НАДЕЖНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МГП

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

12 [120] 2021

ПОГОНЯ ЗА КПД

Входит в перечень ВАК

КАК РОССИЙСКАЯ НЕФТЯНКА ПОДГОТОВИЛАСЬ К НОВОЙ БЕЗУГЛЕРОДНОЙ РЕАЛЬНОСТИ

Мировая декарбонизация — это, в том числе, новый способ конкурентной борьбы, следствием которой может стать изменение карты распределения энергоресурсов, а значит и мирового влияния. При этом Россия претендует на статус одного из лидеров «зеленого» мейнстрима. О возможностях и перспективах нашей страны на «зеленой» энергетической арене расскажет наш спецпроект.

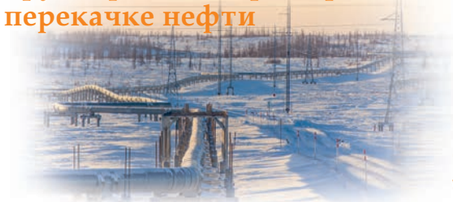
Neftegaz.RU

decarbonization.neftegaz.ru

Принципы диагностирования ресурсного обеспечения в процессе строительства и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов

16

Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при горячей перекачке нефти



38

СОДЕРЖАНИЕ

Деградация механических свойств металла труб длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов

44

Системный подход к оценке остаточного ресурса участка магистрального нефтепровода по данным внутритрубного обследования

50

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Под знаком новой энергии 6

Диверсификация экономики и углеродная нейтральность 8

События 10

Первой строчкой 12

НЕФТЕСЕРВИС

Труд «Газпром флота» укрепляет энергетическую безопасность России 14

Принципы диагностирования ресурсного обеспечения в процессе строительства и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов 16

ССК – лидер рейтинга нефтесервисных компаний 20

Технологии ГРП 22

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Сделано в России. Завершено сооружение самой мощной в стране установки серной кислоты 28

БУРЕНИЕ

Разработка лазерной сканирующей системы для автоматизации процесса замера длины скважин 30

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Инновационные решения для традиционной отрасли 34

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при горячей перекачке нефти 38

Деградация механических свойств металла труб длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов 44

Системный подход к оценке остаточного ресурса участка магистрального нефтепровода по данным внутритрубного обследования 50

Оптимизация параметров нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов

60

Погоня за КПД или экономия электроэнергии

72

Диагностирование стальных резервуаров, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера, акустико-эмиссионным методом

80

Применение криогелей при сооружении объектов нефтегазового сектора

88

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Определение ресурса безопасной эксплуатации нефтепроводов на основе анализа режима нагружения и принципа линейного накопления повреждений 56

Оптимизация параметров нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов 60

Подсистема обнаружения нештатных событий и ее развитие 66

Погоня за КПД или экономия электроэнергии 72

Определение количества СПГ на основе компонентного состава при проведении учетных операций 76

Диагностирование стальных резервуаров, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера, акустико-эмиссионным методом 80

Хронограф 83

MODUS VIVENDI

Все, что нужно знать про чекап организма 84

Жюри международной премии назвали проект «Прайм Парк» лучшим в пяти номинациях 86

АРКТИКА

Применение криогелей при сооружении объектов нефтегазового сектора 88

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Отбор керна из пологих и горизонтальных скважин при разведке и разработке месторождений комплексного сырья 92

ГАЗОПОДГОТОВКА

Технологический модуль изоэнтальпийного расширения газа регенерации на адсорбционной установке подготовки природного газа 94

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Огнестойкость стальных конструкций при воздействии стандартного и углеводородного режимов пожара 100

Новости науки 104

Нефтегаз life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

209 лет назад

В 1812 году согласно императорскому указу титулярный советник Соболевский и отставной поручик д'Оррер были удостоены ордена Св. Владимира «за попечения и труды, с коими произвели в действие устроение термолампа, доселе в России не существовавшего».

205 лет назад

В 1816 году на Пожевском заводе, в отдельно стоящем строении была сооружена трехпечная газовая установка.

186 лет назад

В 1835 году генерал-губернатор Петр Эссен утвердил устав первой российской акционерной газовой компании, получившей название «Общество для освещения Санкт-Петербурга газом».

158 лет назад

В 1863 году инженером Давидом Меликовым в Баку был построен первый нефтеперерабатывающий завод.

157 лет назад

В 1864 году в долине реки Кудако на Кубани была пробурена первая в России эксплуатационная скважина.

155 лет назад

В 1866 году в Санкт-Петербурге развернулись обширные работы по прокладке газопроводной сети с использованием чугунных труб, соединявшихся раструбным способом.

154 года назад

В 1867 году году Департамент торговли и мануфактур Министерства финансов России выдал Гирцелю привилегию на 10 лет на «аппарат для добывания газа из нефти».

149 лет назад

В 1872 году император Александр II высочайше утвердил «Правила о нефтяном промысле и акцизе с фотогенового производства» и «Правила об отдаче в частные руки казенных нефтяных источников Кавказского и Закавказского края, состоящих в откупном содержании», согласно которым с 1 января 1873 г. на Апшеронском полуострове упразднялась система сдачи нефтяных промыслов на откуп.

133 года назад

В 1888 году Феликс Инчик писал: «В Петербурге нефть дорога, по 45–55 копеек за пуд; уголь же, наоборот, дешев, «ньюкастл» – 14 копеек за пуд. Однако, несмотря на это, заводы и фабрики освещаются все-таки нефтяным газом».

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Сабина Бабаева
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов
Александр Скоморохов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук
Андрей Кужиков

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

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

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

Реклама

В 2021 году получили развитие проекты в нефтегазопереработке

В ряде регионов построены солнечные электростанции

РОССИЯ
Главное

В. Путин подписал закон об ограничении выбросов CO_2

В ряде секторов объемы производства в Европе сократились на 40 %

ПОД ЗНАКОМ НОВОЙ ЭНЕРГИИ

Анна Павлихина

На неоправдавшихся ожиданиях по осуществлению главного предвосхищаемого события – запуска МГП «Северный поток-2» – 2021 год прошел под знаком энергоперехода, вступающего в активную фазу. Просматривая новости отраслевой прессы, чаще видишь заголовки о новых СЭС и ВЭС, переводе котельных на газ, «зеленых» технологиях и сокращении выбросов CO_2.

Обращаясь к событиям российского ТЭК, стоит вспомнить строительство в Волгоградской области СЭС Медведица мощностью 25 МВт; Новопереволоцкую СЭС, с запуском которой альтернативная генерация в Оренбургской области достигла 345 МВт; завершение строительства первой очереди Читинской СЭС в Забайкальском крае, Волковскую СЭС-1 и СЭС-2, общей мощностью 27,5 МВт в Амурской области, которые планируется построить до конца 2023 года.

До мирового лидерства, конечно, пока не дотягивает, но не все сразу. Неоднократно отмечалось, что перед Россией стоит задача сохранения статуса мировой энергетической державы вне зависимости от того, о какой энергетике – нефтегазовой или альтернативной, идет речь. В связи с этим предпринимаются соответствующие шаги.

Так, по поручению президента РФ к 2045 г. долю мирного атома в энергобалансе необходимо довести до 25 %. Сегодня это самый крупный источник чистой энергии в нашей стране: доля АЭС в энергокорзине превышает 20 %, гидроэнергетики – 19,8 %, ветроэнергетики – около 1 %.

Также В. Путин подписал закон об ограничении выбросов парниковых газов. Ограничения будут вводиться поэтапно, а для контроля за этим процессом со стороны государства будет введен реестр учета.

Еще одна мера в рамках «озеленения» энергетики – создание российского биржевого индекса цен на водород, что будет способствовать развитию торговли водородом. По некоторым оценкам, к 2050 году экспорт российского водорода может составить 50 млн т. Но пока это лишь предложение РЭА.

Общая риторика энергоперехода, как любого переходного, а следовательно, кризисного периода, предполагает моменты болезненной перестройки, ощущение неясности и одновременное существование в условиях прежнего и зарождающегося уклада: что называется одной ногой в прошлом, другой – в настоящем. В такой несколько неустойчивой позе российский (и в целом мировой) топливно-энергетический комплекс обнаруживает себя на пороге 2022 года. В чем же проявляется эта неустойчивость и двойственность?

Так, например, при общей направленности на создание промышленности с низким углеродным следом Тверская, Ярославская и Владимирская области начали заготовку торфа. По какой-то причине этот вид топлива анонсируется как экологически чистый, но для его добычи необходимо осушать болота, и, кроме того, что они являются частью экосистемы (естественно, нарушаемой при осушке) это приводит к высвобождению очень большого количества углекислого газа.

Но это частность. В целом предприятия и отраслевые ведомства, стараются поймать «зеленую» волну. Мелким и средним компаниям не под силу то же водородное производство или альтернативная генерация, а вот ВИНКам – в самый раз. Но гигантские структуры менее пластичны, им требуется больше времени, чтобы перестроиться даже частично, поэтому лед хоть и тронулся, но движется крайне медленно. Это может предопределить характер энергоперехода, который будет квалифицироваться как догоняющий.

