, квалификации персонала эксплуатирующих организаций и специализированных диагностических организаций, порядка взаимодействия участников проведения работ при диагностическом обслуживании морских трубопроводов, а также формирование технических требований к диагностическому оборудованию, такому как оборудование внутритрубной диагностики и подводные телеуправляемые необитаемые аппараты.

В соответствии с текущими требованиями ПАО «Газпром» [1] к оборудованию внутритрубной диагностики (далее – ВТД), распространяющимися на объекты наземного базирования, максимальное значение напряжённости магнитного поля на наружной поверхности трубы, создаваемое магнитной системой внутритрубного инспекционного прибора должно быть не менее 15 кА/м. Данное значение магнитного поля определено для выявления дефектов с требуемой точностью на трубе с толщиной стенки до 16 мм. Проведённые в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» испытания [2] комплексов ВТД, применяемых при проведении диагностических работ на объектах линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром», выявили невозможность обеспечить требуемый уровень намагниченности у ряда оборудования. Использование магнитных систем с низкими значениями напряжённости магнитного поля приводит к снижению чувствительности и выявляемости дефектов. Это связано с тем, что при малых значениях напряжённости магнитного поля в зоне контроля амплитуда поля рассеяния от

Необходимо сформировать нормативный документ, консолидирующий технические требования к диагностическим комплексам

Тема формирования технических требований к применяемому диагностическому оборудованию заслуживает отдельного внимания. Внутритрубная дефектоскопия является наиболее информативной составной частью комплекса диагностических и расчетных работ по оценке технического состояния и сроков безопасной эксплуатации, выполняемых при диагностировании морских газопроводов, а применение подводных телеуправляемых необитаемых аппаратов в ряде случаев является единственной возможностью узнать объективную информацию о техническом состоянии контролируемого объекта. Следовательно, стоит с особой тщательностью подходить к выбору оборудования данных типов.

дефектов существенно ниже. Кроме того, структурные шумы, вызванные анизотропией свойств металла труб, появляющиеся в виде помех на магнитограммах, снижают вероятность обнаружения и идентификации дефектов. Следует отметить, что толщины стенок морских трубопроводов больше 16 мм, следовательно значение намагниченности трубы должно быть больше 15 кА/м. И это только один из примеров формирования критериев отбора диагностического оборудования для обеспечения надёжной эксплуатации морских трубопроводов. Необходимо сформировать нормативный документ, который консолидируют технические требования к диагностическим комплексам, будь то внутритрубная диагностика или подводные телеуправляемые необитаемые аппараты, ориентированные на проведение диагностического обслуживания морских трубопроводов ПАО «Газпром».

Подтверждение верности сформулированных положений является п. 6.2 Р Газпром 2-3.7-936-2015 «Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов»: «Организация применяет при проведении диагностических работ средства и технологии диагностирования, соответствующие требованиям СТО Газпром 2-2.3-095 и Р Газпром 2-2.4-838-2014 и аттестованные в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-046».Следует отметить, что как элементы системы диагностического обслуживания объектов ГТС ПАО «Газпром» испытания и аттестация оборудования в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 [3] подразумевают наличие сформированных требований ПАО «Газпром» к аттестуемому оборудованию, а к оборудованию для проведения диагностических работ морских трубопроводов на данный момент требований нет.

Проведённый анализ нормативного обеспечения диагностических работ морских трубопроводов позволяет сделать вывод о необходимости развития и расширения соответствующей нормативной базы, что позволит обеспечить более надёжную эксплуатацию морских трубопроводов в частности и нефтегазовых месторождений российского шельфа в целом. ●

Литература

1. *Р Газпром 2-2.3-919-2015 «Основное и вспомогательное оборудование для внутритрубного диагностирования. Технические требования».*
2. *А.В. Молоканов. И.Л. Вялых, В.Л. Лазарев, Д.А. Зотов, В.В. Лопатин, В.Е. Лоскутов. Современное состояние и перспективы развития отечественных технологий для проведения внутритрубного диагностирования магистральных газопроводов // Газовая промышленность, 2016. – Спецвыпуск (739). – С. 35–43.*
3. *СТО Газпром 2-3.5-046 Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром».*

Keywords: *offshore pipeline, regulations, diagnostics, specifications, in-line inspection, underwater manned vehicle.*

Neftegaz.RU
номер 12/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

СОТРУДНИКИ ССК ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В ВОЛОНТЕРСКОМ ПРОЕКТЕ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»

Юлия Соболева,
пресс-служба
АО «Сибирская
Сервисная Компания»

«Чтобы поверить в добро, надо начать делать его»
Л.Н. Толстой

Ключевые слова: *социальные проекты, помощь детям, Сибирская Сервисная Компания, Газпрмнефть-Восток, волонтерский проект.*

РЕКЛАМА

Для добрых дел и поступков, которые могут принести другим пользу, зачастую нужно только желание. Сотрудники Томского филиала АО «ССК» откликнулись на инициативу своих коллег из «Газпромнефть-Восток» и приняли активное участие в социальном волонтерском проекте «Торопыжки»: они стали вязать шапочки, носочки, пледы и игрушки, чтобы помочь выхаживать недоношенных детей.

Ежегодно около 15 миллионов детей на планете рождаются недоношенными. Это примерно каждый десятый ребенок. Во всех странах мира есть программы, которые направлены на сохранение жизни и здоровья недоношенных детей. Часто таким новорожденным приходится проходить трудный и долгий путь борьбы за жизнь. Каждая история выхаживания – это история терпения, веры в лучшее и любви. Многие знаменитые люди, такие как Марк Твен, Альберт Эйнштейн, Уинстон Черчилль, Чарлз Дарвин, Дмитрий Менделеев, Антонио Вивальди, Наполеон, Ньютон, Александр Суворов и другие родились раньше срока и добились успеха, несмотря на сложный жизненный старт

Медицинскую помощь недоношенным детям оказывают в специальных учреждениях, перинатальных центрах. Новорожденные находятся в специальных боксах-кувезах, где поддерживаются определенная температура и влажность. Однако малышей рекомендовано также одевать в шерстяные изделия по причине несовершенства центральной нервной системы, терморегуляции, ведь шерстяная одежда стимулирует дыхание и общее развитие. Но на приобретение вещей маленького размера из стопроцентной шерсти не заложены суммы в бюджете государственных учреждений, поэтому так важна любая помощь.

ФАКТЫ

Около **15** млн

детей на планете ежегодно рождаются недоношенными

Ведущий специалист отдела нефтепромысловой химии «Газпромнефть-Восток» Софико Джанелидзе в рамках программы социальных инвестиций «Газпром нефти» «Родные города» придумала волонтерский проект, в рамках которого закупила материалы для вязания: нитки, спицы, крючки. И пригласила единомышленников.

«Когда я узнала, что есть такая проблема, связалась с волонтером, который курирует Северский Перинатальный Центр. Выяснилось, что действительно, «малышам-торопыжкам» очень нужны шерстяные комплекты. Шерсть немного колючая, так происходит микромассаж кожи младенца, соответственно это провоцирует подвижность ребенка, которая ему столь необходима. Это помогает малышу развиваться и дополнительно согревает его, – рассказывает руководитель проекта Софико Джанелидзе.

– Я давно вяжу сама, сначала привлекла к вязанию коллег по работе, потом активистов и пенсионеров Октябрьского района Томска. Сейчас на инициативу откликнулись сотрудники Сибирской Сервисной Компании. Мы собрались в красивом пространстве Цветочницы Агнессы, сама хозяйка этого места тоже решила вязать комплекты».

«После работы я периодически вяжу для себя. Сейчас же у меня появилась возможность совместить свое хобби с доброй инициативой и связать что-то для крошечных малышей, – делится впечатлениями сотрудница Томского филиала АО «ССК» Алина Гайнутдинова. – Меня очень вдохновила идея этого проекта, я с радостью подключилась».

«Сначала у нас было много вопросов: мы не знали, зачем недоношенным деткам нужны комплекты из шерсти, – комментирует сотрудница Томского филиала АО «ССК» Антонина Мозгунова. – Конечно, хочется помогать этим ребятишкам. Благодарю Софико Джанелидзе, что она придумала такой проект и пригласила нас».

«Социальная ответственность – это важно для сотрудников нашей компании. ССК ведет благотворительную деятельность во всех регионах своего присутствия, помогая детским и спортивным школам, учреждениям для людей с ограниченными возможностями, детским домам. Часто инициатива оказать помощь исходит от самих работников, – рассказывает заместитель директора по персоналу Томского филиала Ирина Анатольевна Шкреба. – Мы с энтузиазмом и благодарностью откликнулись на предложение поучаствовать в волонтерском проекте «Газпромнефть-Восток». Более того, вязать начали даже жены и дети сотрудников. Так приятно, когда ты своими руками в буквальном смысле слова делаешь доброе дело, можешь принести реальную пользу».

Помимо вязаных спицами шапочек, пледов и носочков из шерсти волонтеры еще вяжут крючком игрушки из хлопковой пряжи. Игрушки – неотъемлемая составляющая в развитии детей любого возраста. Делают их в виде осьминожек, рыбок, животных и т.д. В среднем 200 недоношенных детей рождается в Северском Перинатальном Центре ежегодно. Уже в ноябре организаторы проекта передадут для детей готовые вещи.

ФАКТЫ

ССК

ведет благотворительную деятельность во всех регионах своего присутствия

Keywords: *social projects help children Siberian Service Company, Gazpromneft-East, a volunteer project.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2019
15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

Реклама
12+

Министерство энергетики Российской Федерации
Минпромторг России
РСПП
Российское Газовое Общество
Союз нефтегазопромышленников России
Экспоцентр
Messe Düsseldorf

КАК МНОГОКРАТНО УВЕЛИЧИТЬ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ СТАНКА-КАЧАЛКИ?

СИНТЕТИЧЕСКОЕ МАСЛО НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ЛУКОЙЛ СТИЛО XLT 8 ПОЛНОСТЬЮ МЕНЯЕТ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ НЕФТЯНИКОВ О ВОЗМОЖНОСТЯХ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В РЕДУКТОРАХ СТАНКОВ-КАЧАЛОК. РЕВОЛЮЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ ПОЗВОЛЯЕТ В ДЕСЯТКИ РАЗ СНИЗИТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СРАВНЕНИИ С ТРАДИЦИОННЫМИ ПРОДУКТАМИ

WORKING CLOSELY WITH MANUFACTURERS OF MACHINERY AND INDUSTRIAL EQUIPMENT (THE SO-CALLED ORIGINAL EQUIPMENT MANUFACTURERS – OEM), OVER THE PAST FEW YEARS, LUKOIL BROUGHT TO THE MARKET A NUMBER OF NEW TYPES OF OILS, WHOSE PERFORMANCE HAS SURPASSED INTERNATIONAL QUALITY STANDARDS

УДК 662.76

Ключевые слова: *масла, смазочные материалы, добыча углеводородов, противоизносные свойства, ЛУКОЙЛ.*

Сделано в ЛУКОЙЛе

Ведущий российский производитель смазочных материалов – компания «ЛЛК-Интернешнл» (100% дочернее предприятие ПАО «ЛУКОЙЛ») – разработал уникальное редукторное масло ЛУКОЙЛ СТИЛО XLT 8, решающее сразу комплекс проблем нефтедобытчиков. Энергосбережение, улучшенная защита механизмов от износа и коррозии, увеличение интервала замены и гарантированная работа при экстремальных перепадах температур – все эти актуальные запросы рынка компания учла при создании суперпродукта.

ЛУКОЙЛ СТИЛО LXT 8, разработано специально для всесезонного применения в редукторах станков-качалок, зубчатых, червячных, винтовых передачах и других промышленных трансмиссиях, в том числе работающих в условиях Крайнего Севера (или при температуре окружающей среды ниже -40°С).

Эксперт R&D по индустриальным продуктам ЛЛК-Интернешнл Валентин Немец, один из разработчиков ЛУКОЙЛ СТИЛО XLT 8, отмечает принципиальное отличие новинки от минеральных продуктов, все еще используемых сегодня в индустрии:

«Наш подход к созданию новых продуктов – это изучение проблемных точек в различных областях индустрии и поиск рецептур смазочных материалов, способных решить их более эффективно, чем альтернативные продукты на рынке. Используя синтетическое базовое масло и специально подобранный комплекс присадок, ЛЛК-Интернешнл создало новый стандарт для индустрии.

Это масло, произведённое на гидросинтетической основе, полностью отвечает международному отраслевому стандарту DIN 51517 CLP, при этом его температура застывания достигает -56 °С! Приставка XLT в названии нового ЛУКОЙЛ СТИЛО как раз означает eXtremely Low Temperature – «для экстремально низких температур». Лабораторные испытания масла СТИЛО XLT 8 также показали его превосходство относительно отраслевого стандарта DIN 51517 CLP по индексу вязкости (на 94 %), стабильности против окисления (на 96 %), водоотделению(на 73 %), способности противостоять задиру (на 2 ступени нагрузки) и износу (на 87 %)».

Использование собственного базового масла высшей степени очистки группы III+ (VHVI) дает ЛУКОЙЛу возможность создавать продукты с уникальными рабочими характеристиками

Экономия энергии до 50 раз

Нефтесервисные предприятия при обслуживании станков-качалок «в целях экономии» все еще активно применяют простейшие минеральные трансмиссионные масла, выпущенные по устаревшим стандартам. «Скупой платит дважды» – экономия эта не оправдывается.

Во-первых, на практике большинство поставщиков смазочных материалов для этой сферы – небольшие предприятия, занимающиеся смешением масел. Собственной системы контроля качества масел они не имеют.

Во-вторых, это масла устаревших спецификаций, которые посредственно отделяют воду от масла в системе. При постоянных перепадах температур в оборудовании, работающем на открытом воздухе, неизбежно возникает конденсат. Разжижение масла водой ведет к повышенному износу и коррозии. Потери здесь просто несопоставимы с ценой смазочных материалов.

В третьих, при низких температурах вязкость минерального масла резко увеличивается (масло значительно густеет), и на работу привода станка-качалки затрачивается больше электрической энергии.

«Мы смогли дать рынку принципиально новый маловязкий продукт на гидросинтетической основе, который решает насущные проблемы отрасли. Результаты первых полевых испытаний позволяют говорить об экономии электроэнергии в десятки раз в зависимости от режимов эксплуатации оборудования. Учитывая увеличенный интервал замены масла (до трех лет, что в несколько раз выше среднего показателя по отрасли) можно говорить о настоящем прорыве в нефтяной отрасли!» – подчеркивает уникальность продукта ЛУКОЙЛ СТИЛО XLT 8 Андрей Паращак, руководитель группы продаж для энергетических и химических предприятий ЛЛК-Интернешнл.

Keywords: *oil, lubricants, hydrocarbon production, anti-wear properties, LUKOIL STILO XLT 8.*

ЛУКОЙЛ
СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

www.b2b.lukoil-shop.ru

Алексей Пешехонов: МЫ ДЕЛАЕМ МИР УСПЕШНЕЕ

А.Н.Пешехонов,
генеральный директор «Global Performance Improvement Inc.»

Сертифицированный бизнес-коуч, международный эксперт по повышению эффективности, кандидат технических наук (PhD), MBA в управлении проектами и повышении эффективности, диплом управленца Великобритании, диплом Ротман бизнес школы Торонто (Канада), Президент международной ассоциации по повышению эффективности, член Совета директоров канадской Деловой Ассоциации в России и Евразии (CERBA), член международной ассоциации коучей (ICF), победитель премии «Престиж Торонто», «Лучший из Лучших» по версии RLG International (Canada's 50 Best Manadged Companies).

Участник успешных международных нефтегазовых проектов: 26 миллиардного проекта Shell, 8 миллиардного проекта Exxon, 4 миллиардного проекта ConocoPhillips и Лукойл и др.

250 млн долларов дополнительной прибыли, сокращение сроков ключевых операций, сведение к нулю несчастных случаев, производственных травм на крупнейшем нефтеперерабатывающем предприятии ТНК-ВР, сокращение сроков среднего цикла ввода скважин на 36% ТНК-ВР в ОАО «Оренбургнефть» (ныне ОАО «Роснефть»).

Пример Алексея показывает, что непрерывное развитие и усовершенствование личности является ключом к достижению успеха.

«Почему одни компании совершают прорыв, а другие нет…»

Д. Коллинз. «От хорошего к великому»

КОМПАНИЙ, КОТОРЫЕ ДОБИЛИСЬ УСПЕХА, СДЕЛАВ СТАВКУ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ВСЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ И КЛЮЧЕВЫХ ПОДРЯДЧИКОВ, В РОССИИ НЕ ТАК УЖ И МНОГО. В ЭТОМ ПЛАНЕ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНСАЛТИНГОВАЯ КОМПАНИЯ «GLOBAL PERFORMANCE IMPROVEMENT INC.» – ПРИМЕР, БЕЗ ПРЕУВЕЛИЧЕНИЯ, УНИКАЛЬНЫЙ. О СОСТАВЛЯЮЩИХ УСПЕХА РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ А.Н. ПЕШЕХОНОВ

THERE ARE NOT MANY COMPANIES THAT HAVE SUCCEEDED IN BETTING ON IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE ENTIRE ORGANIZATION AND KEY CONTRACTORS IN RUSSIA. IN THIS REGARD, THE INTERNATIONAL CONSULTING COMPANY "GLOBAL PERFORMANCE IMPROVEMENT INC." IS A UNIQUE EXAMPLE, WITHOUT EXAGGERATION. THE GENERAL DIRECTOR OF THE COMPANY, A.N. PESHEKHONOV, TALKS ABOUT OF THE CONSTITUENTS OF SUCCESS

Ключевые слова: *бизнес-коуч, ведение бизнеса, улучшение производственных показателей, работа с персоналом, эффективное производство.*

РЕКЛАМА

– Алексей Николаевич, скажите, пожалуйста, в чем заключается Ваш подход?

– Он заключается в том, чтобы помочь людям подходить к работе «с умом». Это значит – учиться заранее продумывать свою работу, обсуждать и планировать ее выполнение с коллективом, оценивать собственную эффективность, совместно делать выводы из предыдущего опыта, применять эти выводы в дальнейшей работе, принимать правильные управленческие решения и при этом постоянно совершенствоваться. Этот подход не только повышает эффективность, но и оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Мы создали модель повышения эффективности «5П» и применяем её для достижения успеха компаний.

> « Мы помогаем достигать успеха лидерам и их командам, организациям и подразделениям »

Лидеры – это люди с большой буквы, которых не устраивает сложившееся положение вещей и которые считают своим призванием делать мир лучше. Именно такое отношение к работе и жизни объединяет нас с этими людьми. Наши подходы по оптимизации и улучшениям нашли признание и за рубежом.

За успешную реализацию таких проектов в Канаде на специальной церемонии в «Toronto City Hall» (мэрия, г. Торонто) генеральный директор Global был награжден почетной грамотой мэром Торонто Джоном Тори и городским советником Джеймсом Пастернаком.

Успешные кейсы по оптимизации и улучшениям помогли стать Алексею Пешехонову победителем премии «Престиж Торонто», получить золотую статуэтку и диплом парламента Канады.

– Как именно специалисты компании работают с людьми?

– Мы разрабатываем и применяем индивидуальный подход к каждому участнику проекта. Мы развиваем людей как на основе лучших мировых практик, так и с помощью собственных методик, используя для выстраивания коммуникаций наши уникальные модели.

Как правило, работа начинается с анализа эффективности деятельности компании Заказчика. Мы определяем потенциал и экономическую целесообразность сотрудничества, формируем план.

> « Ключ к успеху – это Лидеры, стремящиеся развивать свои команды »

Модель «Цикл постоянного совершенствования 5П», разработка Global Performance Improvement Inc.

– Как Ваша компания оказалась на российском рынке?

– В 2015 году мы начали совместный проект с ПАО «Татнефть» по централизации управления процессов бурения с переходом на раздельный сервис, с целью снижения себестоимости строительства скважин и повышения качества работ.Основная фаза перехода на раздельный сервис длилась около года. За это время совместно удалось полностью централизовать процессы управления бурением: сформировать команду, выстроить бизнес-процессы, наладить прямые коммерческие взаимоотношения с участниками процесса строительства скважин. За этот год блок бурения ПАО «Татнефть» смог достигнуть уровня управления, необходимого для достижения поставленных целей, а также подготовить фундамент системы дальнейших улучшений и постоянного совершенствования.

Ещё год понадобился на то, чтобы полностью отладить процессы, настроить системы постоянного совершенствования и подтвердить устойчивость достигнутых результатов. Наличие Лидеров обеспечило успех проектов.

– Какие у Вас планы на будущее?

– В настоящее время я руковожу компанией Global Performance Improvement Inc. Мы полностью разделяем стратегию ПАО «Газпром нефть» в области трансформации системы менеджмента и HSE. Я уверен, что используя нашу методологию и лучшие практики, мы можем оказать огромную пользу всему обществу. Мы продолжим помогать людям, повышать эффективность их деятельности, выводить бизнес заказчиков на новый уровень, оптимизировать процессы, повышать культуру безопасности труда (HSE), улучшать финансовую и производственную деятельность, налаживать коммуникации внутри и между подразделениями, развивая людей и изменяя их поведение. На сегодняшний день наш стратегический партнер – ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз». Мы благодарим генерального директора Черевко М.А. и его заместителей за лидерство, проявленное в работе по улучшению и развитию своих команд.

Сейчас наша команда готовит социальный проект, который будет способствовать улучшению качества жизни в регионе. Мы создаем Международную Академию интеллектуального развития для детей и взрослых. Я уверен, что развитие успешных людей нужно начинать с раннего возраста, закладывая и формируя лидерские качества, помогая в профориентировании начиная со школьной скамьи, мы обучаем людей навыкам эффективного наставничества, ведь необходимо уметь делиться опытом с начинающими специалистами, когда уже есть о чем рассказать другим. Мы хотим создавать и готовить кадровый резерв для компаний в нефтегазовой отрасли региона и страны. Мы видим свою миссию в возможности дать максимальный спектр возможностей для интеллектуального, физического и эмоционального развития под

Алексей и его команда гордятся грамотой от руководства ПАО «Газпром нефть» за успешное внедрение проекта «Технический предел» в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Мы очень благодарны команде и руководству компании за наличие Лидеров, за то, что мы разделили риски и решились применить нашу методологию «5П» для достижения целей проекта.

Основной вызов проекта «Технический предел» – сокращение сроков бурения скважин на 90 суток в течение года при безаварийной работе, не нарушая правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. В январе 2018 г. мы начали проект с обучения сотрудников, и летом выполнили план.

«За счёт совместной слаженной работы за один лишь месяц сентябрь мы сократили сроки бурения скважин более чем на 100 суток. Один месяц сделал годовой проект» – начальник службы по техническому пределу ОАО «Славнеть-Мегионнефтегаз» Иванов Д.А.

Keywords: *business coach, business management, production improvement, the work of the TS staff, efficient production.*

«Секрет успеха – в качественной подготовке и обучении специалистов»

руководством и наставничеством ведущих международных профессионалов своего дела.

– Руководителям каких предприятий стоит к Вам обращаться?

– Как правило, мы работаем с крупными организациями. Но они не возникают сами по себе, их создают люди, поэтому ключом успеха справедливо считать наличие руководителей, заинтересованных в успехе своего предприятия, стремящихся к развитию и профессиональному совершенствованию своей команды, жаждущих добиваться результатов мирового уровня.

– Какие проекты для Вас сейчас актуальны?

– В рамках сотрудничества с ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» внедряется несколько совместных проектов. К ним относятся «Технический предел» в блоке бурения и нефтесервиса и «Повышение эффективности системы управления» в службе производственного экологического контроля.

Желаю всем творческих успехов и побед в Новом 2019 году! Все, кому не безразлична судьба их бизнеса, могут связаться со мной. Приглашаю посетить наш сайт: **www.gpicorporation.com**

Global PERFORMANCE IMPROVEMENT INC

Global Performance Improvement Inc.
+7 (987)-291-93-75 (Россия)
+1 (647)-328-32-22 (Канада)
info@gpicorporation.com
www.GPIcorporation.com

РЕКЛАМА

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

16-я Международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC

23–26 апреля 2019

Москва · Крокус Экспо

mioge.ru

564 участника

36 стран

17 575 посетителей

55 мероприятий деловой программы

Организатор

ITE Москва
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru

ITE

ОСОБЕННОСТИ АЛГОРИТМА РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМНЫХ ФУНКЦИЙ В РОССИЙСКИХ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРАХ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ (ЭЭС) В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ВХОДЯЩИХ В НЕЁ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ – ПОДСИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ (АРВ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ МАКСИМАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ И ЭФФЕКТИВНОЕ ДЕМПФИРОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ

УДК 621.316

THE RELIABILITY AND EFFICIENCY OF ELECTRIC POWER SYSTEMS (EPS) ARE LARGELY DETERMINED BY CONTROLLING THE EXCITATION OF ITS SYNCHRONOUS GENERATORS AND, ABOVE ALL, THE SUBSYSTEMS OF AUTOMATIC EXCITATION CONTROLLERS (AEC), WHICH PROVIDE THE MAXIMUM LEVEL OF DYNAMIC STABILITY AND EFFECTIVE VIBRATION DAMPING

Ключевые слова: *электроэнергетические системы, автоматические регуляторы, системный стабилизатор, релейная форсировка возбуждения, программные продукты.*

А.Л. Комков,
Е.Н. Попов,
Н.Ю. Филимонов,
ООО «НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш»

А.А. Юрганов,
СПбПУ Петра Великого

А.А. Бурмистров,
ПАО «Силовые машины»

Следует заметить, что проблемой стабилизации режимов ЭЭС и разработкой унифицированного алгоритма системных стабилизаторов начали интенсивно заниматься в СССР в начале 50-х годов прошлого столетия и окончательно завершили её в 80-е годы, когда полностью сформировалась идеология внешней и внутренней стабилизации и появился сигнал производной тока возбуждения.

Этот период характеризуется быстрым развитием электроэнергетики страны. В то время были построены каскады крупных ГЭС, мощные тепловые и атомные станции. По географическим условиям мощные гидроэлектростанции строились вдали от крупных населённых пунктов и крупных промышленных предприятий. Возникла необходимость передавать большое количество электроэнергии на большое расстояние от электростанций к потребителям. Строительство параллельных линий для усиления электрической связи было дорогостоящим решением, поэтому было необходимо найти иные способы решения проблемы. Начала активно развиваться теория устойчивости электроэнергетических систем. В результате первый в мире системный стабилизатор был разработан и внедрён практически в том виде, как он существует сейчас. СССР имел большую территорию и разветвлённую электроэнергетическую систему, обладавшую большим числом как слабых, так и сильных электрических связей между отдельными регионами.

На Западе начальный импульс в разработке системных стабилизаторов был дан в 70-х годах в Канаде из-за возникшей необходимости передавать мощность 500 МВт от АЭС Пикеринг и ГЭС в штате Онтарио по линиям электропередач протяженностью примерно 700 км и напряжением 500 кВ потребителям в США. Без быстродействующих систем возбуждения, оснащённых системными стабилизаторами, понадобились бы дополнительные линии. В Западной Европе эта проблема возникла ещё позднее – при вводе в эксплуатацию турбинных блоков мощностью более 300 МВт. В настоящий момент на Западе разработано около 10 типов системных стабилизаторов, описание которых приведено в стандарте IEEE Std 421.5.

ФОТО 1. Микропроцессорное производство для систем возбуждения синхронных генераторов

С учётом того, что отечественный стабилизатор успешно зарекомендовал себя в различных схемно-режимных ситуациях, было предложено рассмотреть вопрос о его включении в международные стандарты под названием PSS2RU. Для этого потребовалось предоставить его полное описание и привести результаты расчётов, для того чтобы оценить его эффективность по сравнению со стабилизаторами, включёнными в стандарт IEEE Std 421.5.

ФОТО 2. Для изготовления микроэлектроники на предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ используется передовое высокоточное оборудование

ОПИСАНИЕ СИСТЕМНОГО СТАБИЛИЗАТОРА PSS2RU

Задача любого системного стабилизатора – демпфирование электромеханических колебаний. Данные колебания лежат в диапазоне частот от 0,1 до 5 Гц. Эти колебания обусловлены качаниями роторов синхронных генераторов друг относительно друга. Полный взаимный угол между двумя машинами в любой схемно-режимной ситуации может быть разложен на две составляющие – внутренний и внешний угол. Внутренний угол – это угол между поперечной осью машины, совпадающей с вектором синхронной ЭДС Eq и вектором напряжения генератора Ug. Внешний угол – это угол между вектором напряжения генератора Ug и вектором синхронной ЭДС другой машины или центром электрических качаний синхронной машины (электростанции), работающей в сложной энергосистеме. Внутренний угол образуется в результате падения напряжения на внутреннем продольном индуктивном сопротивлении машины (Xd). Внешний угол образуется в результате падения напряжения на сопротивлениях внешних по отношению к рассматриваемому генератору элементов ЭЭС.