Кризисные моменты характерны не только для нашей страны. В полной мере, начиная с осени, их ощущают на себе европейские страны, попытавшиеся слишком форсированно вступить в мир новой энергетики. Как результат – закрытие ряда заводов, кризисные явления в отрасли минеральных удобрений и металлургической промышленности. В ряде секторов объемы производства сократились более чем на 40 %. Как не устает повторять российский президент, «мы существуем не в вакууме», происходящее в Европе сказываются и на российской действительности. В ноябре В. Путин поручил правительству доложить о мерах против влияния ситуации на энергорынках ЕС на Россию, такие отчеты должны быть ежеквартальными, что говорит о предполагаемом затяжном характере процесса.

Помимо общей направленности на повышение экологичности производств, уходящий год ознаменовался рядом положительных моментов в нефтегазопереработке: началось строительство Балтийского химического комплекса в Усть-Луге, запущена первая линия Амурского ГПЗ, НКНХ и China Machinery Engineering Corporation подписали контракт о строительстве производства полипропилена, Минэнерго заключило с четырнадцатью НПЗ соглашения о предоставлении инвестиционной надбавки к возвратному акцизу на нефтяное сырье до 1 января 2031 г. для строительства новых производственных мощностей глубокой переработки.

Стоит также вспомнить, что 2021 год был объявлен Годом науки и технологий. И не зря. Российские ученые оптимизировали процесс синтеза аммиака; расшифровали природный механизм создания углеводородов; изобрели экосорбент для очистки воды от нефтепродуктов; испытали генератор для электролета; придумали топливо из отходов сельского хозяйства; нашли способ выявить деформации земли при нефтедобыче в режиме online; предложили эффективный способ разработки ТрИЗ; превратили пластик в ванилин; запустили на Ямале первую в России лабораторию криологии Земли.

Это далеко не полная череда ярких событий года, но они вполне отражают наметившиеся тенденции, которые определили характер уходящего 2021 года и, несомненно, получат развитие в наступающем 2022 году. Neftegaz.RU продолжит информировать своих читателей о главных из них. С Новым годом! ●

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ЭКОНОМИКИ И УГЛЕРОДНАЯ НЕЙТРАЛЬНОСТЬ

Елена Алифирова

Для России, у которой нефтегазовые доходы госбюджета составляли в последние годы около 30%, правильное прогнозирование темпов и характера энергоперехода крайне важно. Ввиду возможного сокращения нефтегазовых доходов Россия намерена диверсифицировать свою экономику и может достичь углеродной нейтральности досрочно. Об этом президент РФ В. Путин заявил в ходе выступления на инвестиционном форуме «Россия зовет!».

Мировую тенденцию на декарбонизацию и снижение потребления ископаемого топлива Россия в стратегии своего развития учитывает уже в течение ряда лет. В своих оценках страна исходит из того, что углеводороды будут востребованы на протяжении длительного периода времени, занимая к 2050 г. по базовому сценарию порядка 70% в мировом энергобалансе. Снижение спроса на нефть ожидают уже в обозримой перспективе, ориентируясь на ускоренную монетизацию ТрИЗ, природному газу отводится роль переходного энергоносителя, что определит его высокую востребованность.

Президент отметил, что население Земли увеличивается и ему потребуется больше энергии, но исходить надо из того, что запасы углеводородов, прежде всего нефть, могут быть использованы не только для топливного сектора, но и для нефтехимической промышленности. Инфраструктура по доставке ископаемого топлива может быть использована для поставок зеленого водорода. Относительно спроса на газ В. Путин подчеркнул, что газ является самым чистым углеводородным топливом и поставки из России будут увеличиваться, так как в Европе снижается собственное производство, а потребности увеличиваются.

Россия не намерена оставаться в стороне от мирового стремления к достижению углеродной нейтральности. Страна поставила себе цель добиться углеродной нейтральности к 2060 г., но В. Путин допустил более ранний срок достижения этой цели. С 1 июля 2022 г. будет все готово для запуска в России климатических инициатив бизнеса, в т.ч. и иностранного, важную роль призвана сыграть и новая программа повышения энергоэффективности экономики, ее подготовку правительство должно завершить к 1 октября 2022 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Европа громко декларирует лозунг по декарбонизации своих производств и переходу к «зеленой» энергетике. Сроки ставятся разные: от текущего десятилетия, до относительно реального 2050 года. Хватит ли этого времени России, чтобы перевести свою промышленность на экологические рельсы?

Достигнет ли Россия углеродной нейтральности к 2050 году?

26%
Да, крупные компании анонсируют водородные проекты, и к 2050 году Россия займет лидирующую позицию на этом рынке

15%
Нет, добыча нефти не снизится и «зеленые» технологии в этой отрасли промышленности не появятся

14%
Да, вторая волна модернизации НПЗ будет способствовать переходу к чистой энергетике

12%
Нет, это потребует не только строительства новых производств, но и перестройки экономической модели

33%
Частично компании подстроятся под экологическую политику Европы, но этот процесс всегда будет иметь догоняющий характер

Завершение года – самое время оглянуться и выделить из череды событий те, о которых будут рассказывать на лекциях по истории нефтегазовой отрасли. Какое событие стало главным по мнению читателей Neftegaz.RU?

Какое событие 2021 года стало самым значительным?

36%
Окончание строительства МГП «Северный поток-2»

8%
Проект в Усть-Луге

35%
Запуск первой линии Амурского ГПЗ

9%
Установка изомеризации на НПЗ «ЛУКОЙЛа» в г. Кстово

5%
Завод по производству промышленных газов в г. Новокузнецке

8%
Цех по производству водорода в г. Кемерово

30 НОВОМЕТ
ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ И ОПАСНЫХ ЖИДКОСТЕЙ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
СИСТЕМЫ ППД
СТЕНДЫ ТЕСТИРОВАНИЯ
ПОРОШКОВАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ
ЛИТЕЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО
СЕРВИС

НАЗЕМНОЕ НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ «НОВОМЕТ»

- Обладает высоким КПД и ресурсом
- Имеет низкую стоимость владения
- Применяется для любых сфер экономики: нефтедобычи, нефтегазопереработки, горнодобывающей, химической, энергетической промышленности и др.

Технические характеристики:
Производительность до 1000 м³/час
Давление на входе до 30 Мпа
Напор до 4000 м.

Полный цикл производства насосного оборудования.

Особенности:
- Энергоэффективный дизайн
- Износо-коррозионностойкое исполнение
- Современная автоматизированная АСУ ТП

Узнать подробнее:
Начальник отдела разработки наземного насосного оборудования ГК «Новомет»
Денис Меркушев Denis.Merkushev@novometgroup.com

www.novometgroup.com

РЕКЛАМА

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

года выделит более 30 млрд руб. для системы спутниковой связи в северных широтах. Кроме того, обеспечить мониторинг всего СМП поможет космический аппарат «Арктика-М», который планируют запустить в 2023 г.

10 технологических полигонов

Роснедра в 2022 г. планируют создать десять технологических полигонов во всех ключевых нефтегазовых бассейнах России. П. Сорокин заявил, что на горизонте 10 лет почти 100% нефти будут трудноизвлекаемыми . За это время качество добываемой в России нефти ухудшится настолько, что она почти вся перейдет в категорию

трудноизвлекаемой, что означает необходимость стимулирования нефтедобычи в России, а также геологоразведки. Одним из механизмов стимулирования разработки ТрИЗ призван стать новый вид недропользования – технологический полигон. В рамках таких полигонов предполагается вести испытания и отработку новых технологий рентабельной добычи ТрИЗ в реальных геологических условиях. Полигоны для отработки технологий на ТрИЗ могут быть созданы на баженовской, абалакской, хадумской, доманиковской свитах и запасах сверхвязкой нефти. До конца года в технологические полигоны будет включена ачимовка.

В Волгоградской области заработает первая ВЭС

Парк ветроэлектростанций мощностью 105 МВт в Котовском районе Волгоградской области готов более чем на 80 %. Уже построена 21 ветроэнергетическая установка мощностью 4,2 МВт каждая. Возведение энергообъектов началось в январе 2021 г.

При этом монтаж еще четырех ветряков Новоалексеевской ВЭС завершится осенью 2022 г.

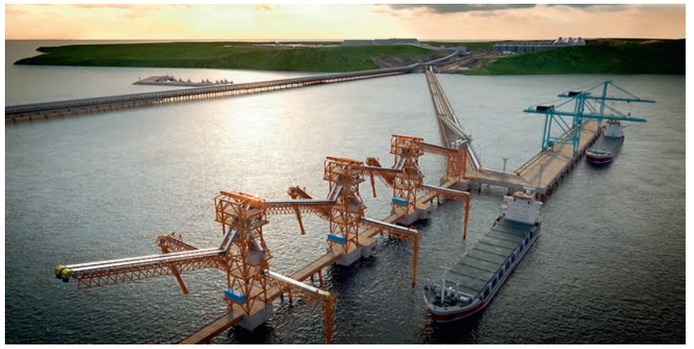
Общая стоимость инвестпроекта составляет около 50 млрд руб. Передачу мощности от ветропарка в Волгоградской области обеспечит

подстанция 110 кВ Слюсарево компании Россети Юг. Для этого энергетики построили 17 км воздушных ЛЭП. Волгоградская область вошла в ТОП-10 лидеров по внедрению возобновляемых источников энергии среди регионов России, лидером стала Ростовская область, где суммарная мощность ветропарков составит 610 МВт.