РИС. 1. Блок-схема стабилизатора PSS2RU

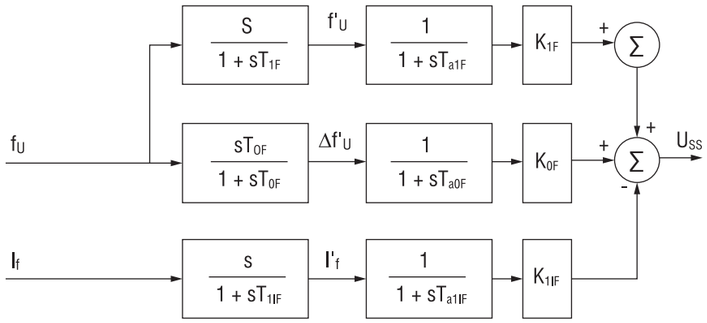


ТАБЛИЦА 1. Типовые значения параметров стабилизатора PSS2RU

Параметр	Значение, с
T_{0F}	2
T_{a0F}	0.02
T_{1F}	0.05
T_{a1F}	0.15
T_{1IF}	0.02
T_{a1IF}	0.15

Качания полного угла – результат совместного движения роторов и имеют двойственную природу:

- в режимах выдачи реактивной мощности – устойчивость определяется величиной и качаниями внешнего угла, который в тяжелых послеаварийных режимах или в «слабых» ЭЭС в этом случае может приближаться к 90 град. эл.;
- в режимах потребления реактивной мощности – устойчивость определяется величиной и качаниями внутреннего угла, который при уменьшении тока возбуждения генератора, работающего в ЭЭС любой мощности, может приближаться к 90 град. эл.

Таким образом, при одинаковых больших значениях полного угла физика переходных процессов и условия обеспечения апериодической и колебательной статической устойчивости существенно отличаются. Стабилизация режима, предлагаемая западными стандартами, не учитывает этого явления.

В результате аналитических и экспериментальных исследований и опыта эксплуатации синхронных генераторов выяснилось, что отклонениям внутреннего угла пропорциональна производная тока ротора. Отклонение частоты напряжения генератора Δf_U от установившегося значения и первая производная $\Delta f'_U = f'_U$ генератора являются первой и второй производными внешнего угла соответственно. Таким образом, имеются два легко измеряемых параметра, каждый из которых способен осуществлять демпфирование соответствующей компоненты взаимного угла. Следовательно, входными параметрами рассматриваемого стабилизатора являются ток ротора (I_f) и частота напряжения генератора (f_U).

Блок-схема системного стабилизатора PSS2RU показана на рисунке 1. Стабилизатор состоит из двух каналов, соединённых параллельно. Выходные сигналы каждого канала суммируются на главном сумматоре. Просуммированный сигнал является выходным сигналом стабилизатора. Передаточные функции задают необходимую форму амлитудочастотной и фазочастотной характеристик каждого канала. Два канала перекрывают диапазон частот электромеханических колебаний. Канал по частоте настраивается на частотный диапазон от 0,3 до 1,2 Гц, канал по производной тока ротора настраивается на частотный диапазон от 1 до 3 Гц. Типовые значения постоянных времени приведены в таблице 1. Сравнительные испытания, проведенные НТЦ СО ЕЭС РФ, показали его высокую эффективность.

РЕЛЕЙНАЯ ФОРСИРОВКА ВОЗБУЖДЕНИЯ

Совместно со стабилизатором PSS2RU применяется быстродействующая форсировка возбуждения. Её функцией является повышение динамической устойчивости при серьёзных повреждениях в энергосистеме, обусловленных снижением напряжения. Логика форсировки возбуждения изображена на рисунке 2.

При снижении напряжения ниже уставки срабатывания контроллер инициирует быстрое увеличение напряжения возбуждения до максимального значения до тех пор, пока напряжение статора генератора не повысится до уставки на снятие форсировки $(0{,}8 \div 0{,}9)\ U_{Гном}$. Включение форсировки происходит с минимальной выдержкой времени,

РИС. 2. Логика работы реле форсировки

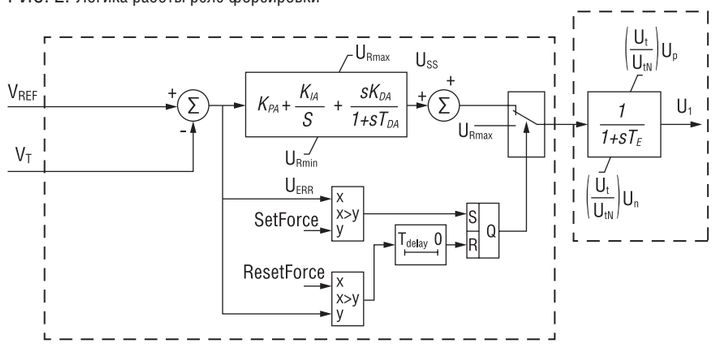


РИС. 3. Четырёхмашинная тестовая схема электроэнергетической системы

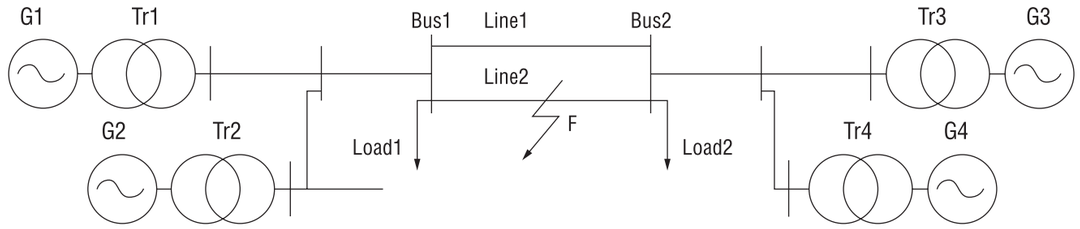


ФОТО 3. Сборочный цех систем возбуждения и систем управления возбуждением синхронных генераторов

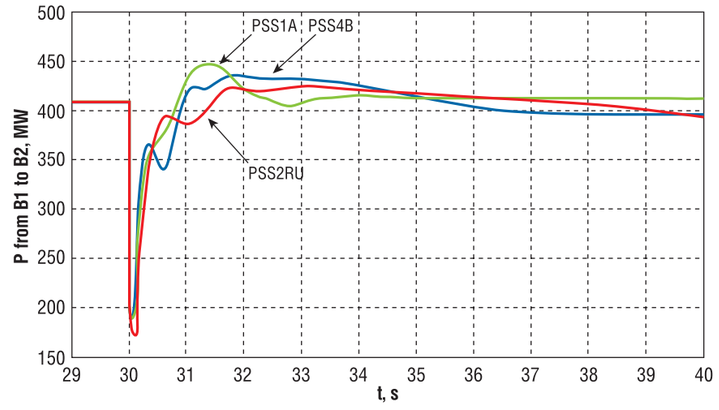
а отключение с выдержкой времени от 0,2 до 0,3 секунды, что соответствует времени достижения максимального значения взаимного угла между роторами синхронных машин в послеаварийном режиме качаний. Форсировка также необходима для того, чтобы исключить на время протекания КЗ тракт регулирования из закона управления, так как резкие скачки токов, напряжений и частоты могут привести к снижению скорости нарастания напряжения возбуждения из-за противоположных воздействий от разных каналов регулирования.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА

Эффективность системного стабилизатора была проверена на математической модели 4-машинной энергосистемы (Схема Кундура), часто рассматриваемой в работах западных исследователей, в среде MATLAB/Simulink Sim Power Systems. Схема изображена на рисунке 3. Модель представляет собой две области, каждая из которых содержит по два синхронных генератора. Области соединены между собой двумя линиями длиной 220 км. Режим установлен таким образом, что осуществляется передача 413 МВт из первой области во вторую.

Тестовым возмущением является трёхфазное короткое замыкание в середине одной линии с последующим её отключением. Проведено сравнение PSS2RU со стабилизаторами, включёнными в стандарт IEEE Std 421.5. Стабилизаторы PSS1A и PSS4B имеют в качестве входного параметра скорость вращения ротора. В PSS1A сигнал скорости вращения последовательно проходит через фильтры и несколько фазосдвигающих звеньев. В PSS4B сигнал скорости вращения раздваивается и проходит в одном случае через датчик низких и средних частот, в другом – через датчик высоких частот. Далее сигналы проходят через фазосдвигающие звенья, которые выделяют низкие, средние и высокие частоты, после чего каждая компонента усиливается в зависимости от частоты. Полное описание PSS1A и PSS4B представлено в стандарте. Результаты представлены на рисунке 4.

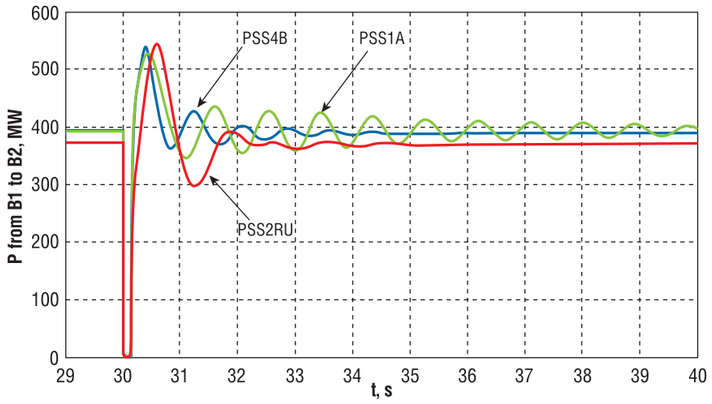
РИС. 4. Активная мощность, передаваемая из области 1 в область 2 при трёхфазном коротком замыкании в середине линии с последующим её отключением. Длина транзита – 220 км



В энергосистеме ситуация, когда присутствует длинный транзит и создаются такие тяжёлые условия, является редкостью. Подобные условия могут возникнуть, если существует слабая связь или при неблагоприятных обстоятельствах при ремонтных схемах. Для того чтобы убедиться в эффективности стабилизатора в различных условиях, выполним такое же тестовое возмущение, но при транзите длиной 10 км. Следует отметить, что при уменьшении длины транзита до 10 км. условия устойчивости энергосистемы улучшились, но такое же тестовое возмущение будет оказывать более сильную просадку напряжения на шинах генераторов, так как точка короткого замыкания стала находиться электрически ближе к каждому генератору. Результаты расчётов представлены на рисунке 5.

При совместном рассмотрении результатов расчёта на рисунках 4 и 5 можно сделать вывод, что стабилизатор PSS2RU при неизменной настройке осуществляет эффективное демпфирование колебаний как при длинном, так и при коротком транзите. При длинном транзите воздействуют все каналы стабилизатора, так как внутренний и внешний угол имеют одинаковый порядок величины. При коротком транзите внешний угол становится малым,

РИС. 5. Активная мощность, передаваемая из области 1 в область 2 при трёхфазном коротком замыкании в середине линии с последующим её отключением. Длина транзита – 10 км



поэтому даже при тех же самых настройках каналы по отклонению частоты и по производной частоты начинают вносить на порядок меньший вклад в суммарный сигнал системного стабилизатора по сравнению с каналом по производной тока ротора. Можно сказать, что при коротком транзите каналы стабилизатора по отклонению частоты и по производной частоты выключаются из работы, исходя из физической сущности процессов. Поэтому единая настройка оказывается достаточно эффективной в существенно различных условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мы отметили основные вехи истории создания, особенности структуры и функционирования российского системного стабилизатора. Благодаря отмеченным выше свойствам и своему широкому распространению на электростанциях России и ближайшего зарубежья, а также принимая во внимание простоту и грубость настройки своих параметров, системный стабилизатор PSS2RU должен занять значимое место в библиотеках основных программных продуктов для выполнения сетевых исследований. Для этого важно провести работу по интеграции структуры системного стабилизатора PSS2RU и алгоритма релейной форсировки в документы международных организаций IEC и IEEE.

KEYWORDS: *electric power systems, automatic regulators, system stabilizer, relay excitation boost, software products.*

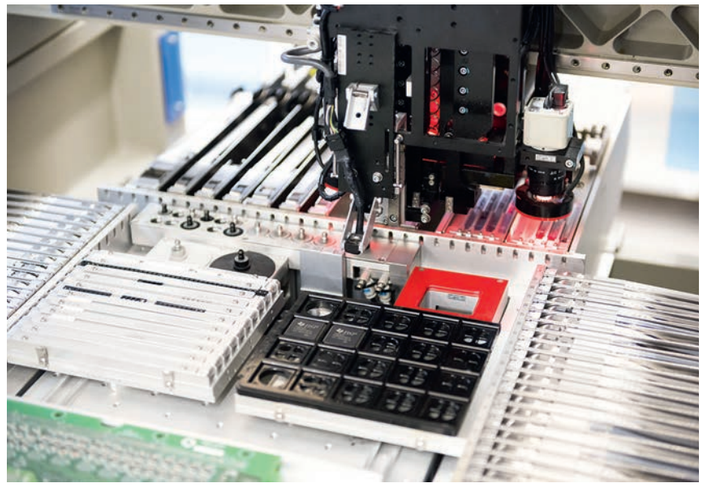


ФОТО 4. Все силовое оборудование, микропроцессорная аппаратура и программное обеспечение выпускаемой продукции разработаны в стенах НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш»

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

109029, Москва, Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.: 8 (800) 301-35-31
Факс: (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

ПАРКОВЫЕ АЛЛЕИ
жилой комплекс

КВАРТИРЫ БИЗНЕС КЛАССА

Квартиры с выходом в парк

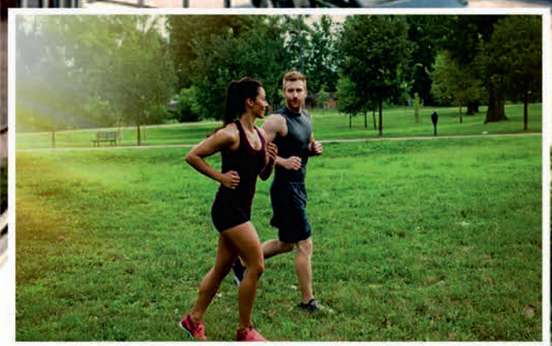
Просторный подземный паркинг

Собственный спортивный комплекс

Транспортная доступность 10 минут от метро.