Инфообеспечение для СМП

Роскосмос совместно с другими госкорпорациями и органами власти ведет работу по созданию отдельной цифровой платформы информационного обеспечения деятельности на СМП. Создание такое платформы обеспечит непрерывное информационное обеспечение деятельности РФ в Арктической зоне, будут созданы центры приема и обработки информации, которые позволят более эффективно и оперативно получать и предоставлять информацию для решения задач на Севморпути. В 2024 г. планируется развернуть орбитальную группировку из четырех высокоэллиптических спутников «Экспресс-РВ» для обеспечения связи на СМП. Осенью прошлого года премьер-министр РФ М. Мишустин заявил, что правительство в ближайшие три

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



Черноморского бассейна России. Плановая мощность терминала – 60 млн т ежегодно. Из них 50 млн т – уголь, 5 млн т – сера и 5 млн т – минеральные удобрения.

Всего на терминале навалочных грузов в порту работают пять линий, по которым уголь доставляется со складов до причала. После введения в эксплуатацию новых мощностей минимальное время загрузки крупнейших грузовых судов (Capesize) в порту Тамань сокращается в два раза – с 48 до 24 часов.

Стройка ЦСКМС

Одобрен третий этап возведения Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) для проекта «Арктик СПГ-2». В основу проекта заложена концепция строительства морских сооружений с использованием оснований гравитационного типа (ОГТ). Для этого возводится ЦСКМС с двумя сухими доками. Центр состоит из 5 основных секторов: площадка ОГТ, включая доки; площадка верхних строений; объекты морской инфраструктуры; объекты инженерного обеспечения. В рамках третьего этапа предусмотрено

размещение зданий и сооружений на площадке сухого дока № 1, назначение которого – изготовление морских комплексов по производству, хранению и отгрузке СПГ и стабильного газового конденсата на ОГТ, изготовление морских добычных комплексов, ремонт и обслуживание морской техники, используемой при освоении шельфовых нефтегазоконденсатных месторождений. На площадке дока будет размещен батопорт (плавучий затвор дока) с фундаментным основанием, устроены фундаменты и площадки под размещение подъемной системы надвижки модулей верхних строений и для обеспечения работы тяжелых гусеничных кранов, также будут установлены трансформаторные подстанции и другие объекты.

Мощнейшая в стране линия погрузки угля запущена

Самая мощная в России линия по погрузке угля мощностью 8 тыс. т/час запущена в порту Тамань. Это один из последних шагов к выводу навалочных терминалов в порту Тамань на проектную мощность в 72 млн т грузов/год. Этого показателя намерены достигнуть в 2022 г. – после ввода в эксплуатацию еще одной высокопроизводительной линии угольного склада. Таманский терминал навалочных грузов – крупнейший на побережье Азово-

Газпром нефть + ЛУКОЙЛ

Сделку по созданию совместного предприятия Газпром нефти и ЛУКОЙЛа в ЯНАО на базе Меретояханефтегаза планируется закрыть во втором квартале 2022 г.

Меретояханефтегаз – первый актив, которым Газпром нефть и ЛУКОЙЛ будут управлять на паритетных началах. Значительная часть геологических запасов предприятия расположена в ачимовских отложениях и относится к ТрИЗ. Ядром станет Тазовское месторождение, которое введено в эксплуатацию в июне 2021 г., также в совместный актив войдут разрабатываемые Северо-Самбургское, Меретояхинское месторождения и два Западно-Юбилейных лицензионных участка недр. Совокупные геологические запасы составляют более 1 млрд т нефти и около 500 млрд м³ газа.

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Добыча газа ЛУКОЙЛом на проектах в Узбекистане достигла

100 млрд м³

По итогам 2021 г. ЛУКОЙЛ планирует добыть в стране около **14 млрд м³** газа.

Более **1,8** млрд руб.

направят на догазификацию в Ставрополье

Российские нефтяные компании за 10 месяцев 2021 г. снизили проходку в разведочном бурении

16,5 %

Проходка в эксплуатационном бурении снизилась на **4,7%**

Потери российской экономики могут составить

0,8 %

к 2050 г. из-за глобального энергоперехода

Enel сокращает срок достижения углеродной нейтральности

на **10** лет

К **2040 г.** компания планирует производить всю электроэнергию из ВИЭ

Финляндия за 50 лет импортировала

130 млрд м³

российского газа

До 2026 г. Petrobras введет

15

буровых платформ

и инвестирует в разведку и добычу **68 млрд долл. США**

240 млн т

угля отгрузил на экспорт Ростерминалуголь

Сербия в 1-м полугодии 2022 г. будет получать газ по

270

долл. США/1000 м³

10 млрд руб.

направят в Дагестан на строительство двух солнечных электростанций суммарной мощностью **156 МВт**

Чистая прибыль «Газпром нефть» по итогам 9 месяцев 2021 г. выросла более чем

в **10** раз,

до 357 млрд руб.

Добыча нефти и газового конденсата компании выросла на **0,7%**, до **45,93 т**, добыча газа – на **6,3%**, до **34,09 млрд м³**

На строительство АЭС Аккую выделят еще

800

млн долл. США

Средства направят на строительство четырех блоков станции

90 %

импорта газа на Украину в 2021 г. обеспечила Венгрия

Зависимость доходов бюджета России от нефти и газа в 2021 г. достигла

34,5 %

Великобритания планирует ежегодно инвестировать в зеленую энергетику

$26,8

млн

Это может поспособствовать генерированию **20%** электроэнергии в стране

8 новых месторождений ввели в эксплуатацию в ХМАО-Югре в 2021 г.

По итогам 10 месяцев 2021 г. там добыто **178,1 млн т** нефти

Из ФНБ возьмут

38 млрд рублей

на развитие технологий производства электромобилей

Кроме того, более **8,1 млрд руб.** направят на софинансирование установки **3 тыс.** «быстрых» зарядных станций для электромобилей в регионах до 2024 г.

На **0,36** %

снизилась среднесуточная добыча нефти с конденсатом в России за 1-ю половину ноября

ЛУКОЙЛ завершил 9 месяцев 2021 г. с чистой прибылью в размере

539,7

млрд руб.

Китай за 10 месяцев 2021 г. увеличил добычу нефти на

2,5 %

до 166,19 млн т

ТРУД «ГАЗПРОМ ФЛОТА» укрепляет энергетическую безопасность России

УДК 629.563

2021 ГОД ВОЙДЕТ В ИСТОРИЮ «ГАЗПРОМ ФЛОТА» КАК ПЕРИОД УПОРНОЙ И ВЫСОКОИНТЕНСИВНОЙ РАБОТЫ КОМПАНИИ ПО ВСЕМ НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ПОКА РАНО НАЗЫВАТЬ ИТОГОВЫЕ ЦИФРЫ, СТРОИТЬ ДИАГРАММЫ И ГРАФИКИ – ОБШИРНУЮ СРАВНИТЕЛЬНУЮ ДИНАМИКУ ПРЕДПРИЯТИЕ ПРЕДСТАВИТ В 2022 ГОДУ. НО УЖЕ СЕГОДНЯ МОЖНО УВЕРЕННО ЗАЯВИТЬ, ЧТО КОМАНДА ГАЗПРОМФЛОТОВЦЕВ УСПЕШНО СПРАВИЛАСЬ С ВЫПОЛНЕНИЕМ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ

2021 WILL GO DOWN IN THE HISTORY OF GAZPROM FLOT AS A PERIOD OF PERSISTENT AND HIGH-INTENSITY WORK OF THE COMPANY IN ALL AREAS OF ACTIVITY. IT IS TOO EARLY TO NAME THE FINAL FIGURES, BUILD DIAGRAMS AND GRAPHS, THE COMPANY WILL PRESENT MORE EXTENSIVE COMPARATIVE DYNAMICS IN 2022. BUT TODAY WE CAN FAIRLY STATE THAT THE GAZPROMFLOT TEAM HAS SUCCESSFULLY COMPLETED THE ASSIGNED TASKS

Ключевые слова: *плавучая буровая установка, строительство скважин, добыча на шельфе, освоение арктических месторождений, специализированные суда.*

Механикова Мария Николаевна

ведущий специалист Службы по связям с общественностью и средствами массовой информации ООО «Газпром флот»

В настоящее время ООО «Газпром флот» эксплуатирует четыре плавучие буровые установки различного класса.

В составе плавтехсредств компании есть две ППБУ – это плавучие сооружения высотой почти с 43-этажный дом и размером практически с футбольное поле. «Полярная звезда» и «Северное сияние» построены по одному проекту. Имеют два понтона, базирующихся на шести стабилизирующих колоннах.

Обе буровые строят разведочные и эксплуатационные скважины.

> С помощью уникального оборудования они способны пробираться в запредельные глубины – длина нефтяных и газовых скважин может достигать 7500 метров (при глубине моря до 500 метров). ППБУ не боятся ни жары, ни морозов, ни штормов: они могут работать в самых сложных природно-климатических условиях – от –30 до +45 градусов

Процесс подготовки плавтехсредств, эксплуатируемых «Газпром флотом», к выполнению ключевых задач – строительству скважин на лицензионных участках континентального шельфа – оказался весьма напряженным.

Благодаря слаженным действиям сотрудников всех подразделений администрации и филиалов буровой сезон удалось начать вовремя.

За летне-осенний период «Газпром флот» пробурил четыре разведочные и эксплуатационные скважины.

> К концу 2021 года, в общей сложности за 27 лет на континентальном шельфе России, «Газпром флот» построил 78 скважин, открыл девять месторождений. Российские высококвалифицированные специалисты компании пополнили «общенациональный энергетический резерв» на более чем 2 млрд тонн условного топлива

Стоит отметить, что в 2021 году для подготовки к проведению строительства скважин на арктическом шельфе ППБУ «Северное сияние» фактически совершила кругосветную экспедицию. Она была доставлена из порта Восточный в Приморском крае в заполярный порт Мурманск. За 89 дней транспортировки судно-перевозчик с установкой на борту прошло более 16 тысяч морских миль через четыре океана – Тихий, Индийский, Атлантический и Северный Ледовитый. Маршрут через мыс Доброй Надежды был определен по причине крупных габаритов ППБУ, которые бы не позволили каравану пройти через Суэцкий канал. Доставка буровой через Северный морской путь также была невозможна – не позволяла ледовая обстановка.

В этом сезоне на континентальном шельфе интенсивно трудилась и самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ) «Арктическая». Особенность такого типа сооружения в том, что его основание, то есть понтон, поднимается над поверхностью воды с помощью опор. В море эти колонны стоят на грунте. Длина опор составляет 139 метров.

До мест дислокации морские буровые буксируются специализированными судами.

Транспортно-буксирные суда «Нептун» и «Сатурн» помогают ПБУ в течение всего года: поставляют топливо, воду и другие производственные и жизненно необходимые грузы, перевозят вахтовый персонал, несут дежурство в районе проведения буровых работ.

«Газпром флот» уделяет особое внимание соблюдению экологических требований в работе на континентальном шельфе. В 2021 году продолжено совершенствование Системы экологического менеджмента, которая касается всех процессов, структурных подразделений, объектов и филиалов.

В будущем «Газпром флот» своей большой командой высококлассных специалистов планирует продолжить расширять границы доступных для освоения залежей шельфа. Выбрав в новейшей истории России правильный вектор по приумножению отечественных запасов энергоресурсов, основанный на применении в работе собственных производственных мощностей, компания и сегодня является первопроходцем во многих процессах, связанных с морским бурением и перевозкой СПГ.

> Стоит отметить, что в 2021 году единственная в России регазификационная плавучая установка «Маршал Василевский» начала совершать регулярные рейсы по Северному морскому пути без сопровождения ледоколов

Известно, что «золотые запасы углеводородов» находятся под землей на глубинах от 3 до 7 километров. Поэтому работа «Газпром флота» на континентальном шельфе всегда сопряжена с колоссальным риском. Мы знаем, что за каждой разведанной тонной условного топлива стоит огромный коллектив влюбленных в свое дело людей. Людей честных, ответственных, опытных, отважных. Именно такие профессионалы трудятся в нашей компании. И мы ценим каждого: ветеранов, приложивших силы к становлению предприятия, к запуску и функционированию морских буровых установок, и тех, кто сегодня далеко от берега и на суше участвует в этом высокотехнологичном процессе, – отмечает генеральный директор ООО «Газпром флот» Юрий Васильевич Шамалов.

Самоотверженные, мужественные, целеустремленные люди большой команды «Газпром флота» совершенствуют наукоемкие технологии, бурят скважины в самых суровых климатических условиях, строят и эксплуатируют специализированные суда. Поэтому можно сказать наверняка, что сложности и ограничения, с которыми сталкивается весь мир сегодня, для нашего конкурентоспособного предприятия не станут преградой в решении долгосрочных задач и достижении производственных планов 2022 года. ●

Keywords: *semi-submersible drilling rig, well construction, offshore production, development of arctic deposits, special purpose vessels.*

ПРИНЦИПЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

в процессе строительства и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов

Гладков Илья Вячеславович
ассистент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», к.т.н.

УДК 620+656(075.8)

В СТАТЬЕ ДАЕТСЯ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДВИЖНОСТИ МОБИЛЬНЫХ НАЗЕМНЫХ МАШИН И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ. ОНА РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ИНТЕГРАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНСТРУКЦИОННЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ, ЭКОНОМИЧЕСКИХ, ЭРГОНОМИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НАЗЕМНЫХ МОБИЛЬНЫХ СИСТЕМ И КОМПЛЕКСОВ. ТАКЖЕ ПОДВИЖНОСТЬ ХАРАКТЕРИЗУЕТ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ОБЪЕКТОВ КАК ТОВАРА. ПРИВЕДЕНА КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СХЕМА ИЕРАРХИИ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ МАШИНАМИ, ВКЛЮЧАЮЩАЯ В СЕБЯ ЧЕТЫРЕ ЗАДАЧИ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ОБЛАСТИ КОНСТРУКЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ: ПОДДЕРЖАНИЕ ПОДВИЖНОСТИ, ПОДДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ ОРИЕНТАЦИИ, ПОДДЕРЖАНИЕ СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ, УСТРАНЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ СИТУАЦИЙ ПРИ ДВИЖЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ; А ТАКЖЕ ЗАДАЧИ: ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ; ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОМИНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОМФОРТАБЕЛЬНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ. КАЧЕСТВО СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ПОКАЗАТЕЛЯМИ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯТ ОПРЕДЕЛИТЬ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ, УСТАНОВИТЬ СТЕПЕНЬ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К НИМ ТРЕБОВАНИЙ, СРАВНИТЬ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И ВЫБРАТЬ ИЗ НИХ ЛУЧШУЮ

THE ARTICLE PROVIDES A DEFINITION OF THE MOBILITY OF MOBILE GROUND VEHICLES AND TECHNOLOGICAL COMPLEXES. IT IS CONSIDERED AS AN INTEGRAL CHARACTERISTIC OF STRUCTURAL AND OPERATIONAL, ECONOMIC, ERGONOMIC AND ECOLOGICAL PROPERTIES OF GROUND MOBILE SYSTEMS AND COMPLEXES. ALSO, MOBILITY CHARACTERIZES THE COMPETITIVENESS OF OBJECTS AS A COMMODITY. A CONCEPTUAL DIAGRAM OF THE HIERARCHY OF CONTROL TASKS FOR TECHNOLOGICAL MACHINES IS PRESENTED, WHICH INCLUDES FOUR TASKS RELATED TO THE FIELD OF DESIGN PARAMETERS: MAINTAINING MOBILITY, MAINTAINING DIRECTIONAL ORIENTATION, MAINTAINING MOVEMENT SPEED, ELIMINATING CRITICAL SITUATIONS WHEN A TECHNOLOGICAL SYSTEM IS MOVING; AND ALSO THE TASK: TO ENSURE ENVIRONMENTAL SAFETY; ENSURING NOMINAL ECONOMIC EFFICIENCY AND ENSURING THE COMFORT OF THE TECHNOLOGICAL SYSTEM. THE QUALITY OF TECHNICAL DIAGNOSTICS SYSTEMS IS DETERMINED BY INDICATORS THAT WILL MAKE IT POSSIBLE TO DETERMINE THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF DIAGNOSTICS SYSTEMS, TO ESTABLISH THE DEGREE OF SATISFACTION OF THE REQUIREMENTS IMPOSED ON THEM, TO COMPARE VARIOUS OPTIONS FOR DIAGNOSTICS SYSTEMS AND CHOOSE THE BEST ONE

Ключевые слова: *подвижность, мобильность, живучесть, управляемость, надежность, экономичность, экологичность, эргономичность, характер применения, функциональное назначение, функциональная специализация, степень специализации, мощность.*

Анализ условий применения ресурсов ремонтно-строительного производства, а также особенностей проектирования технологических ресурсов, планирования и оперативного управления позволяют выработать следующие классификационные признаки, наиболее полно отвечающие вышеуказанным требованиям: характер применения, функциональное назначение, функциональная специализация, степень специализации, мощность (вместимость) [1–4].

По признаку «характер применения» ресурсы подразделяются на две самостоятельные группы – возобновляемые и невозобновляемые.

Возобновляемые ресурсы в процессе выполнения строительно-монтажных работ [5–8] производят сами или в сочетании с другими ресурсами некоторый расходуемый фактор – человеко-дни, машино-смены и т.п., который не подлежит по своей физической природе складированию. Следовательно, возобновляемые ресурсы призваны функционально вырабатывать в течение всего срока службы соответствующий расходуемый фактор. По признаку «функциональное назначение» возобновляемые ресурсы состоят из групп – трудовые ресурсы, машины и оборудование, автотранспортные средства, подсобно-вспомогательные и обслуживающие здания, механизированный инструмент, монтажные приспособления.

> Формирование групп ресурсов ремонтно-строительного производства по классификационным признакам позволяет представить полную их систематизацию в виде многоуровневой системы – класс, подкласс, вид, тип, типоразмер

Невозобновляемые ресурсы при выполнении строительно-монтажных работ расходуются непосредственно сами – полностью (например, трубы) или частями (например, материалы). В этой связи в качестве расходуемого фактора для невозобновляемых ресурсов могут служить как физические параметры (кубометры, квадратный метр, тонна, километр и т.п.), так и показатели трудоемкости (человеко-дни, машино-смены и т.п.). По признаку «функциональная специализация» трудовые ресурсы подразделяются на группы – рабочие, инженерно-технические работники, служащие и т.д.