+7(495)132-10-93
г. Красногорск, ул. Парковая, 8
www.official.parkalley.ru

Застройщик ООО«Парк».
Проектная декларация на сайте official.parkalley.ru



Все включено и ничего лишнего

Жизнь в формате All Inclusive*

РЕКЛАМА

ТРАНСПОРТИРОВКА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Использование витых теплообменников из змеевиков малого радиуса гиба для подогрева и термообработки нефти

УДК 622.692.4

Каримов Ринат Маратович,
доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» факультета трубопроводного транспорта Уфимского государственного нефтяного технического университета

Заплатин Алексей Владимирович,
директор ООО «АНОД-УРАЛ»

Ташбулатов Радмир Расульевич,
старший преподаватель кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» факультета трубопроводного транспорта Уфимского государственного нефтяного технического университета

НЕФТЬ СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТЛИЧАЕТСЯ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ. ТРАНСПОРТИРОВКА ТАКОЙ НЕФТИ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СОПРЯЖЕНА С РЯДОМ ОСОБЕННОСТЕЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ НЕОБХОДИМОСТЬЮ ПОДОГРЕВА НЕФТИ, ЧТО ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ БОЛЕЕ ЛЕГКОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ ПО НЕФТЕПРОВОДУ И ПОЗВОЛЯЕТ ИЗБЕЖАТЬ ЕЕ ЗАСТЫВАНИЯ. В СТАТЬЕ ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМООБРАБОТКИ НЕФТИ ВЗАМЕН «ГОРЯЧЕЙ ПЕРЕКАЧКИ». ПРИВЕДЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА «ХОЛОДНОГО» ТРАНСПОРТА, А ТАКЖЕ ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ, ДЛЯ УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. ПРЕДЛОЖЕНО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВИТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ НА ОСНОВЕ СТАЛЬНЫХ ЗМЕЕВИКОВ МАЛОГО РАДИУСА ГИБА. ПРИВЕДЕНЫ КОНСТРУКТИВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА РАССМАТРИВАЕМЫХ ВИТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ. ДЛЯ СРАВНЕНИЯ ПРИНЯТЫ ТАКИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КАК СКОРОСТЬ ТЕПЛООТДАЧИ, ПРИВЕДЕННАЯ ПЛОЩАДЬ ПОВЕРХНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА, СЛОЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА, НАДЕЖНОСТЬ И КОНСТРУКЦИОННАЯ ПРОЧНОСТЬ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ В СЛОЖНЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ИЗ ЗМЕЕВИКОВ МАЛОГО РАДИУСА ГИБА НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ С УЧЕТОМ УСПЕШНОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ В ДРУГИХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

NORTH OIL FIELDS ARE CHARACTERIZED BY VERY HIGH VISCOSITY. TRANSPORTATION OF SUCH OIL IN THE ARCTIC CONDITIONS IS CHALLENGED BY THE NEED TO HEAT THE OIL FOR EASIER PUMPING THROUGH THE PIPELINE TO AVOID ITS FREEZING. THE ARTICLE DEFINES THE NEED TO USE THE TECHNOLOGY OF HEAT TREATMENT OF OIL INSTEAD OF "HOT DELIVERY". A NUMBER OF ADVANTAGES OF THE "COLD" PUMPING ARE GIVEN, AS WELL AS THE MAIN TASKS THAT NEED TO BE SOLVED FOR THE SUCCESSFUL IMPLEMENTING TECHNOLOGIES AT THE FACILITIES OF THE MAIN OIL PIPELINE TRANSPORT. THE USE OF DOMESTIC COIL HEAT EXCHANGERS BASED ON STEEL COIL PIPES OF SMALL BENDING RADIUS IS PROPOSED. THE CONSTRUCTIVE ADVANTAGES OF THE CONSIDERED COIL HEAT EXCHANGERS ARE GIVEN. FOR COMPARISON, SUCH TECHNICAL AND ECONOMIC PARAMETERS AS RATE OF HEAT LOSS, HEAT EXCHANGE SURFACE AREA, OPERATION COMPLEXITY, MAINTENANCE AND REPAIR, RELIABILITY AND STRUCTURAL STRENGTH UNDER CYCLIC LOADS IN DIFFICULT TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS ARE ACCEPTED. THE USE OF COIL HEAT EXCHANGERS WITH COIL PIPES OF SMALL BENDING RADIUS AT OIL PUMPING STATIONS HAS BEEN CONSIDERED ON THE BASIS OF THE EXPERIENCE IN OTHER INDUSTRIES

Ключевые слова: *высокопарафинистая нефть, транспортировка, нефтепровод, подготовка нефти, теплообменники.*

Трубопроводный транспорт нефтей с высоким содержанием парафина связан с необходимостью использования специальных методов физико-химического и механического воздействия. Наиболее распространенными на сегодняшний день являются термообработка и применение химических реагентов (депрессорные присадки, ингибиторы парафиноотложений). Если второй метод достаточно изучен и его эффективность зависит в основном от дозировки и правильного подбора типа реагента в зависимости от состава нефти, то качество термической обработки обусловлено прежде всего используемой схемой, температурным режимом, темпом нагрева и скоростью последующего охлаждения. Последние исследования в области перекачки высоковязких нефтей говорят о целесообразности «холодного» трубопроводного транспорта, что позволяет замедлить скорость тепло-массообменных процессов, сократить интенсивность парафиноотложений и обеспечить сохранность гидроизоляционного покрытия и устойчивость трубопровода при прокладке в зонах вечномерзлых грунтов. Несмотря на данные утверждения, подавляющая часть месторождений, располагающихся в северных широтах, характеризуются нефтями с высоким содержанием высокомолекулярных компонентов, отличающихся высокой вязкостью, температурой застывания и наличием статического (начального) напряжения сдвига в условиях низких температур, что осложняет условия эксплуатации и проведение ремонтных работ, ограничивая время безопасной остановки нефтепроводов и повышая пусковые давления. В данных условиях без применения термических, химических или комбинированных методов невозможно обеспечить надежную бесперебойную транспортировку нефти потребителям. При этом немаловажным вопросом является энергоэффективность и, как следствие, себестоимость перекачки нефти. Эффективность широко применяемых химических реагентов – депрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложений, как показали многочисленные исследования [11], зависит от температуры, при которой нефть подвергается обработке, – требуемая температура подогрева должна быть выше температуры плавления парафинов (60–70°С) [10], немаловажным является и темп последующего охлаждения нефти [3]. Если для достижения высокого уровня температуры нагрева подходит большинство существующего теплообменного оборудования, то для поддержания необходимой скорости охлаждения требуется высокоточные эффективные аппараты с возможностью гибкого регулирования. Таким образом, для создания оптимального режима термообработки при высокой энергоэффективности процесса требуется применение теплообменных аппаратов повышенной производительности и высокой степени надежности, с простотой последующего обслуживания и возможностью гибкой регулировки температурных режимов. Последнее осуществляется за счет применения частотно-регулируемых приводов для контроля скорости вращения вентиляторов и поворотных жалюзи. Как показал отечественный опыт эксплуатации [4–9] на «горячих» магистральных нефтепроводах «Узень – Атырау – Самара» и «Уса – Ухта – Ярославль», используемые конвекционные печи подогрева и пластинчатые теплообменники, не обеспечивают надлежащего уровня энергоэффективности и надежности: первые – в связи с высоким расходом топлива, себестоимостью и затратами на обслуживание, а последние – в связи со сложностью их обслуживания (очистки от отложений нефти) и низкой ремонтопригодностью [9]. Еще одним значительным минусом пластинчатых теплообменников является более высокое гидравлическое сопротивление. Подавляющая доля импортного оборудования в данном сегменте рынка также является существенным недостатком.

Актуальность и текущее состояние вопроса

Эффективность теплообмена исследуемых аппаратов зависит чаще всего от таких факторов, как расход теплоносителей, температура на входе, степень загрязненности у теплообменных поверхностей и температура окружающей среды. Первые три параметра обычно постоянны при определенном режиме работы, однако температура воздуха из-за своих среднесуточных и сезонных колебаний является первостепенным возмущающим фактором, оказывающим прямое влияние на процесс охлаждения. Начальная температура перекачиваемой нефти существенно влияет на гидравлическое сопротивление нефтепровода. Но существующие методики расчета данной зависимости сложны и требуют дополнительных параметров. А.Г. Ванчин предложил новую методику оценки, основанную на относительном представлении режимов по отношению к существующим [2]. Благодаря чему было определено, что перечисленные параметры имеют пропорциональную зависимость, что существенно упрощает расчеты.

В ходе исследования, проводимого А.У. Липецом [13], определены основные недостатки в прямотрубных теплообменниках:

- потеря эффективности температурного напора в однократном перекрестном токе;
- дороговизна использования алюминиевых труб;
- термическое сопротивления на границе алюминиевого оребрения и стальной трубы;
- малое расстояния между ребер;
- неэффективное уплотнение между пакетом труб и обрамляющих стенок.

Для решения данных проблем автором было предложено перейти от однопоточной схемы к двукратной, что увеличило эффективность теплообмена при меньшем расходе теплоносителя. Для уменьшения стоимости теплообменников было предложено использовать вместо труб с алюминиевым оребрением трубы со сварным стальным спирально-ленточным оребрением. При таком изменении материала оребрения вес предложенных труб увеличится почти в два раза, но одновременно будет иметь аналогичную разницу в цене изготовления, что связано с меньшей трудоемкостью и малой стоимостью материала. По показателям теплоотдачи стальные трубы вполне могут составить конкуренцию алюминиевым. Наиболее популярный и простой способ улучшения конструкции теплообменных труб является увеличение площади теплоотдающей поверхности труб. В работе [10] авторы Сухоцкий А.Б. и Кунтыш В.Б. изучали влияние высоты ребра на эффективность теплообмена. Используя расчетно-аналитический способ, получили частичное и обобщенное уравнение подобия для теплоотдачи пучков труб. В ходе данного исследования было обнаружено, что наиболее эффективны биметаллические ребристые трубки с накатными ребрами высотой от 16,5 до17 мм, при расстоянии между ними, составляющим в длину от 2,5 до 2,6 мм, и толщиной ребер от

0,6 до 0,65 мм. Огромный вклад в развитие отрасли, сделал В.Б. Кунтыш. В своей работе [12] по совершенствованию АВО автор предложил ряд новых конструкций биметаллических ребристых труб.

Во-первых, были рассмотрены новые виды соединений труб с оребрением:

- трубы с навитыми спирально ребрами, завальцованными в стенку несущей трубы;
- с гладкими L-ребрами;
- с KLM-ребрами (горизонтальная полка спирального ребра вдавливается механическим способом в искусственный рельеф, нанесенный на наружную поверхность несущей трубы).

Во-вторых, предложены новые конструкции алюминиевых ребер для увеличения площади теплообмена и турбулизации потока. В работе [11] В.Б. Кунтыш экспериментально исследовал влияние на тепловые и аэродинамические характеристики величины соотношения интервалов между ребер биметаллической трубы с накатным алюминиевыми ребрами и их высот.

В [1] С.В. Алимов, О.Л. Миатов и В.А. Лифанов исследуют такие способы увеличения теплоотдачи, как использование насечек на ребрах накатного алюминиевого оребрения, при этом сравнивая эффективность работы теплообменников с верхним и нижним расположением вентиляторов. В ходе экспериментов установлено: применение насечек улучшает теплообмен, но при этом увеличивается скорость загрязнения трубного пучка, что усложняет последующую его эксплуатацию, снижает эффективность, требует технологически сложной очисти. В ходе сравнения расположения вентиляторов было выявлено, что при установке вентиляторов ниже теплообменной секции тепловая эффективность выше, чем при расположении их в верхнем положении. В.Б. Кунтыш [12] исследовал аэродинамическое сопротивление равносторонних пучков труб со спиральными ребрами из алюминия, наблюдая за потерями давления потока при поперечном прохождении через шесть шахматных четырехрядных пучков биметаллических оребренных труб. В ходе эксперимента были получены следующие результаты:

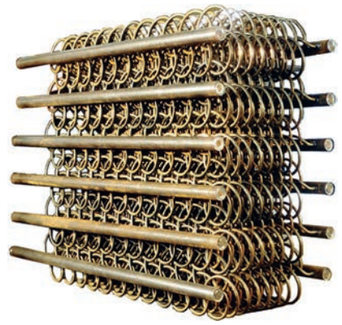
- отмечено нарушение теории подобия, согласно которой кривые сопротивления всех шести пучков должны совпадать;
- определена зависимость кривых сопротивления от шага труб;
- наибольшая тепловая эффективность была характерна для пучков с плотной компоновкой ребристых труб.

Обзор перечисленных исследований показал, что увеличение теплоотдачи оребренных прямотрубных теплообменников связано с усложнением их конструкции и обслуживания, при этом наиболее существенным недостатком усложняющегося рельефа поверхности теплообмена является быстрое загрязнение проточной части аппарата и, как следствие – рост гидравлического сопротивления, падение теплоотдачи, производительности и эффективности теплообменника.

Перечисленных недостатков лишены принципиально новые конструкции теплообменников, не так давно появившиеся на отечественном рынке и не имеющие аналогов в мире в настоящее время. Их теплообменные поверхности представляют собой трубные пучки из витых змеевиков малого радиуса гиба (ЗМРГ) [17–20]. Такая форма поверхности теплообмена не только увеличивает ее площадь, но и позволяет повысить интенсивность теплообмена за счет высокой турбулентности потока среды по межтрубному и внутритрубному пространству. Второе преимущество ЗМРГ – самокомпенсация температурных деформаций при быстром разогреве и охлаждении. Данный тип теплообменников рассчитан на работу с любыми жидкими и газообразными средами. Еще одной особенностью витых ЗМРГ, важной при термообработке высокопарафинистых нефтей, является свойство самоочищения из-за высокой турбулизации потоков в обоих пространствах, препятствующей выпадению и накоплению отложений нефти, а также возможность безопасной быстрой очистки поверхностей ЗМРГ созданием условий для термогидроудара. Возможность блочно-модульного исполнения теплообменников позволяет оптимально подобрать нужный температурный режим и производительность, а высокая пропускная способность витых труб за счет создания завихрений и турбулизации потоков исключает потерю производительности из-за роста гидравлического сопротивления. Возможность вертикальной компоновки не требует большой площадки, также облегчает доступ к внутренним поверхностям для обслуживания, позволяет полностью осуществить воздухоудаление, слив и очистку силами персонала.

РИС. 1. Секции из витых змеевиков малого радиуса гиба (ЗМРГ) в различных вариантах исполнения

РИС. 2. Батарея секций из витых змеевиков малого радиуса гиба (ЗМРГ) для установки на аппаратах воздушного охлаждения



Теплообменники из змеевиков малого радиуса гиба

Повышение эффективности удельной единицы теплообменной площади за счет применения змеевиков малого радиуса гиба (ЗМРГ) в теплообменных аппаратах обусловлено значительно более высоким полным коэффициентом теплопередачи. Принципиально новая вертикальная компоновка теплообменных элементов в сочетании их с навивкой под расчетным углом и с соответствующим диаметром гладкой трубы позволяет говорить не только об эффективности теплообменной поверхности по сравнению со стандартной оребренной трубой и классическим горизонтальным расположением последней, но и о высоком проценте влияния естественной циркуляции на процесс теплообмена, что и определяет высокую энергоэффективность данных аппаратов, снижая затраты на электроэнергию и обслуживание (чистку) оребрения. Площадь установки аппаратов воздушного охлаждения из ЗМРГ значительно меньше стандартных более чем в 2–5 раз, а площадь теплообменной поверхности в 8–12 раз за счет более высокого коэффициента теплопередачи, превосходящим оребренные поверхности в 2–8 раз. А пластинчатые, значительно превосходят по надежности, долговечности и ремонтопригодности. Уровень надежности кожухотрубчатых теплообменных аппаратов на ЗМРГ обусловлен конструктивными особенностями: отсутствие или сведение к минимальному диаметру трубных досок, применение равнопрочных сварных соединений позволяет говорить об аппаратах на основе секций ЗМРГ как об оборудовании повышенной надежности и долговечности, особенно при работе в условиях циклических или разовых знакопеременных нагрузок, повышенных температур и давлений с более высоким коэффициентом теплопередачи – в 2–8 раз выше, чем в аппаратах воздушного охлаждения с оребрением, и кожухотрубчатых теплообменниках – прямотрубных, как с горизонтальным, так и U-образным расположением труб.