Технические ресурсы по признаку «функциональная специализация» включают, например, для машин общестроительного назначения – машины для разработки немерзлых грунтов, машины для разработки сезонно- и вечномерзлых грунтов, машины для уплотнения грунтов, машины для буровых и взрывных работ, машины для погрузочно-разгрузочных работ.
По признаку «степень специализации», например, машины для разработки немерзлых грунтов включают экскаваторы

одноковшовые, экскаваторы роторные, скреперы, бульдозеры, машины для зачистки дна траншей; машины для разработки сезонно и вечномерзлых грунтов – рыхлители, машины фрезерные, подкопочные машины, очистные и т.д.

По признаку «уровень квалификации» рабочие каждой профессии группируются по квалификационным разрядам, а инженерно-технические работники – по занимаемой должности в штатном расписании.

По признаку «мощность» технические ресурсы, например, по группе экскаваторы одноковшовые включают – ЭО-02621А, Э-2304Г, ЭО-3322Б и т.д.; экскаваторы роторные – ЭТР-134А, ЭТР-224, ЭТР-254А и т.д.; бульдозеры – ДЗН09, ДЗ-11ЭА, ДЗ-118 и ТА; рыхлители – ДП-22С.ДП-100 и т.д.

Формирование групп ресурсов ремонтно-строительного производства по классификационным признакам позволяет представить полную их систематизацию в виде многоуровневой системы – класс, подкласс, вид, тип, типоразмер. В дальнейшем под технологическими ресурсами будем иметь в виду машины и оборудование для строительства и ремонта объектов добычи и транспорта углеводородов. Качество систем технического диагностирования определяется показателями, которые позволят определить достоинства и недостатки систем диагностирования, установить степень удовлетворения предъявляемых к ним требований, сравнить различные варианты систем диагностирования и выбрать из них лучшую.

Вероятность правильного диагностирования (D) определяется как полная вероятность того, что система диагностирования определяет техническое состояние, в котором действительно находится технологический ресурс диагностирования. Аналитические выражения для оценки D определяются числом параметров и видом их распределения, характеристиками, возможностью скрытых отказов и надежностью средств диагностирования.

Рассмотрим наиболее распространенные в технике схемы процесса диагностирования, для которых определим вероятности правильного диагностирования D.

В первой схеме процесса диагностирования накладываются следующие ограничения. Состояние технологического ресурса диагностирования характеризуется значением одного обобщенного параметра x. Для указанного диагностического параметра определено поле допуска (a, b), где a, b – границы поля допуска. При наличии значения параметра x в поле допуска, т.е. $a < x < b$, технологический ресурс считается работоспособным, при наличии значения параметра вне поля допуска – неработоспособным. Предполагается, что систематические ошибки известны и исключены. Учитываются только ошибки измерения средства диагностирования. Истинное значение x под воздействием производственных и эксплуатационных факторов является случайной величиной, плотность распределения которой определяется зависимостью $f1(x)$. Поэтому относительно состояния технологического ресурса при его диагностировании могут быть высказаны две взаимно исключающие гипотезы: $S0$ – технологический ресурс работоспособен, 0 – технологический ресурс неработоспособен. Априорные вероятности этих гипотез определяются как

$$P_{S0} = \int_{a,b} f1(x)\,dx;\ P_{S0C} = \\ = \int_{-\infty,a} f1(x)\,dx + \int_{b,\infty} f1(x)\,dx. \quad (1)$$

При измерении параметра x возможно появление ошибок, вносимых средствами диагностирования. Считается, что результат измерения $z = x + y$, где y – случайная ошибка измерения, плотность распределения которой $f2(x)$.

При определении состояния технологического ресурса диагностирования по результату сравнения измерения z с полем допуска (a, b) возможно появление следующих несовместных событий:

Sxz – значение параметра x и результат измерений z в пределах поля допуска;

$Sxczc$ – значение параметра x и результат измерений z вне поля допуска;

$Sxzc$ – значение параметра x в поле допуска, результат z вне поля допуска;

$Sxcz$ – значение параметра x вне поля допуска, а результат z в поле допуска.

При наличии событий Sxz и $Sxczc$ делаются верные заключения о состоянии технологического ресурса диагностирования, при $Sxzc$ и $Sxcz$ неверные заключения о состоянии о состоянии технологического ресурса. Причем $Sxzc$ называют ошибкой 1-го рода или ложным отказом, событие $Sxcz$ ошибкой 2-го рода или необнаруженным отказом. Перечисленные события составляют полную группу событий. Вследствие этого сумма вероятностей перечисленных гипотез равна единице: $Sxz + Sxczc + Sxzc + Sxcz = 1$.

В этом случае вероятность правильного диагностирования:

$$D = Sxz + Sxczc = \\ = 1 - Sxzc - Sxcz. \quad (2)$$

Если определить $Sxzc = \alpha$ и Sxcz = β и распространить зависимость (2) для технологического ресурса диагностирования с n независимыми параметрами, то получим формулу для оценки вероятности:

$$D = \Pi_{v=1,n}\,(1 - Sxzc - Sxcz). \quad (3)$$

Известно, что при наличии аналитических зависимостей законов распределения $f1(x)$ и $f2(x)$:

$$\alpha = \int_{a\,b} [f1(x)dx]\cdot\{[\int_{-\infty,\alpha-x} f2(y)dy + \\ + \int_{b-x,\infty} f2(y)\,dy]dx\}; \quad (4)$$

$$\beta = \int_{-\infty,\alpha-x} f1(x)\cdot[f2(y)\,dy]\,dx + \\ + \int_{b-x,\infty} f1(x)\cdot[f2(y)\,dy]\,dx. \quad (5)$$

Вторая схема процесса диагностирования заключается в следующем. Состояние технологического ресурса диагностирования характеризуется совокупностью n параметров. Средство диагностирования по определенной программе проверяет всю совокупность параметров и в результате процесса диагностирования вырабатывает интегральное заключение о состоянии технологического ресурса.

> Из-за недостаточного числа диагностируемых параметров, несовершенства методик измерений параметров, возможных проявлений отказов в используемых средствах диагностирования проявляется возможность нарушения соответствия результатов диагностирования и истинного состояния исследуемого технологического ресурса

Из-за недостаточного числа диагностируемых параметров, несовершенства методик измерений параметров, возможных проявлений отказов в используемых средствах диагностирования проявляется возможность нарушения соответствия результатов диагностирования и истинного состояния исследуемого технологического ресурса.

Как и в предыдущем случае, при определении состояния технологического ресурса по результатам диагностирования возможно наличие следующих событий:

$H11$ – технологический ресурс работоспособен и результат диагностирования совпадает с состоянием технологического ресурса;

$H22$ – технологический ресурс неработоспособен и результат диагностирования совпадает с состоянием технологического ресурса;

$H12$ – технологический ресурс работоспособен, а результат диагностирования указывает на его неработоспособность;

$H21$ – технологический ресурс неработоспособен, а результат диагностирования указывает на его работоспособность.

Перечисленные события также составляют полную группу событий и характеризуются соответствующими вероятностями, сумма которых равна единице:

$P11 + P22 + P12 + P21 = 1$,

вследствие чего вероятность правильного диагностирования согласно определению

$$D = P11 + P22 = 1 - P12 - P21. \quad (6)$$

Очевидно, что средство диагностирования может находиться в одном из трех состояний:

$L = 1$ – работоспособность при правильной индикации своего состояния;

$L = 2$ – неработоспособность типа «средство диагностирования фиксирует результат – технологический ресурс находится в работоспособном состоянии», независимо от действительного состояния технологического ресурса диагностирования;

$L = 3$ – неработоспособность типа «средство диагностирования фиксирует результат – технологический ресурс находится в неработоспособном состоянии», независимо от действительного состояния технологического ресурса диагностирования» при индикации работоспособности средства диагностирования.

Известные методы теории вероятности [9–10] позволяют определить наиболее часто встречающиеся случаи наличия в средстве диагностирования скрытых отказов и определить для них значения $P12$ и $P21$.

Третья схема процесса диагностирования объединяет рассмотренные процессы диагностирования в единый процесс. В нем предполагается, что состояние технологического ресурса диагностирования определяют совокупностью n независимых диагностических параметров и средство диагностирования может находиться в перечисленных выше состояниях. ●

Литература

1. *Беляков В.В. Проектирование наземных транспортно-технологических машин и комплексов / В.В. Беляков, В.Е. Колотилин, В.С. Макаров, Ю.И. Молев, У.Ш. Вахидов, А.В. Папунин. – М.: КноРус, 2021. – 448 с.*
2. *Бондаренко Е.В. Основы проектирования и эксплуатации технологического оборудования / Е.В. Бондаренко, Р.С. Фаскиев. – М.: Академия, 2015. – 304 с.*
3. *Айрапетов Д.А. Выбор методологии разработки программного комплекса управления процессом проектирования системы управления сложными технологическими объектами в рамках САПР / Д.А. Айрапетов, Г.Г. Арунянц. – Информационные технологии моделирования и управления. – 2013. – № 5 (83). – С. 468–474.*
4. *Арунянц Г.Г. Алгоритмизация процесса управления проектированием систем управления технологическими объектами в рамках САПР / Г.Г. Арунянц, Д.А. Айрапетов. – Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. – 2013. – № 9–10. – С. 7–11.*
5. *Алексанин А.В. Влияние информационных технологий на возможности ресурсосбережения в строительстве / А.В. Алексанин. – Инженерный вестник Дона. – 2021. – № 2 (74). – С. 11–19.*
6. *Казарян Р.Р. Моделирование и анализ технико-экономических показателей строительного переустройства / Р.Р. Казарян. – Научное обозрение. – 2017. – № 18. – С. 136–139.*
7. *Кузнецов С.М. Теория и практика формирования комплектов и систем машин в строительстве / С.М. Кузнецов. – М.: Директмедиа Паблишинг, 2015. – 271 с.*
8. *Пермяков В.Б. Организация материально-технической базы эксплуатационного предприятия / В.Б. Пермяков, Р.А. Мартюков. – Омск: Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия (СибАДИ), 2016. – 47 с.*
9. *Севастьянов Б.А. Курс теории вероятностей и математической статистики / Б.А. Севастьянов. – М.: Ленанд, 2021. – 256 с.*
10. *Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике / В.Е. Гмурман. – М.: Юрайт. – 407 с.*
11. *Борзых Д.А. Теория вероятностей в задачах / Д.А. Борзых. – М.: Ленанд, 2021. – 304 с.*
12. *Морозова З.А. Математическая статистика с элементами теории вероятностей в задачах с решениями / З.А. Морозова, Л.И. Ниворожкина, И.Э. Гурьянова. – М.: Дашков и К. – 476 с.*

KEYWORDS: *mobility, mobility, vitality, controllability, reliability, profitability, environmental friendliness, ergonomics, nature of application, functional purpose, functional specialization, degree of specialization, power.*

ССК – лидер рейтинга нефтесервисных компаний

АГЕНТСТВО ТЭК-РЕЙТИНГ ПОДВЕЛО ИТОГИ ОПРОСА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ, КОТОРЫЕ ВЫБИРАЛИ ЛУЧШИХ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ СЕРВИСНЫХ ПОДРЯДЧИКОВ. ВТОРОЙ ГОД ПОДРЯД ЛИДЕРОМ РЕЙТИНГА СТАНОВИТСЯ СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

THE FEC-RATING AGENCY HAS SUMMED UP THE RESULTS OF A SURVEY OF OIL AND GAS COMPANIES THAT HAVE SELECTED THE BEST RUSSIAN AND FOREIGN SERVICE CONTRACTORS. THE SIBERIAN SERVICE COMPANY BECAME THE LEADER OF THE RATING FOR THE SECOND YEAR IN A ROW

Ключевые слова: *нефтесервис, бурение, рейтинг сервисных подрядчиков, буровая бригада, недропользователи.*

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

Малахова Ирина Александровна
специалист по связям с общественностью АО «Сибирская Сервисная Компания»

Лучшие нефтесервисные подрядчики определяются на основе официальных ответов крупнейших компаний-заказчиков. К оценке конкурсантов не привлекается специально подобранное жюри, что является залогом объективности в оценке поставщиков. Рейтинг мотивирует предприятия к повышению качества и безопасности предоставляемых услуг. А заказчики по результатам рейтинга получают ориентиры и, опираясь на мнение большинства коллег, выбирают в партнеры лучшие сервисные предприятия.

В каждой группе были названы победители в следующих номинациях: сейсморазведка; геофизические исследования и работы в скважинах; эксплуатационное и разведочное бурение; телеметрия и горизонтально-направленное бурение; долотный сервис и другие.

Акционерное общество «Сибирская Сервисная Компания» получило максимальные оценки нефтегазовых компаний в группе «Эксплуатационное и разведочное бурение», сохранив за собой лидерство 2020 года!

Компания работает на рынке нефтесервиса уже 22 года. Все это время специалисты АО «ССК» качественно и своевременно оказывают услуги крупнейшим недропользователям во всех регионах страны, где ведется добыча нефти и газа. По оценкам разных лет, ССК стабильно занимает долю 6–8% рынка буровых услуг. При этом сложность реализуемых работ постоянно растет.

Применение современного оборудования, новейших технологий, четкой организации труда и согласованной работы всех служб и подразделений дает возможность обеспечивать высокий уровень безопасности, эффективности и качества реализуемых проектов с планомерным сокращением сроков. Важным конкурентным преимуществом ССК является богатый опыт бурения сложных наклонно-направленных скважин в различных геологических условиях с большой протяженностью по стволу (более 5 000 метров).

ССК – компания с огромным потенциалом! Наши возможности – предмет нашей гордости: мы реализуем полный цикл высококачественного нефтесервиса в большинстве нефтегазовых регионов страны, мы постоянно работаем над расширением диапазона технологического, технического и кадрового потенциалов, отвечая на любые запросы наших заказчиков. Эта награда, безусловно, есть достижение всего коллектива Сибирской Сервисной Компании, результат нашей совместной с заказчиками плодотворной работы. Я благодарен нашим партнерам за то, что нам из года в год доверяют серьезные, нетривиальные задачи. И мы вместе стремимся их эффективно реализовывать!» – подчеркнул генеральный директор ССК Алексей Говзич.

«Черное золото Югры» снова завоевала ССК!

На протяжении многих лет ССК принимает участие в окружном ежегодном конкурсе «Черное золото Югры» и регулярно получает награды.

В Ханты-Мансийске на торжественной церемонии награждения победителей традиционного конкурса «Черное золото Югры» бригаде бурового мастера Нефтеюганского филиала АО «ССК» вручена заслуженная награда в персональной номинации.

Номинантов и гостей с предстоящим профессиональным праздником поздравил министр природных ресурсов и экологии РФ Александр Козлов:

«Благодаря нефтегазовому комплексу Югры, Россия сохраняет статус ведущей энергетической державы, крупнейшего экспортера нефти и газа. Спасибо вам за верность выбранной профессии и продолжение традиций нефтяников-первопроходцев!»

По словам губернатора ХМАО Натальи Комаровой, чествовать главных добытчиков Югры – добрая традиция в автономном округе:

«Развитость нефтегазодобывающей отрасли региона обеспечивает благополучие каждой семьи, движение к новым качественным изменениям в жизни Югры».

Заместитель губернатора Югры Алексей Забозлаев вручил персональные награды в различных номинациях работникам предприятий нефтегазовой отрасли, среди которых были работники Сибирской Сервисной Компании.

Буровая бригада мастера Нефтеюганского филиала ССК завоевала третье место в конкурсе «Черное золото Югры» в номинации «Лучшая буровая бригада Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2020 году».

Весь год работа участников конкурса оценивалась на основе множества показателей: соблюдение правил охраны труда, промышленной и экологической безопасности, безаварийность, выполнение заданий по количеству скважин, законченных строительством, скорость выполнения работ, сокращение продолжительности строительства одной скважины.

Keywords: *oilfield service, drilling, rating of service contractors, drilling crew, subsoil users.*

Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

УДК 622.279.6

ТЕХНОЛОГИИ ГРП АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Сравнительный анализ подходов

Зайнетдинов Шамиль Марсович
инженер 2 категории,
Сибирский научно-технологический центр,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Вотчель Виталий Андреевич
заместитель начальника лаборатории технологий освоения запасов,
Сибирский научно-технологический центр,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Анкушев Ярослав Евгеньевич
Начальник лаборатории технологий освоения запасов,
Сибирский научно-технологический центр,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГРП НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОМ ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ FRACPRO И TNAVIGATOR

IN THIS PAPER, A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE APPROACHES TO HYDRAULIC FRACTURING ON THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE URENGOI DEPOSIT USING NUMERICAL MODELING IN SPECIALIZED SOFTWARE FRACPRO AND TNAVIGATOR IS CARRIED OUT

Ключевые слова: *Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, ачимовские отложения, гидроразрыв пласта, многостадийный гидроразрыв пласта, моделирование гидроразрыва пласта, гидродинамический симулятор.*

Ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения залегают на глубинах от 3,2 до 3,8 км и имеют специфические геоло-геофизические параметры: аномально высокое пластовое давление 61 МПа, высокая пластовая температура 105–115 °С, низкая проницаемость пород 0,1–10 мД, высокое содержание конденсата в газе 275–400 г/м³, резкая фациальная неоднородность по разрезу и площади, одновременное залегание в пластах конденсатосодержащего газа и нефти, наличие локальных депрессионных воронок. Отложения представлены продуктивными залежами с общими запасами в размере 3,2 трлн м³ газа, 1,1 млрд тонн конденсата и 2,3 млрд тонн нефти. В 2011 году специалистами компании «ТюменьНИИгипрогаз» была разработана «Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения», которая позволило определить стратегию разработки и учесть интересы всех недропользователей [1].

ФАКТЫ

3,2 трлн м³ газа,
1,1 млрд тонн конденсата и 2,3 млрд тонн нефти – составляют запасы продуктивных пластов ачимовских отложений

3,2-3,8 км
глубина залегания ачимовских отложений Уренгойского нефтегазо-конденсатного месторождения

В периоды опытно-промышленной эксплуатации и промышленной разработки ачимовских залежей Уренгойского НГКМ выполнено значительное количество работ по интенсификации притока углеводородов методом ГРП по различным технологиям. На сегодняшний день разработка ачимовских залежей также связана со строительством скважин с последующим выполнением ГРП. Важно отметить, что является очевидным факт безальтернативности технологии ГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов ачимовских отложений Уренгойского месторождения для обеспечения высокой продуктивности скважин.