РИС. 3. Вариант установки компактной модульной конструкции из секций ЗМРГ в цилиндрическом теплообменнике

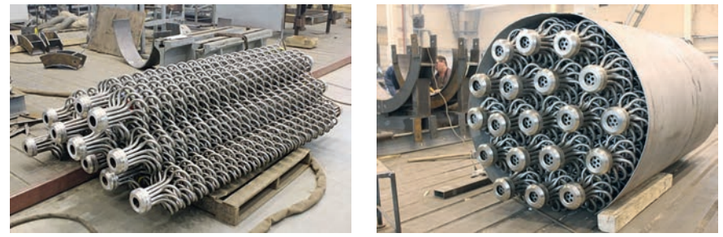


РИС. 4. Повышенная стойкость аппаратов на базе ЗМРГ к высоким температурным нагрузкам и деформациям (А – прямотрубный; Б – ЗМРГ)

Опыт в эксплуатации АВО на базе ЗМРГ в выхлопных системах с температурой до 600°С, в кожухотрубчатых теплообменниках с агрессивными нитрозными газами, а также возможность их безопасной эффективной очистки посредством гидроудара, позволяет говорить об их явных и безусловных преимуществах по сравнению с аппаратами стандартной оребренной трубчатой

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Аппарат	Площадь теплообмена	Вкл. / Выкл.	Температура			Тепловая нагрузка	Тепловая нагрузка к единице площади
			Вход	Выход	Δ		
	$м^2$		°С			Гкал/ч	ккал/$м^2$·ч
Режим 1 – все аппараты в работе							
АВО-1, АВГ14	1870	Вкл.	140	110	30	0,960	513
АВО-2, АВГ14	1870	Вкл.	110	74	34	1,075	575
АВО-2а (ЗМРГ)	330	Вкл.	74	55	21	0,533	**1615**
Режим 2 – в работе только аппараты с ЗМРГ							
АВО-1, АВГ14	1870	Выкл.	140	134	6	0,197	105
АВО-2, АВГ14	1870	Выкл.	134	130	4	0,130	70
АВО-2а (ЗМРГ)	330	Вкл.	130	90	40	1,241	**3761**
Режим 3 – естественная работа аппаратов с ЗМРГ							
АВО-1, АВГ14	1870	Вкл.	140	110	30	0,960	513
АВО-2, АВГ14	1870	Вкл.	110	76	34	1,017	544
АВО-2а (ЗМРГ)	330	Выкл.	76	70	6	0,172	**521**
	– вентилятор теплообменного аппарата включен						
	– вентилятор теплообменного аппарата выключен						

ТАБЛИЦА 2. Результаты сравнения эксплуатационных показателей работы пластинчатых теплообменников и аппаратов на базе ЗМРГ

Показатель сравнения		ЗМРГ	Пластинчатый	Результаты сравнения
Габариты	мм	Ø 2200 x 2800 x 6000	Ø 1600 x 3600 x 2500	Вертикальная компоновка ЗМРГ требует площадку меньшего размера
Масса	кг	17 700	19 129	масса ЗМРГ меньше при большем объеме
Тип теплообменной поверхности	–	змеевики малого радиуса гиба	пластинчатый	принципиально разная теплообменная поверхность
Тип аппарата	–	кожухотрубчатый	пластинчатый	–
Конструкция	–	модульно-коллекторная / сварная	цельносварная / сварной пакет пластин круглой формы	–
Расположение	–	вертикальное	горизонтальное	–
Рабочая среда	–	Вода/Пар	Вода/Пар	процесс-конденсация перегретого пара с участком переохлаждения конденсата
Материальное исполнение	–	Нержавейка / углерод	Нержавейка / углерод	питтинговая коррозия нержавеющих пластин, надежность эксплуатации ЗМРГ гораздо выше
Конструкция с зоной конденсатосборника	–	Нет	Да	кожухопластинчый, требует установки дополнительного конденсатосборника
Тепловая мощность процесса	кВт	71 660	71 660	показатели соизмеримы
Поверхность теплообмена	$м^2$	824	1371	процесс теплопередачи на теплообменной поверхности из ЗМРГ эффективней
Надежность при циклических нагрузках по температуре и давлению	–	самокомпенсация температурных расширений и бросков по давлению змеевиками	сварной пакет пластин при циклике работает под напряжением – деформация и разрыв сварных швов	надежность конструкции аппаратов из ЗМРГ выше
Слив продукта	–	вертикальное расположение змеевиков гарантирует быстрое удаление среды из трубного пространства	сварной пакет пластин затрудняет быстрый и полный слив продукта (воды)	надежность эксплуатации аппаратов из ЗМРГ выше
Механизм накопления отложений в проточной части	–	вертикальное расположение змеевиков, отсутствие застойных зон и закрутка потока минимизирует процессы загрязнения	процесс отложений протекает по стандартной схеме – зарастание пластин и снижение эффективности	межремонтные промежутки аппаратов из ЗМРГ длиннее, эксплуатационные затраты ниже
Равномерность теплообмена	–	равномерное распределение градиента температур и скоростей, отсутствие застойных зон исключает нестабильную работу	данный эффект отсутствует	надежность эксплуатации аппаратов из ЗМРГ выше
Ограничение по рабочей температуре и давлению	–	«нет» (рабочая температура до 800°С, давление свыше 200 $кгс/см^2$)	«да» (температура до 600°С, давление до 100 $кгс/см^2$)	номенклатурный ряд и область применения (спектр решаемых задач) ТО из ЗМРГ гораздо выше

конструкции горизонтального исполнения. Практические результаты использования ЗМРГ в аппаратах воздушного охлаждения масляного производства нефтеперерабатывающего завода приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1 при задействовании аппаратов на базе ЗМРГ теплоотдача кратно возрастает, более того даже при выключенном вентиляторе, только лишь на естественной конвекции эффективность работы ЗМРГ многократно превосходит прямотрубные аппараты типа АВГ и АВЗ с горизонтальным расположением труб с оребрением, за счет турбулизации и поддержания вихреобразного потока охлаждающего воздуха, что позволяет охладить теплоноситель практически до температуры окружающей среды даже в жаркий летний сезон (не более 3–5°С отклонений в большую сторону от температуры воздуха).

Указанные высокие показатели эффективности АВО на базе ЗМРГ, с учетом возможности их вертикальной компоновки, что значительно сокращает размеры площадки, в дополнение с частотно-регулируемыми приводами вентиляторов позволяет осуществить плавный контроль и регулировку скорости охлаждения нефтей с заданным темпом при их термообработке или же при поступлении горячих объемов нефти от грузоотправителей. Более того, во втором случае, когда горячая высокопарафинистая нефть поступает с месторождений, с помощью АВО на базе ЗМРГ можно осуществить ее охлаждение с заданной скоростью в потоке и получить эффект термообработки, что позволит существенно сократить количество отложений в резервуарах счет снижения температурного градиента между горячей нефтью и холодными поверхностями.

Заключение

Таким образом, преимущества теплообменников на основе ЗМРГ очевидны – перед традиционными прямотрубными кожухотрубчатыми теплообменниками и аппаратами воздушного охлаждения с горизонтальным расположением труб, даже при интенсивном оребрении последних, дальнейшее усложнение которого ведет к росту гидродинамического сопротивления, падению производительности работы системы, усложнению обслуживания и ремонта, недопустимым температурным деформациям. В случае же пластинчатых теплообменников, несмотря на их более высокую удельную теплоотдачу, их не ремонтопригодность, высокое гидравлическое сопротивление и стоимость, усложняют их эксплуатацию, снижают надежность системы и увеличивают себестоимость тепловой энергии. В таблице 2 представлен сравнительный анализ основных эксплуатационных показателей пластинчатых теплообменников и аппаратов на базе ЗМРГ на примере охлаждения и конденсации водяного пара путем нагрева водяного контура.

Таким образом витые теплообменники на основе ЗМРГ при аналогично высокой тепловой эффективности отличаются большей надежностью при циклических высокотемпературных нагрузках, агрессивных и неоднородных средах, чем цельносварные пластинчатые, но по сравнению с последними имеют лучшие массогабаритные характеристики и технико-экономические показатели, как в плане закупочной стоимости оборудования, так и при последующем обслуживании и ремонте. ●

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-48-020721 р_а.

Литература

1. *Алимов С.В. Аппараты воздушного охлаждения газа: опыт эксплуатации и пути совершенствования / В.А. Лифанов, О.Л. Миатов // Газовая промышленость. – 2006. – № 6. – С. 54–57.*
2. *Ванчин А.Г. Влияние начальной температуры газа на затраты, связанные с гидравлическим сопротивлением газопровода / А.Г. Ванчин // Газовая промышленность. – 2014. – № 8. – С. 66–69.*
3. *Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки // Химия и технология топлив и масел. № 3. 2002. – С. 26–29.*
4. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Изменение технологии перекачки нефти на нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара» с развитием нефтетранспортной системы Западного Казахстана // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – № 2.*
5. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Применение специальных методов перекачки на магистральном нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара» // Трубопроводный транспорт – 2010: материалы VI Международной учебно-научно-практической конференции/ Редкол.: А.М. Шаммазов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010.*
6. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Реологические особенности товарных нефтей Западного Казахстана // Башкирский химический журнал. – 2011. – Том 18. – № 4.*
7. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Влияние содержания парафинов на товарные качества нефтей // Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии: Материалы XXV Юбилейной Международной конференции «Реактив – 2011» / Редкол.: У.Б. Имашев и др. – Уфа: Издательство «Реактив», 2011.*
8. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей // Башкирский химический журнал. – 2012. – Том 19. – №1.*
9. *Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместный трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (3–4 февраля 2012 года) / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012.*
10. *Кунтыш В.Б. Влияние высоты спирального ребра на конвективную теплоотдачу, энергетическую и объемную характеристики теплообменных секций аппаратов воздушного охлаждения / В.Б. Кунтыш, А.Б. Сухоцкий, А.Э. Пиир // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2012. – № 8. – С. 3–8.*
11. *Кунтыш В.Б. Исследование теплоотдачи и сопротивления шахматных пучков воздухоохлаждаемых теплообменников из труб с накатными алюминиевыми ребрами различной высоты / В.Б. Кунтыш, А.Б. Сухоцкий, А.Э. Пиир // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2010. – № 12. – С. 3–7.*
12. *Кунтыш В.Б. Экспериментальное исследование аэродинамического сопротивления шахматных равносторонних пучков труб со спиральными алюминиевыми ребрами [Текст] / В.Б. Кунтыш, В.В. Дударев, А.Б. Сухоцкий // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2015. – № 6. – С. 3–6.*
13. *Липец А. У. Некоторые вопросы совершенствования аппаратов воздушного охлаждения / А.У. Липец, О.Н. Ионкина, Л.В. Дирина / Промышленная энергетика. – 2004. – № 3. – С. 38–44.*
14. *Технический отчет о проведении работ по очистке теплообменников подогрева нефти PSHE 9HA – 432/1/1 VAHTERUS в количестве 3 шт. в пункте подогрева нефти в 2014.*
15. *Ты Тхань Нгиа, Р.Н. Бахтизин, М.М. Велиев, Б.Н. Мастобаев, Ле Вьет Зунг, Э.М. Мовсум Заде, Р.М. Каримов. Транспорт и хранение высоковязких нефтей. – СПб.: Недра, 2015. – 544 с.*
16. *Федоров В.Т., Казаков В.В., Челинцев С.Н. Совершенствоование технологии применения депрессорной присадки при транспортировке высокозастывающей смеси нефтей Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – Т. 2. – № 10. – С. 28–32.*
17. *Теплообменник: пат. № 2152574. Рос. Федерация: МПК8 F 28 D 7/02 / Походяев С.Б.; заявитель и патентообладатель Походяев Сергей Борисович, Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственный центр «Анод». – № 99103045; заявл. 16.02.1999; опубл. 10.07.2000.*
18. *Теплообменный аппарат: пат. № 2162583. Рос. Федерация: МПК8 F 28 D 7/02 / Походяев С.Б.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственный центр «Анод»; Походяев Сергей Борисович. – № 2000104888; заявл. 29.02.2000; опубл. 27.02.2001.*
19. *Теплообменное оборудование газотурбинной установки: пат. № 2177068. Рос. Федерация: МПК8 F 28 D 7/02 / Походяев С.Б.; заявитель и патентообладатель Походяев Сергей Борисович, Игнатьев Евгений Александрович. – № 2001101591; заявл. 18.01.2001; опубл. 20.12.2001.*
20. *Теплообменный аппарат: пат. № 2238500. Рос. Федерация: МПК8 F 28 D 7/02 / Походяев С.Б.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственный центр «Анод». – № 20002135325; заявл. 27.12.2002; опубл. 20.10.2004.*

KEYWORDS: *oil heating, transportation, oil pipeline, oil treatment, heat exchangers.*

ЭНЕРГАЗ:

долгосрочная программа комплексного сервиса в действии

УДК 662.76

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОПОДГОТОВКИ И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯМУЮ ЗАВИСИТ ОТ ВАЖНЕЙШЕГО ФАКТОРА – КАЧЕСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СЕРВИСА В ГАРАНТИЙНЫЙ И ПОСЛЕГАРАНТИЙНЫЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПЕРИОД. О ТОМ, КАК В ГРУППЕ ЭНЕРГАЗ ЭТИ ЗАДАЧИ РЕШАЕТ СЕРВИСНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН, СОЗДАННЫЙ ЕЩЕ В 2008 ГОДУ, ЖУРНАЛИСТ СТАНИСЛАВ БАРЫШЕВ ПОБЕСЕДОВАЛ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ СЕРВИСЭНЕРГАЗ АЛЕКСАНДРОМ КРАМСКИМ

HIGH-QUALITY TECHNICAL SERVICE DURING THE WARRANTY AND POST-WARRANTY OPERATIONAL PERIOD DEFINE THE EFFICIENCY AND RELIABILITY OF GAS TREATMENT AND SUPPLY PROCESS EQUIPMENT. IN THE ENERGAZ GROUP, THESE TASKS ARE ACCOMPLISHED BY THE SERVICE AND TECHNICAL DIVISION, WHICH WAS CREATED BACK IN 2008. THE JOURNALIST STANISLAV BARYSHEV TALKED WITH THE GENERAL DIRECTOR OF SERVISENERGAZ, ALEXANDER KRAMSKY

Ключевые слова: *газоподготовка, газоснабжение, технический сервис, сервисно-технический дивизион, СервисЭНЕРГАЗ.*

Александр Крамский,
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

– Александр Александрович, специализация компании СервисЭНЕРГАЗ обязывает Вас проникать в самую суть задач, стоящих перед сервисом технологического оборудования, – особенно в сегменте газоподготовки и газоснабжения, где предъявляются повышенные требования по безопасности. Какие приоритеты Вы здесь видите?

– Сразу же подчеркну значение технологического оборудования в производственной структуре газовой энергетики и нефтегазовой отрасли. Если несколько лет назад применительно к генерирующим объектам деление шло на «основное» и «вспомогательное» оборудование, то сегодня специалисты более точны в профессиональной терминологии и говорят о «генерирующем» и «технологическом» оборудовании. И это не просто игра слов.

Суть в том, что неправомерно и даже принципиально ошибочно, на мой взгляд, именовать «вспомогательным», например, технологическое оборудование газоподготовки – от эффективности, надежности и ремонтопригодности которого напрямую зависит работа любой электростанции, оснащенной современными газотурбинными, газопоршневыми или парогазовыми установками.

Ведь без качественной и непрерывной комплексной

ФОТО 1. За восемь лет Александр Крамской прошел путь от сервисного инженера до руководителя компании

газоподготовки исходный газ, поступающий на эти станции, попросту не получит необходимых рабочих параметров по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. То есть не будет обеспечена планомерная, эффективная и надежная эксплуатация газовых турбин – в соответствии с заложенными в них проектными возможностями.

Вроде бы понятная для профессионалов аксиома, но, увы, пока не все специалисты придают должное значение качеству самого процесса газоподготовки и газоснабжения и соответственно техническому сервису оборудования, которое обеспечивает конечный результат. Объективности ради, все же отмечу, что мы в СервисЭНЕРГАЗе ежегодно констатируем рост примеров профессионального взаимопонимания и ответственности за поддержание работоспособности технологического оборудования.

Большинство эксплуатирующих компаний осознают ущербность подхода «когда сломается, тогда и починим» и последовательно реализуют программы планового сервиса. Ведь в конечном итоге регламентированное обслуживание установок газоподготовки дает заметные выгоды. Главное – обеспечивается назначенный ресурс самих установок и гарантируется бесперебойная работа сопряженного оборудования на всем объекте. Будь то в газовой энергетике, нефтегазовой сфере или в иной газоиспользующей отрасли.

– Хотелось бы узнать подробнее о таком позитивном опыте.

– В компетенции СервисЭНЕРГАЗа находится решение всего комплекса сервисных задач на технологическом оборудовании, поставляемом как ЭНЕРГАЗом, так и другими производителями, – на этапах монтажа, предпусковой подготовки и ввода, в ходе эксплуатации.

Приведу такие данные: по состоянию на сентябрь 2018 года общая наработка всех действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила более 10 млн часов. Ежегодно вводятся в эксплуатацию десятки новых установок газоподготовки. Естественно, что для их нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса требуется своевременное техническое обслуживание, а при необходимости – модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Теперь о наших возможностях. Мобильные бригады СервисЭНЕРГАЗа базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают высокой технической квалификацией и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах. Только в этом году наши инженеры осуществили свыше 130 выездов для проведения работ на различных объектах, включая удаленные и труднодоступные.

На первое место поставлю проекты модернизации оборудования.

К примеру, модернизация установки подготовки топливного газа (УППГ) для ГТЭС Верх-Тарского месторождения АО «Новосибирскнефтегаз». Газотурбинная электростанция из двух ГТУ Centrax типа CX501-KB7 мощностью по 5,2 МВт входит в

ФОТО 2. Строительно-монтажный этап. Трубопроводная обвязка компрессорной установки

ФОТО 3. Собственные испытания оборудования завершают этап пусконаладочных работ

ФОТО 4. Пусковая установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р. Закладка элементов маслосистемы после промывки и модернизации

общую систему энергоснабжения нефтяного месторождения, обеспечивает электроэнергией производственные объекты промысла, центральный пункт сбора нефти и вахтовый поселок.

Топливом для ГТЭС служит попутный нефтяной газ, добываемый здесь же. Очистку, компримирование и подачу топлива в ГТУ осуществляет установка подготовки топливного газа в составе двух комплексов – УПТГ-1 и УПТГ-2. В основе каждой УПТГ – компрессорная установка винтового типа в блочно-модульном исполнении.

СервисЭНЕРГАЗ выполнил модернизацию и ввел в эксплуатацию УПТГ-2, которая ранее находилась в резерве. Инженеры компании провели пусконаладку, индивидуальные и комплексные испытания ДКУ №2, оборудовали её автоматизированной системой управления.

На обоих комплексах УПТГ установлены новые системы пожарообнаружения, сигнализации, пожаротушения и безопасного эксплуатирования оборудования. Выполнена наладка системы газодетекции.

С целью дистанционного управления и эксплуатационного контроля мы оснастили УПТГ системой автоматизированного управления верхнего уровня. Телеинформация передается с контроллера по протоколу «Profibus» в операторный центр ГТЭС. Параметры УПТГ выводятся на монитор АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора. На АРМ установлено лицензионное программное обеспечение, соответствующее российским и европейским стандартам.

Не могу не сказать о модернизации компрессорных установок на Алехинском месторождении ПАО «Сургутнефтегаз». С 2009 года на площадке ЦПС НГДУ «Нижнесортымскнефть» действует компрессорная станция низких ступеней сепарации (СКНС). Основу СКНС составляют четыре КУ, поставленные и введенные в эксплуатацию компанией ЭНЕРГАЗ. КУ работают с попутным газом низкого давления (близкого к вакууму), осуществляют его доочистку, сжатие и закачку в транспортный газопровод.

До последнего времени единственным источником ПНГ для СКНС являлся цех подготовки и перекачки нефти. Для сбора и

ФОТО 5. Контрольно-ревизионные работы

ФОТО 6. Ремонт компрессоров для КС №4 «Западный Тэбук»

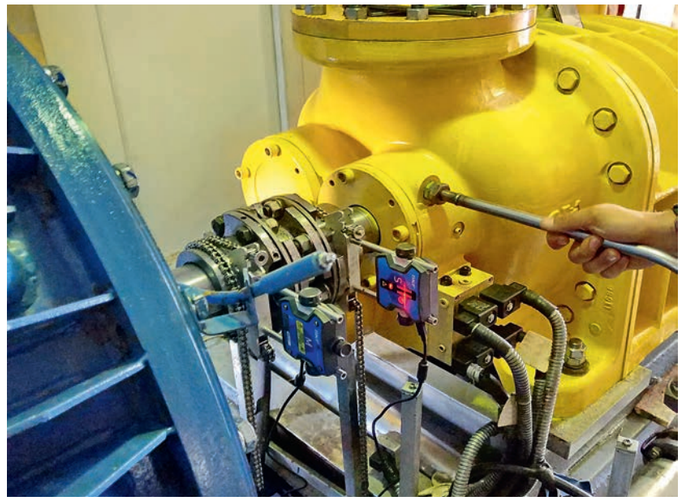


ФОТО 7. Наладка оборудования после проведения капитального ремонта

транспортировки газа от других объектов на станции проведена модернизация компрессорных установок. В рамках проекта реконструирована система входных газопроводов с монтажом дополнительной переключающей арматуры и датчиков давления, а также модифицированы локальные системы автоматизированного управления КУ и САУ верхнего уровня.

После модернизации производительность КУ регулируется по линии всасывания, а газ подается из трубопровода с более высоким давлением. Выбор источника газа осуществляет машинист КУ в операторной компрессорной станции на мониторе АРМ.

В целом по данному проекту мы выполнили комплекс мероприятий: разработку, поставку и внедрение нового ПО; шеф-контроль выполнения реконструкции и монтажа; пусконаладочные работы; испытания в рабочем режиме.

– Но не одними же проектами модернизации живет СервисЭНЕРГАЗ?

– Еще одно направление нашей деятельности – это текущие (локальные) или капитальные ремонты. Причем неважно, чьего оборудования – поставки нашей головной компании ЭНЕРГАЗ или других производителей.

Так в июле этого года мы выполнили капитальный ремонт винтовых маслозаполненных компрессоров GEA Grasso на компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» Ухтинского ГПЗ (ЛУКОЙЛ-Коми). Эта КС предназначена для компримирования попутного газа, поступающего с Пашнинского, Савиноборского и Н. Одесовского месторождений, и транспортировки до города Сосногорск, где ПНГ используется в качестве топлива для турбин Сосногорской ТЭЦ.

Цикл работ включал демонтаж компрессоров, доставку на ремонтную площадку и обратно, собственно ремонт агрегатов, повторный монтаж, пусконаладку, собственные и комплексные испытания компрессорных установок в составе объекта.

Зачастую ремонту предшествуют контрольно-ревизионные работы. Например, эксперты СервисЭНЕРГАЗа проверили газокомпрессорные установки различного назначения, действующие в составе объектов ТПП «Когалымнефтегаз» на Тевлинско-Русскинском и Дружном месторождениях (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь). Были подготовлены дефектные ведомости и обоснованные рекомендации заказчику по проведению ремонта. В результате буквально сейчас мы выполняем капитальные ремонтные работы на Тевлине.

Технические инспекции проводятся не только на действующем оборудовании. В этом году осуществлена ревизия вакуумной компрессорной станции, которая находилась в режиме длительного хранения на одном из объектов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». После перемещения, локального ремонта и предпусковой подготовки станция введена в эксплуатацию на УПСВ ДНС-2 Вынгапуровского месторождения, где составляет основу системы утилизации попутного газа. Весь объем работ выполнили инженеры нашего Сургутского филиала.

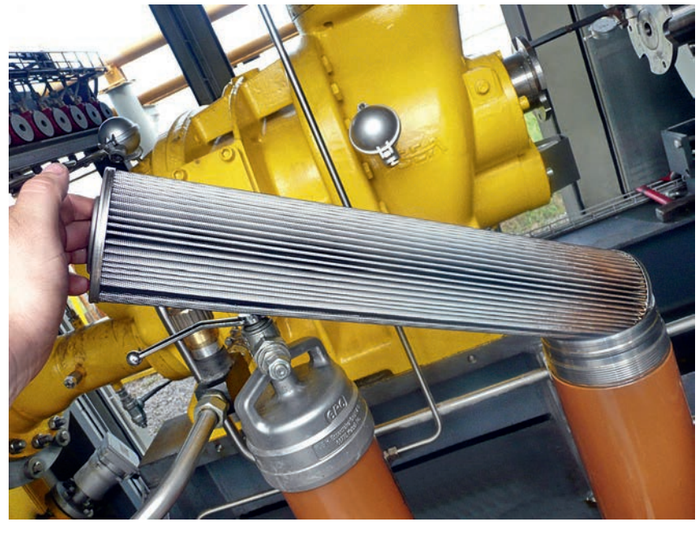


ФОТО 8. Замена расходных материалов

ФОТО 9. Семинар для эксплуатационного персонала заказчиков на площадке Учебного центра Группы ЭНЕРГАЗ

С инженерной точки зрения интересны комплексные проекты. Только что мы завершили работы на пусковой компрессорной установке для газотурбинной ЭС Восточно-Перевального месторождения. Последовательно выполнили ее ремонт, модернизацию маслосистемы, замену основного элемента – винтового маслозаполненного компрессора. Новый агрегат дополнительно оснащен системой мониторинга за температурой подшипников скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установлено новое программное обеспечение, подключена и настроена САУ, проведена пусконаладка КУ. Ввод оборудования состоялся после собственных испытаний и 72-часовой комплексной проверки в составе ГТЭС. Реализация проекта позволит заказчику вывести из эксплуатации парк электропоездов, входящих в состав местной газопоршневой электростанции.

Отмечу, практика привлечения эксплуатирующими предприятиями наших сервисных инженеров и экспертов активно наращивается.

В итоге СервисЭНЕРГАЗ осуществляет весь спектр технических мероприятий. Среди них: шеф-монтажные и шеф-инженерные работы; подготовка оборудования к пуску; комплексное техобслуживание в гарантийный период; сервисная поддержка в послегарантийный период; модернизация; локальный ремонт; капремонт с демонтажом техники; технические консультации и обучение эксплуатационного персонала заказчика; реконструкция оборудования с учетом новых условий эксплуатации; поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов.

По последнему пункту хочу заметить, что речь идет об исключительно оригинальных запчастях и расходниках. Ибо поставляемое Группой ЭНЕРГАЗ оборудование рассчитано настолько точно, что использование аналогов с неизвестными характеристиками зачастую приводит к поломкам техники.

– Звучит как стандартный классический набор сервисных услуг. А есть ли у Вашего коллектива свои фирменные отличия и особенности?

– В основе работы СервисЭНЕРГАЗа лежит принцип профессиональной специализации. Поэтому на нашем предприятии в статусе инженерного департамента согласованно действуют четыре подразделения: строительно-монтажное; запуска; сервисное и ремонтное. Весь сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном нами при выполнении 144 энергетических и нефтегазовых проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ.

Начиная с 2007 года, Группой ЭНЕРГАЗ введено или готовятся к пуску 279 установок. География проектов – от Сахалина до Калининграда. Наше оборудование действует и на Дальнем Востоке, и в Якутии, Сибири, на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь и Узбекистан.

Именно поэтому в сервисной деятельности Группы ЭНЕРГАЗ особое место занимает система удаленного мониторинга. СУМ призвана обеспечить постоянный контроль состояния оборудования и технологических процессов благодаря работе специально подготовленных сотрудников и экспертов СервисЭНЕРГАЗа.

– И каковы же возможности системы удаленного мониторинга?

– Во-первых, СУМ позволяет реагировать более оперативно, не дожидаясь информации от заказчика о некорректной работе отдельных узлов и элементов или всей установки в целом. И своевременно предотвращать аварийные ситуации и незапланированные остановы. Для этого даем технические консультации по регулировке оборудования и настройке эксплуатационных параметров. Готовим обоснованные рекомендации по замене запчастей и расходных материалов.

Наши специалисты постоянно открыты для необходимых консультаций как по плановым, так и оперативным или нештатным ситуациям – семь дней в неделю, круглосуточно. В результате, своевременно и квалифицированно принимаются необходимые организационные и инженерные решения. И, что особенно важно, эти решения разрабатываются на основе актуальных достоверных данных, поступающих непосредственно с объекта. Данные эти в оперативном режиме интерпретируются, анализируются и только затем моделируется схема последующих действий.

– Уж очень идеальная картина вырисовывается из Вашего рассказа!

– Конечно, наша система удаленного мониторинга находится на стадии становления, и для ее безукоризненной работы требуется как следует потрудиться. Например, в наших задумках есть идея создания в Группе ЭНЕРГАЗ постоянно действующего Ситуационного центра удаленного мониторинга и анализа. Если хотите, то с учетом нашей специализации и уникальных особенностей оборудования газоподготовки и газоснабжения это будет энергазовское «ноу-хау».