С целью оптимизации принятия решений по ГРП на Уренгойском НГКМ специалистами ООО «Газпром геологоразведка» был разработан внутренний стандарт по единому подходу к формированию адресных рекомендаций для проведения первичной и повторной интенсификации притока [2] на основании накопленной информации за период разработки месторождения и анализа мирового опыта применения технологий ГРП/МГРП, который также можно проследить в работах В.С. Соколова [3], А. Алексеева [4], Н.Р. Кривова [5], А. Белова [6], И.Р. Дияшева [7], А. Сердюка [8], А. Юдина [9], П.И. Елисеева [10], В.Э. Русмиленко [11] и др.

Начальным этапом анализа подходов по проведению ГРП является создание одномерной модели разреза скважины в пределах продуктивных ачимовских пластов $Ач_3$, $Ач_4$ и $Ач_5$ на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважины и данных постоянно действующей гидродинамической модели Уренгойского месторождения. Благодаря полученной одномерной модели разреза и анализу опыта ранее проведенных операций на данном участке месторождения в симуляторе FracPro спроектированы дизайны ГРП.

Далее выполнены расчеты показателей добычи газа в гидродинамическом симуляторе tNavigator компании RFD [12] на примере одиночной добывающей скважины ХА17. В работе была использована секторная модель месторождения. Направление траектории трещин были заданы на основании результатов микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта, таким образом азимут вектора максимальной напряженности горной породы составляет 130 и 310 градусов относительно севера. Сформированные ранее дизайны трещин ГРП были реализованы в гидродинамическом симуляторе с помощью ключевого слова WFRACP. Продолжительность расчетного периода для проведения экономической оценки принята равной одному году, в связи с необходимостью поддерживать постоянный и одинаковый режим работы скважины, а именно устьевое давление, дебит газа и коэффициент эксплуатации скважины, при различных вариантах ГРП.

Для технико-экономической оптимизации использовалась упрощенная экономическая модель [13], наилучший вариант выбирался исходя из максимального значения чистого дисконтированного дохода (NPV). Расчет эффекта от ГРП рассчитывался относительно базового варианта без ГРП. Затраты на проведения ГРП включают в себя затраты, не зависящие от массы проппанта: перфорационные работы, мобилизация – демобилизация флота ГРП, сопровождения ГРП,

закачки пачки проппанта для блокировки интервала перфорации, отбивка уровня отсыпанного интервала, тестовые закачки, основной ГРП (без учета стоимости проппанта и жидкости разрыва), а также затраты, зависящие от массы проппанта в расчете одну тонну, которые представлены в ценах 2020 года.

В сравнении рассматривались несколько вариантов. Сначала рассматривался вариант на основе результатов интерпретации геофизических исследований (РИГИС), проведенных на скважине ХА17, которые представлены в таблице 1, и действующего алгоритма выбора методов первичной интенсификации притока, согласно которому рекомендуется проведение стандартного большеобъемного ГРП массой 300 тонн совместного на пласты $А ч_3$ и $А ч_4$ и большеобъемного ГРП массой 200 тонн селективного на пласт $А ч_5$. При этом проектная полудлина трещины должна составлять более 150 метров для пласта $А ч_{3-4}$ и более 250 метров для пласта $А ч_5$.

ТАБЛИЦА 1. Результаты ГИС скважины ХА17

Параметр	Пласт		
	$А ч_3$	$А ч_4$	$А ч_5$
Пластовое давление, МПа	57,5	57,8	59,8
Кровля а.о., м	3648,9	3696,3	3735,2
Подошва а.о., м	3682,3	3722,6	3769,1
Heff, м	25,8	19,4	14,3
Кп, д.ед.	0,193	0,170	0,145
Кпр, мД	5,990	1,033	0,271
Кнг, д.ед.	0,749	0,727	0,467
Проводимость, мДм	113,0	20,5	1,707
Перемычка $А ч_3$-$А ч_4$, м	14,0		
Перемычка $А ч_4$-$А ч_5$, м	12,6		

ТАБЛИЦА 2. Параметры трещин селективного ГРП на пласт $А ч_3$ скважины ХА17 Уренгойского НГКМ

Параметр	Пласт $А ч_3$				
Тоннаж ГРП, т	50	100	150	200	225
Полудлина закрепленной трещины, м	71	112	140	163	164
Закрепленная высота трещины, м	39	49	54	57	57
Верхняя граница закрепленной трещины, TVD	3646,15	3641,15	3639,15	3637,15	3637,15
Нижняя граница закрепленной трещины, TVD	3684,15	3690,15	3692,15	3694,15	3694,15
Средняя закрепленная ширина трещины, см	0,45	0,61	0,67	0,74	0,81
Безразмерная проводимость трещины	2,98	2,87	2,6	2,46	2,69
Проницаемость проппантной пачки, Дарси	107,4	107,5	107,5	107,4	107,6

ТАБЛИЦА 3. Параметры трещин селективного ГРП на пласт $А ч_4$ и $А ч_5$ скважины ХА17 Уренгойского НГКМ

Параметр	Пласт				
	$А ч_4$			$А ч_5$	
Тоннаж ГРП, т	50	100	150	50	100
Полудлина закрепленной трещины, м	80	99	112	68	82
Закрепленная высота трещины, м	39	46	51	46	54
Верхняя граница закрепленной трещины, TVD	3689,15	3685,15	3682,15	3731,15	3727,15
Нижняя граница закрепленной трещины, TVD	3728,15	3731,15	3733,15	3777,15	3781,15
Средняя закрепленная ширина трещины, см	0,51	0,54	0,58	0,51	0,55
Безразмерная проводимость трещины	3,26	2,91	2,72	8,02	7,73
Проницаемость проппантной пачки, Дарси	103,4	103,4	103,6	101,0	101,0

Следующим вариантом рассматривалось проектирование селективных ГРП на каждый пласт ($А ч_3$, $А ч_4$ и $А ч_5$) без прорыва трещины в соседний пласт с шагом 50 тонн. Сводные параметры полученных трещин при проведении селективного ГРП на пласт $А ч_3$ представлены в таблице 2, а параметры полученных трещин на пласт $А ч_4$ и $А ч_5$ представлены в таблице 3.

Важно отметить, что при увеличении массы проппанта до 250, 150 и 100 тонн на пласты $А ч_3$, $А ч_4$ и $А ч_5$ соответственно наблюдается прорывы трещин в соседнюю продуктивную зону.

Следующий этап – проектирование совместных ГРП с приобщением пластов $А ч_{3-4}$ и $А ч_{4-5}$. Сводные параметры полученных трещин при проведении совместного ГРП на пласты $А ч_{3-4}$ представлены в таблице 4, а параметры полученных трещин на пласт $А ч_{4-5}$ представлены в таблице 5.

На рисунке 1 видно, что трещина в основном развивается вглубь пласта $А ч_3$ с неполным приобщением пласта $А ч_4$.

Начальные условия и характеристика модели представлены в таблице 6.

Ниже представлены результаты расчетов на гидродинамической модели.

Расчеты производились только на пласты, приобщенные трещиной ГРП. Результаты расчетов технологических показателей разработки, представленных

ТАБЛИЦА 4. Параметры трещин совместного ГРП на пласты $А ч_{3-4}$ скважины ХА17 Уренгойского НГКМ

Параметр	Пласт $А ч_{3-4}$			
Тоннаж ГРП, т	250	300	350	400
Полудлина закрепленной трещины, м	176	181	185	191
Закрепленная высота трещины, м	67	68	72	71
Верхняя граница закрепленной трещины, TVD	3638,15	3641,15	3644,15	3645,15
Нижняя граница закрепленной трещины, TVD	3705,15	3709,15	3716,15	3716,15
Средняя закрепленная ширина трещины, см	0,72	0,83	0,9	0,98
Безразмерная проводимость трещины	2,16	2,32	2,34	2,56
Проницаемость проппантной пачки, Дарси	107,5	107,4	107,4	107,4

ТАБЛИЦА 5. Параметры трещин совместного ГРП на пласты $А ч_{4-5}$ скважины ХА17 Уренгойского НГКМ

Параметр	Пласт $А ч_{4-5}$				
Тоннаж ГРП, т	100	150	200	250	300
Полудлина закрепленной трещины, м	90	94	100	109	123
Закрепленная высота трещины, м	67	72	72	76	83
Верхняя граница закрепленной трещины, TVD	3715,15	3709,15	3703,15	3700,15	3695,15
Нижняя граница закрепленной трещины, TVD	3782,15	3781,15	3775,15	3776,15	3778,15
Средняя закрепленная ширина трещины, см	0,54	0,7	0,88	0,95	0,99
Безразмерная проводимость трещины	6,81	8,69	9,77	9,8	8,95
Проницаемость проппантной пачки, Дарси	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8