СУМ уже сегодня оснащена индивидуально разработанным программным обеспечением, а передача информации с эксплуатационной площадки осуществляется по современным каналам связи и протоколам. И мы видим здесь перспективы развития всего сервисного направления.

– Александр Александрович, Вы подвели нашу беседу к теме будущего. Какие задачи с пометкой «на перспективу» удается решать непосредственно на объектах?

– Как известно, критерий истины – это практика. И наш опыт показывает, что многолетнее поддержание рабочего состояния оборудования и профилактика неисправностей обходятся значительно дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке. Я вновь возвращаю нас к тому, что всё больше эксплуатантов осознают ущербность «экономии» на сервисе.

Поэтому Группа ЭНЕРГАЗ на взаимовыгодную основу поставила развитие Программы долгосрочных сервисных услуг. В рамках этой Программы мы вместе с эксплуатирующими компаниями разрабатываем перспективные планы и подписываем длительные контракты (сроком до 36 месяцев) на проведение комплексного обслуживания.

С заказчиком согласовывается перечень плановых действий и определяется график выполнения работ. Рождается «дорожная сервисная карта», где каждый этап становится для партнеров менее затратен, чем аналогичные работы, выполненные разово или, тем более, в авральном порядке.

Так, в рамках соглашений с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», подписанных на три года, наши сервисные инженеры выполняют комплексное техобслуживание систем газоподготовки и газоснабжения для энергоцентра «Уса» (ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном м/р) и энергоцентра «Ярега» (ГТУ-ТЭЦ на Ярегском нефтетитановом м/р).

ФОТО 10. Комплексное техобслуживание оборудования газоподготовки для ГТУ-ТЭЦ «Уса» выполняется в рамках Программы долгосрочного сервиса

Эти многофункциональные системы обеспечивают необходимые параметры топливного газа по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. В их состав ни много ни мало входят девять установок: два блочных пункта подготовки газа и семь газокомпрессорных станций в арктическом исполнении. Регламентные работы осуществляются по согласованному с заказчиком графику – через каждые 4 000 часов наработки. Помимо этого, СервисЭНЕРГАЗ поставляет полный комплект расходных материалов.

Еще один показательный пример реализации Программы долгосрочного сервиса – это обслуживание оборудования топливоснабжения 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, крупнейшего энергоисточника Сахалинской области. На протяжении вот уже шести лет мы выполняем здесь сервисные мероприятия на пункте подготовки газа и на пяти двухступенчатых компрессорных установках. Работы осуществляются с последовательным отключением агрегатов, что обеспечивает безостановочную работу электростанции.

– Благодарю Вас, Александр Александрович, за содержательную и интересную беседу.

– Пользуясь случаем, выражаю признательность нашим коллегам и партнерам – специалистам всех компаний, успешно эксплуатирующих современное технологическое оборудование газоподготовки и газоснабжения. Дорогие друзья, СервисЭНЕРГАЗ всегда готов прийти к Вам на помощь. ●

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

МЕЖДУНАРОДНЫЕ АСПЕКТЫ ТРАНСПОРТНОГО ОБУСТРОЙСТВА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

В СТАТЬЕ ПОДЧЁРКИВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ СОПРЯЖЕНИЯ РОССИЙСКИХ ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЕКТОВ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ ТРАНСПОРТНЫМИ ПРОГРАММАМИ, КОТОРОЕ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ НАИБОЛЕЕ ПОЛНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРАНЗИТНОГО ПОТЕНЦИАЛА СТРАНЫ

THE ARTICLE EMPHASIZES THE NEED TO COORDINATE RUSSIAN TRANSPORT AND INFRASTRUCTURAL PROJECTS WITH INTERNATIONAL TRANSPORT PROGRAMS THAT MAY ENSURE THE MOST EFFICIENT UTILIZATION OF THE TRANSIT POTENTIAL OF THE COUNTRY

Ключевые слова: *Арктика, Россия, Европа, ЕС, Китай, СМП, международные транспортные коридоры, транзитные перевозки.*

УДК 629.3

Воронков Лев Сергеевич,
профессор Кафедры интеграционных процессов МГИМО МИД, д.и.н.

Географическое положение и размеры Российской Федерации предоставляют широкие возможности коммерчески выгодного использования её территории, воздушного пространства, сети железных и автомобильных дорог, речных и морских коммуникаций для международных транзитных перевозок. «Занимая центральную часть Евразийского континента, – справедливо указывал заместитель министра транспорта Российской Федерации А.С. Цыденов, – Россия призвана играть роль геополитического моста в отношениях между странами Запада и Востока… Формирование на территории России конкурентоспособных транспортных коридоров отвечает как ее внешним, так и внутренним экономическим интересам» [1].

Одновременно становится очевидным, что транспортное и инфраструктурное обустройство России, в том числе и российской Арктики, может получить значительное ускорение и соответствующую финансовую подпитку, если национальные усилия в этой области смогут органично сочетаться с созданием крупных и значимых международных транспортных систем, маршрутов или коридоров, проходящих через территорию, воздушное пространство и морские акватории России.

С этой точки зрения особый интерес представляет ряд международных проектов. Как известно, в сентябре 2013 года руководители Китая инициировали свой главный внешнеэкономический проект – «Экономический пояс Шёлкового пути» (ЭПШП, «Пояс и путь»), цель которого – создать коридор для прямых поставок товаров из стран Азиатско-Тихоокеанского региона в Западную Европу. В этой связи был учреждён Азиатский банк инфраструктурных инвестиций – АБИИ с уставным капиталом в 100 млрд долларов и Фонд Шёлкового пути (ФШП) с капиталом в 40 млрд долларов. В ближайшие пять лет объём предполагаемых инвестиций в рамках проекта должен составить от 600 до 800 млрд долларов. Через ФШП уже были осуществлены крупные капиталовложения в проект «Ямал СПГ». Достигнуты также договорённости о совмещении проекта «Пояс и путь» с проектами в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

В январе 2018 года в Китае была опубликована Белая книга «Арктическая политика Китая», в которой подчёркивается, что «китайский капитал, технологии, рынок, знания и опыт будут играть важную роль в расширении сети судоходных маршрутов в Арктике и способствовать экономическому и социальному прогрессу прибрежных государств». Китай предложил наладить международное сотрудничество в создании и оборудовании «Полярного Шёлкового пути», призвал предпринимателей участвовать в строительстве инфраструктуры для арктических маршрутов и осуществлять пробные коммерческие рейсы с целью проложить путь к их регулярному коммерческому использованию. В Белой книге содержится призыв Китая укреплять международное сотрудничество в создании инфраструктуры и использовании арктических маршрутов [2].

Очевидно, что Россия может использовать такое международное сотрудничество для ускорения инфраструктурного обустройства Северного морского пути (СМП) и российской Арктики. В 2014 году главы России и Китая достигли соглашения о сотрудничестве в реализации проекта «Один пояс – один путь» и соединении его с российскими евроазиатскими железнодорожными дорогами.

В настоящее время осуществляется или планируется к осуществлению ряд весьма амбициозных международных трансконтинентальных программ транспортного и инфраструктурного обустройства, прежде всего по линии Европа – Азия, реализацию которых было бы целесообразно сочетать с планами и программами транспортного и инфраструктурного обустройства России в целом и российской Арктики в частности.

В 1993 году Европейский союз предложил международную программу ТРАСЕКА – создание транспортного коридора «Европа – Кавказ – Азия». Основное межправительственное соглашение о развитии этого коридора подписали Азербайджан, Болгария, Грузия, Иран, Молдова, Казахстан, Кыргызстан, Румыния, Таджикистан, Турция, Туркменистан, Узбекистан и Украина. Он должен выйти на железнодорожные сети государств Центральной Азии и Казахстана, вплоть до их границ с Китаем и Афганистаном. Реализация программы обеспечит связь Трансъевропейской транспортной сети (TEN-T) и Панъевропейских транспортных коридоров с маршрутами Великого шелкового пути в Центральной Азии. Из десяти панъевропейских транспортных коридоров по меньшей мере два: коридор № 2 (Берлин – Варшава – Минск – Москва – Нижний Новгород) и коридор № 9 (Хельсинки – Санкт-Петербург – Москва – Псков – Киев – Кишинев – Бухарест – Димитровград – Александруполис) пролегают по территории России, причём коридор № 9 имеет прямое отношение к арктическим сюжетам.

Среди морских транспортных маршрутов, в развитии которых заинтересован ЕС, следует упомянуть удлинение до России, включая Калининград, магистралей в Балтийском море, а также удлинение западноевропейских морских магистралей по направлению к Норвегии. Северный транспортный коридор призван связать ЕС с Норвегией, а также с регионом Баренцева моря, имея в виду соединение Норвегии через Швецию и Финляндию с Россией с выходом на транссибирскую магистраль. Центральный транспортный коридор, призванный связать ЕС с Украиной и Черным морем и далее с Центральной Азией и Кавказом, также предусматривает соединение с транссибирской магистралью.

В 2013 году Европейская комиссия наметила создание девяти мультимодальных международных транспортных коридоров (МТК), под каждым из которых понимается совокупность магистральных транспортных коммуникаций, связывающих различные страны и обеспечивающих перевозки пассажиров и товаров в международном сообщении. Эти коридоры призваны объединить Западную, Центральную и Восточную Европу. Каждый из этих коридоров должен совмещать минимум три вида транспорта и соединять три государства. Объём капиталовложений в их создание оценивается в 250 млрд евро (до 2020 года). К 2030 году единая европейская транспортная сеть должна соединить 94 морских и речных порта, 38 международных аэропортов и 15 тыс. км скоростных железных дорог. Было бы, очевидно, естественным для России учесть эти проекты ЕС в своей транспортной стратегии.

Важную роль в развитии транспортных связей между странами Европы и Азии играет созданная в 1956 году Организация сотрудничества железных дорог (ОСЖД). Её главными целями являются создание единого железнодорожного транспортного пространства в Евроазиатском регионе, формирование согласованной транспортной политики в области международных железнодорожных перевозок, повышение конкурентоспособности трансконтинентальных железнодорожных направлений, а также содействие техническому прогрессу и научно-техническому сотрудничеству в области железнодорожного транспорта.

В деятельности ОСЖД участвуют 28 стран: Азербайджан, Албания, Афганистан, Беларусь, Болгария, Венгрия, Вьетнам, Грузия, Иран, Казахстан, Китай, КНДР, Куба, Киргизия, Латвия, Литва, Молдова, Монголия, Польша, Россия, Румыния, Словакия, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, Украина, Чехия и Эстония, представители Европейского союза (ЕС), Евразийской экономической комиссии (ЕАЭК), Республики Кореи, Межправительственной организации по международным железнодорожным перевозкам (ОТИФ), немецкая (ДБ АГ), французская (СНЦФ), греческая (OCE), финская (ВР),

сербская (ЖС) и другие железнодорожные компании. В 1996 году ОСЖД наметила создать свои железнодорожные коридоры для перевозки грузов между странами Европы и Азии. В рамках Организации заключены Соглашение о международном железнодорожном грузовом сообщении (СМГС) и Соглашение о международном пассажирском сообщении (СМПС), продолжается работа над Конвенцией о прямом международном железнодорожном сообщении между государствами-участниками. Разработка основных транспортных коридоров ОСЖД осуществлялась с учетом идеи продолжения системы Общеевропейских транспортных коридоров и расширения концепции транспортных коридоров на территорию Восточной Европы и Азии до побережья Тихого океана.

По мнению одного из руководителей ОАО «РЖД» Александра Мишарина, в связи с бурным ростом электронной торговли, объём которой может вырасти к 2020 году до 4 трлн долларов, Россия получает уникальный шанс завязать на себя большую часть связанных с ней транспортных потоков путем создания высокоскоростной железнодорожной транспортной системы.

Международные транспортные коридоры, которые проходят через территорию Российской Федерации и объединяют азиатскую и европейскую транспортные сети, в сочетании с СМП, представляют уникальные возможности для международного транзита.

Исследование перспектив развития перевозок в евроазиатском сообщении на основе соединения железнодорожных сетей Китая, Казахстана, Монголии, Российской Федерации и Корейского полуострова было начато Экономической и социальной комиссией для Азии и Тихого океана ООН (ЭСКАТО ООН) ещё в начале 1990-х годов.

Россия участвует в разработке проекта интегрированной евразийской транспортной системы, направленной на создание на территории России пространственных транспортно-логистических коридоров «Единая Евразия – трансъевразийский пояс развития (ТЕПР)», представляющих собой комплекс наземных железнодорожных магистралей и железнодорожно-водных переправ, предназначенных для концентрации в них международных транзитных перевозок. Он предполагает создание на территории Сибири, Дальнего Востока и европейской части России пространственных транспортно-логистических коридоров и узлов (хабов) и портово-логистической инфраструктуры в Арктике по маршруту СМП, дополненных рокадными транспортно-логистическими объектами инфраструктуры между СМП и высокоскоростным железнодорожным комплексом.

Составной частью проекта является СМП с созданием нескольких мультимодальных транспортно-перегрузочных терминалов – логистических центров на всем его протяжении, обеспечивающих перевалку и доставку грузов по рокадным водным направлениям на территории Сибири и Дальнего Востока. В систему российских МТК входят коридоры евроазиатского направления – СМП, «Север-Юг» и «Транссиб», участки Панъевропейских транспортных коридоров № 1, 2, 9, также коридоры, связывающие северо-восточные провинции Китая через российские морские порты Приморского края с портами стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Основным направлением развития транзитных и внешнеторговых грузопотоков в рамках МТК «Север-Юг» является железнодорожное направление Бусловская – Санкт-Петербург – Москва – Рязань – Кочетовка – Ртищево – Саратов – Волгоград – Астрахань протяженностью 2513 км.

Примером возможного прибыльного использования транзитного потенциала России были планы норвежского правительства организовать комбинированный морской и железнодорожный транспортный грузовой коридор из США в Китай и обратно (North East West Corridor – N.E.W.). Проект предусматривал доставку контейнерных грузов с восточного побережья США до порта Нарвик, далее по железной дороге через Швецию, Финляндию и Россию в Китай либо по Транссибу до Владивостока и оттуда в Китай морем, либо поездом через Казахстан в Урумчи. Такой комбинированный маршрут позволил бы доставлять груз на три недели быстрее, чем морским путём [3].

Основной целью МТК «Север – Юг» является обеспечение транзитных перевозок грузов между странами Каспийского бассейна, Персидского залива, Центральной, Южной и Юго-Восточной Азии и государствами Северо-Западной Европы с использованием российской транспортной инфраструктуры. Он призван соединить Север Европы с Индией и государствами Персидского залива через территорию России, Казахстана, Туркмении (или Азербайджана) и Ирана. В своей северной части он частично совпадает с международным транспортным коридором № 9. От этого магистрального направления имеются выходы на страны Балтийского региона, Украину, Белоруссию, а через них на сеть железных дорог Восточной и Западной Европы.

Транспортная и инфраструктурная составляющая является важным сегментом взаимодействия ЕС, России, Норвегии и Исландии в рамках «Северного измерения». 21 октября 2009 г. в Неаполе «на полях» конференции министров транспорта европейских стран представителями России, Норвегии, Латвии, Литвы, Эстонии, Дании, Швеции, Финляндии, Польши, Германии, Белоруссии и Еврокомиссии был подписан Меморандум о взаимопонимании, учредивший Партнерство «Северного измерения» в области транспорта и логистики» (ПСИТЛ).

Руководящий комитет Партнёрства занимается выработкой «короткого» списка приоритетных проектов, формулированием критериев отбора проектов и мониторингом их реализации. К деятельности в рамках ПСИТЛ активно привлекаются международные финансовые институты (Европейский инвестиционный банк, Северный инвестиционный банк, Европейский банк реконструкции и развития). В рамках Партнёрства в 2012 году создан Фонд его поддержки, средства которого направляются на внешние экспертно-консультационные услуги и исследования в сфере транспорта, а также на поддержку проектов.

Таким образом, при транспортном и инфраструктурном обустройстве российской Арктики было бы целесообразно учитывать, что эта объёмная и дорогостоящая программа может и должна стать интегрированной частью не только общероссийской стратегии в этой сфере, но и неотъемлемым элементом важнейших международных транспортных маршрутов, что позволит в полной мере использовать транзитный потенциал страны в интересах развития народного хозяйства и её внешнеэкономических связей.

Перспективы ускоренного транспортного и инфраструктурного обустройства российской Арктики во многом зависят от национальной политики по использованию частно-государственного партнёрства и привлечению иностранных капиталовложений в решение этих задач. С этой точки зрения особый интерес представляет учреждённый в сентябре 2014 года по инициативе Канады Арктический экономический совет (АЭС), который объединил деловые круги арктических государств и предоставил им площадку для широкого обмена экспертными мнениями, дискуссий и взаимовыгодного сотрудничества. В его состав вошли по три представителя от государств-членов и организаций коренных народов – членов Арктического совета (сейчас всего 42 представителя). От России в АЭС входят представители «Роснефти», российской Торгово-промышленной палаты и «Совкомфлота». В рамках АЭС действуют рабочие группы, в том числе по морскому транспорту и по инфраструктуре.

В феврале 2017 года в заседании АЭС в Санкт-Петербурге с участием представителей бизнес-сообществ Норвегии, США, Канады, Дании, Финляндии были обсуждены, в частности, вопросы развития арктической инфраструктуры в части морского транспорта и телекоммуникаций.

Подводя итог обзору международных аспектов транспортного обустройства российской Арктической зоны, хотелось бы подчеркнуть, что несмотря на наличие целого ряда специфических проблем, связанных с особенностями арктической зоны России, рассматривать эту проблему в отрыве от вопросов комплексного инфраструктурного оснащения страны и необходимости сопряжения российских транспортных проектов с международными транспортными программами, которые и обеспечивают наиболее полное использование транзитного потенциала страны, было бы неправильно. Международное сотрудничество в этой сфере отвечает интересам всех участвующих сторон, мало подвержено влиянию мировой политической конъюнктуры и, нет сомнений, будет и далее развиваться. ●

Литература

1. *Цыденов А.С. Развитие международных транспортных коридоров на территории Российской Федерации // А.С. Цыденов / «Транспорт Российской Федерации». – № 1 (44). – 2013 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/razvitie-mezhdunarodnyh-transportnyh-koridorov-na-territorii-rossiyskoy-federatsii (дата обращения: 9 октября 2018 года)).*
2. *China's Arctic Policy [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.chinadailyasia.com/articles/188/159/234/1516941033919.html.*
3. *Северный пасьянс [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.expert.ru/printissues/northwest/2007/13/razvitie_arktiki/.*

KEYWORDS: *Arctic, Russia, Europe, EU, China, NSR, international transport corridors, transit traffic.*

ПОБЕДА ДЛЯ ТРАМПА: МЕРКЕЛЬ МЕНЯЕТ КУРС НА ИМПОРТ ГАЗА ИЗ США

WSJ

Боян Панчевски

Ангела Меркель предложила на правительственном уровне поддержать усилия, направленные на открытие доступа для американского сжиженного природного газа. Это принципиальная уступка Трампу, который пытается ослабить российскую хватку на крупнейшем в Европе энергетическом рынке.

Меркель сообщила небольшой группе депутатов, что правительство решило участвовать в финансировании строительства СПГ-терминалов на севере Германии, которое обойдется в 500 млн евро.

По словам немецких и американских чиновников, Берлин надеется, что допуск американского газа поможет разрешить торговый спор и даже снять угрозу санкций против «Северного потока-2».

Эксперты признают, что открытие энергетического рынка не сразу же станет экономически выгодным для Германии, но в конечном итоге может помочь стране с диверсификацией.

США УГРОЖАЮТ РОССИИ УЖЕСТОЧАТЬ САНКЦИИ КАЖДЫЙ МЕСЯЦ

Handelsblatt

Андре Баллен

США снова ужесточают свой тон по отношению к России. Вашингтон будет регулярно усиливать давление санкций, чтобы подтолкнуть Россию к уступкам и приемлемым вариантам решения украинского кризиса.

Волкер добавил, что Белый дом тесно сотрудничает с главами европейских государств для того, чтобы сохранять стабильность санкционного фронта. «Возможно, для России это удивительно, но европейские лидеры хотят сохранить санкции против России», – говорит американский дипломат.

Хотя московские политики отреагировали на заявления показным равнодушием, «прошлые санкции уже дали понять, насколько уязвима российская экономика. В индексе устойчивости, составленном страховой компанией FM Global и оценивающем устойчивость стран к кризисам, Россия находится в середине списка, занимая 54-е место.

Однако в вопросе политического риска Россия показала плохие результаты, это связано с санкциями, которые представляют собой существенный риск для экономики.

На фоне постоянных угроз введения санкций осторожно ведут себя и инвесторы. В этом году отток капитала из России резко увеличился.

Население переживает кризис в любом случае тяжело: хотя Центробанк придерживается прогнозов, согласно которым рост ВВП России составит 1,7–1,8%, реальные доходы россиян в последнее время ощутимо упали.

МИНИСТР ЭНЕРГЕТИКИ БРИТАНИИ ПРОТИВОРЕЧИТ САМА СЕБЕ, ОБОСНОВЫВАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ФРЕКИНГА УГРОЗОЙ СО СТОРОНЫ РОССИИ

The Independent

Джош Габбатисс

Министра энергетики Великобритании Клэр Перри обвинили в сбивчивости доводов в пользу фрекинга.

Перри высказалась в поддержку этой спорной технологии по добыче ископаемых видов топлива. Она заявила, что добыча сланцевого газа необходима для обеспечения независимости страны от газа из России. Однако прежде Перри утверждала, что Британия не зависит от российского газа.

Однако в интервью The Times Перри заявила, что экологи, желающие запретить фрекинг, оторваны от реальности в своих стремлениях полностью перейти на возобновляемые источники энергии.

В майской статье в The Sun Перри утверждала, что резервы в Северном море сокращаются и Британии нужно импортировать больше газа. «Хотя мы никоим образом не зависим от российского газа, что бы там русские ни хотели, чтобы вы думали».

Дэниел Кэри-Доус из «Кампании в защиту сельской Англии» заявил: «Прибегать к российской угрозе, чтобы обосновать британские инвестиции во фрекинг вопреки пожеланиям местных сообществ и рекомендациям ведущих специалистов по климату, – это неконструктивная попытка отвлечь внимание от реальных насущных проблем».

Реклама

ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ

CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7

CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9

CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10

CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9

CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9

CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12

CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12

CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12

CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов
cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru

EASTUNION
Business Aviation

Cessna
A Textron Company

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

«Газпром» сделает освоение Ямала необратимым

3 декабря 2008 г. в Республике Коми прошла церемония сварки первого стыка газопровода «Бованенково-Ухта». Это событие зафиксировало первые результаты строительства системы МГП в рамках мегапроекта п-ва Ямал с месторождений – Бованенковского и Харасавэйского. Ожидалось, что газ этих месторождений позволит компенсировать падение добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе уже со второй половины 2011 г.

• Комментарий
Neftegaz.RU

Ожидания Газпрома полностью оправдались. Полуостров по-прежнему важнейший для компании регион, где формируется новый центр газодобычи из 32 месторождений с объемом до 360 млрд м³ газа. На Бованенковском НГКМ уже успешно работают 2 газовых промысла. В конце 2018 г. будет введен в эксплуатацию третий промысел, что позволит вывести месторождение на полку добычи газа – 115 млрд м³/год. Кроме того, в июле 2018 г. было принято решение о начале в 2019 г. полномасштабного освоения Харасавэйского месторождения.

«ЛУКОЙЛ» верит в себя на Каспии

19 декабря 2008 г. «ЛУКОЙЛ» сообщил, что компания рассчитывает к 2015 г. довести добычу на Каспии до 13–14 млн тонн жидких углеводородов, или 280 тыс. барр/день. Также в планах у «ЛУКОЙЛа» был запуск месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе Каспия в 2009 г. – оно станет первым в Северном Каспии, где ЛУКОЙЛ начнет добычу.

• Комментарий
Neftegaz.RU

В октябре 2018 г. «ЛУКОЙЛ» начал обустройство Ракушечного месторождения на шельфе Каспийского моря. Оно станет третьим крупным проектом компании на шельфе Каспийского моря наряду с месторождениями им Ю. Корчагина и В. Филановского. Следующим после Ракушечного, будет запущено месторождение им. Кувыкина (Сарматское) – в 2026 г. Также «ЛУКОЙЛ» продолжает обустройство третьей очереди месторождения им. В. Филановского. В августе 2018 г. было установлено опорное основание блок-кондуктора.

В Иране началась эксплуатация нового газопровода

23 декабря 2008 г. директор Иранской национальной газовой компании А. Рамазани заявил о том, что завершилось строительство нового газопровода, доставляющего газ в северные районы страны, и, таким образом, снизилась зависимость от импортируемого из Туркменистана газа.

Новый газопровод взял свое начало от пятого газопровода в тегеранском районе Парчин и в степных районах провинции Голестан соединился с газораспределительной сетью северных провинций.

• Комментарий
Neftegaz.RU

Иран по-прежнему использует газ внутри страны, а также повторно закачивает его в нефтяные месторождения для увеличения добычи из стареющих резервуаров.

В июле 2018 г. Иран запустил еще один – шестой – общенациональный газопровод (IGAT-6), который расширит экспортный потенциал страны и будет играть ключевую роль в обеспечении устойчивого экспорта газа в соседний Ирак.

К 2025 г. длина газопроводов Ирана должна увеличиться на 9 тыс. км, а годовая пропускная способность газа составит 400 млрд м³/год с 200 млрд м³ в настоящее время.

Пока Иран производит около 830 млн м³ газа/сутки, из которых 45 млн м³ газа/сутки экспортируются в Ирак и Турцию.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

12–16 января

Конференция по вопросам климат-контроля

ASHRAE Winter Conference 2019

США, Атланта

21–24 января

15-я Выставка нефтегазовой промышленности и энергетики

Kish ENEX 2019

Иран, остров Киш

ЯНВАРЬ

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

22–25 января

Всемирный экономический форум

World Economic Forum Annual Meeting 2019

Давос, Швейцария

27–30 января

Международная выставка пластиковой и нефтехимической промышленности

Saudi Plastics & Petrochem 2019

Эр-Рияд Саудовская Аравия

30–31 января

Международная Азиатско-Тихоокеанская конференция по нефти и газу

OIL & GAS COUNCIL ASIA-PACIFIC ASSEMBLY AND GALA DINNER 2019

Сингапур

Участники Российской экономической недели

Р. Pouyanne

А. Шохин

Соня Ханг

Е. Портнягина

Участник РЭН

А. Полозков, А. Шевченко

Ж. Джакупов, О. Бинда

Посетитель РЭН

Стенд компании Татнефть на РЭН

А. Миллер, В. Зубков

П. Сорокин

Участники РЭН

Участница РЭН

Стенд компании Татнефть на РЭН

Победители премии Медиатэк

Халид аль-Фалих

Д. Коверник, Ойл Энерджи Групп

К. Молодцов

А. Дюков

Кристофер Кук

Рабочие завода Total

С. Таранов

П. Пуянне, А. Артамонов

«В ближайшее время будет развиваться техническая биотехнология, связанная с новыми технологиями добычи полезных ископаемых, в том числе, нефти, газа, различных рудных материалов»

В. Попов

«Было бы хорошо для нас, если бы те, кто хочет ввести санкции, ввели бы все санкции, которые только можно ввести, и как можно быстрее»

В. Путин

«Государство здесь может мягко «попросить» руководителей прибегать к услугам отечественных компаний, ввести регулирование, как с ценами на бензин»

С. Грачёв

«Мы стали меньше реагировать не внешние факторы, хотя находимся под двойным давлением – внешние ограничения и снижение стоимости нефти в прошлом»

А. Силуанов

«Говоря о плавающем курсе, не надо путать пловца с утопленником»

В. Ивантер

«У России есть возможности для восстановления и наращивания добычи нефти»

А.Новак

«Ресурсы в этом мире все ограниченные – нефть, газ, вода, неограниченный ресурс – человеческое развитие»

А. Бардалеев

«К концу этого года нефть может перевалить за 90 долларов»

М. Эскиндаров

«Сегодняшняя стоимость нефти говорит о том, что лучше использовать имеющуюся инфраструктуру»

Д. Кобылкин

ЖИВИ РОСКОШНО

WALDORF ASTORIA DUBAI PALM JUMEIRAH.

ИСПЫТАЙ НЕВЕРОЯТНЫЕ ОЩУЩЕНИЯ В УНИКАЛЬНОМ МЕСТЕ

РЕКЛАМА

WALDORF ASTORIA®
DUBAI PALM JUMEIRAH

Восточный полумесяц острова Пальмы Джумейра, Дубай, ОАЭ | +(971) 4 818 2222 | dxbpd.reservations@waldorfastoria.com | waldorfastoria.com

YOKOGAWA
Co-innovating tomorrow™
OpreX™
Больше чем просто название.
На рынке промышленной автоматизации такой большой выбор продуктов и решений, но является ли хотя бы одно из них выдающимся и способным лучше подготовить Вас к любым вызовам будущего?
OpreX – это всеобъемлющий бренд Yokogawa, символизирующий выдающиеся достижения в области технологий и решений, которые мы объединяем для вовлечения наших заказчиков в процесс сотрудничества по внедрению инноваций, которые не только создают новые ценности, но и закладывают фундамент устойчивого роста.
В постоянно меняющемся мире, OpreX — не просто название, это разговор о будущем.
yokogawa.com/oprex/ru

РЕКЛАМА