РИС. 1. Профиль трещины 350 тонного ГРП на пласт $А ч_{3-4}$

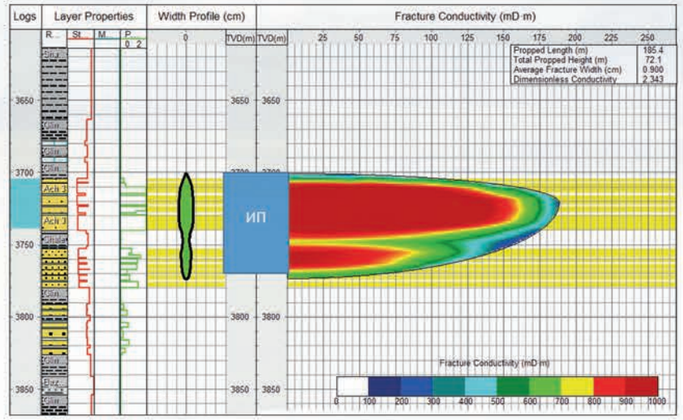


ТАБЛИЦА 6. Характеристика секторной модели и начальные условия

Параметр	Величина
Размерность ячеек модели, м · м	200 · 200
Размерность сетки (кол-во ячеек)	37 · 37 · 87 (119103)
Механический скин-фактор ($S_{мех}$), б.р.	1,2
D-фактор, сут/м^3	$1.52 \cdot 10^{-6}$
Динамическое забойное давление, МПа	53,82 (90 % · $Р_{пл}$)
Расчетного период, дней	360

в таблицах 6–7 позволяют сформировать следующие основные выводы:

- увеличения кратности отборов газа при проведении ГРП оценивается в 3–17 раза;
- крастность увеличения отборов газа увеличивается с уменьшением ФЕС пласта;
- при выполнении совместного ГРП наблюдается меньший прирост добычи газа.

Ниже приведены результаты экономической оценки рассматриваемых операций по ГРП.

Первый этап экономической оценки заключается в выборе оптимальной массы проппанта на каждый пласт. Чистый дисконтированный доход от массы проппанта селективного ГРП на пласты $А ч_3$ и $А ч_4$ представлена на в таблице 8.

Проведение селективного ГРП на пласт $А ч_5$ убыточен, т.е. имеет отрицательные значения чистого дисконтированного дохода.

Как видно из таблицы максимальные значения NPV из расчета на один год достигается при проведении 200 тонного ГРП на пласт $А ч_3$ и 100 тонного ГРП на пласт $А ч_4$.

ТАБЛИЦА 6. Накопленная добыча «сухого» газа при селективной обработке пластов $Ач_3$, $Ач_4$ и $Ач_5$ от массы проппанта

Масса проппанта, тонн	Накопленная добыча, млн м³		
	$Ач_3$	$Ач_4$	$Ач_5$
50	205	174	1,6
100	280	192	1,7
150	291	193	–
200	295	–	–
225	296	–	–

ТАБЛИЦА 7. Накопленная добыча «сухого» газа при совместной обработке пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_{4-5}$ от массы проппанта

Масса проппанта, тонн	Накопленная добыча, млн м³	
	$Ач_3$	$Ач_5$
50	–	–
100	–	110
150	–	136
200	–	141
250	342	144
300	362	145
350	368	–
400	375	–

ТАБЛИЦА 8. Накопленная добыча «сухого» газа при селективной обработке пластов $Ач_3$, $Ач_4$ и $Ач_5$ от массы проппанта

Масса проппанта, тонн	Чистый дисконтированный доход (NPV), млн р.		
	$Ач_3$	$Ач_4$	$Ач_5$
50	502,6	449,4	-35,8
100	763,9	508,3	-37,6
150	797,9	511,4	–
200	810,4	–	–
225	807,5	–	–

ТАБЛИЦА 9. Значения NPV от массы проппанта при совместной обработке пластов $Ач_{3-4}$ или $Ач_{4-5}$

Масса проппанта, тонн	Чистый дисконтированный доход (NPV), млн р.	
	$Ач_3$	$Ач_5$
100	–	213,9
150	–	302,8
200	–	317,5
250	840,7	318,1
300	870,2	318,4
350	916	–
400	914,5	–

РИС. 2. Профиль трещины 200 тонного ГРП на пласт $Ач_{4-5}$

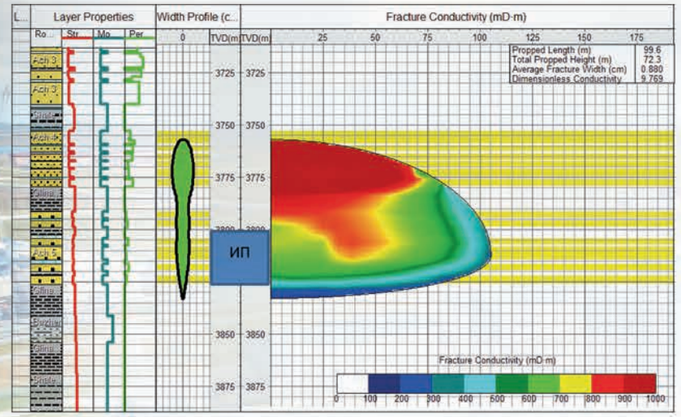


РИС. 3. График зависимости NPV от количества стадий МГРП

Второй этап – это поиск оптимального объема закачки совместных ГРП на пласты $Ач_{3-4}$ и $Ач_{4-5}$. Чистый дисконтированный доход от массы проппанта совместного ГРП на пласты $Ач_{3-4}$ и $Ач_{4-5}$ представлена в таблицах 9.

Как видно из таблиц зависимости, максимальный дисконтированный доход наблюдается при массе ГРП 350 тонн на пласт $Ач_{3-4}$ и 300 тон на пласт $Ач_{4-5}$. Необходимо отметить, что проведение совместного ГРП на пласты $Ач_{4-5}$ возможно при инициации трещины в зоне пласта $Ач_5$. Вследствие более высокого уровня пластового давления пласта. Профиль трещины совместного 200 тонного ГРП на пласты $Ач_{4-5}$ приведен на рисунке 2.

Теперь, когда известны оптимальные массы и параметры трещины на данные пласты, необходимо оценить эффективность бурения бокового ствола скважины и проведения многостадийного ГРП. Для этого в гидродинамической модели был проложен горизонтальный ствол 1000 метров в сторону максимальных ФЕС и рассчитаны варианты МГРП на несколько стадий.

ТАБЛИЦА 10. Результаты расчетов

Показатели	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	Вариант № 4	Вариант № 5 (СТО Газпром)
Технология проведения ГРП	Селективный $Ач_3$, $Ач_4$	Совместный Ач3-4	Селективный $Ач_3$, Совместный $Ач_{4-5}$	МГРП 8 стадий	Селективный $Ач_3$ Совместный $Ач_{4-5}$
Масса проппанта, т	200 + 100	300	200 + 300	2800	300 + 200
Накопленная добыча, млн м³	487	368	520	1789	463
Стоимость ЗБС, млн р.	–	–	–	289,6	–
Стоимость ГРП (МГРП), млн р.	103,4	81,8	126,62	559,7	126,62
NPV, млн р.	1322,2	916,0	1127,8	905,3	1117,2

Для экономической оценки был выбран вариант проведения на каждой стадии МГРП совместных гидроразрывов $Ач_{3-4}$ массой 350 тонн.

Далее был рассчитан чистый дисконтированный доход от количества стадий ГРП с учетом дополнительных затрат на бурения субгоризонтального участка скважины (рисунок 3).

Как видно из графика зависимости – максимальный дисконтированный доход наблюдается при 8 стадийном МГРП.

Результатом проведенный работы является оптимальная схема проведения гидроразрыва пласта скважины ХА17, для чего отдельно отмечаются 5 вариантов проведения ГРП: вариант № 1 – селективный ГРП на пласты $Ач_3$ и $Ач_4$; вариант № 2 – совместный ГРП на пласт $Ач_{3-4}$; вариант № 3 – селективный ГРП на пласт $Ач_3$ и совместный ГРП на пласты $Ач_{4-5}$; вариант № 4 – проведение 8 стадийного ГРП в горизонтальном стволе длиной 1000 метров; вариант № 5 – проведение ГРП согласно СТО Газпром добыча Уренгой. Результаты технико-экономических расчетов по вариантам представлены в таблице 10.

Из таблицы 10, схема проведения ГРП по варианту № 1 является наилучшей среди рассмотренных. Важно отметить, что при сравнении с вариантом рекомендованном на основе СТО Газпром добыча Уренгой, вариант № 1 на 205 млн руб. прибыльнее исходя из расчета на 1 год.

В ходе работы с помощью программного обеспечения FracPRO были созданы дизайны трещин, проведено гидродинамическое моделирование и технико-экономический анализ. В итоге представлены 5 возможных вариантов проведения ГРП.

При варианте проведения гидроразрыва селективно на пласты $Ач_3$ и $Ач_4$ скважины ХА17 массой 200 и 100 тонн проппанта соответственно удается достичь максимальных технологических и экономических показателей, чем при приобщении пластов или многостадийном ГРП, благодаря созданию индивидуальных протяженных высокопроводящих трещин в каждом из объектов. ●

ФАКТЫ

tNavigator – гидродинамический симулятор компании RFD, выполнивший расчеты показателей добычи газа

FracPro – симулятор, в котором были спроектированы дизайны трещин, проведено гидродинамическое моделирование и технико-экономический анализ

Литература

1. *Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения [Текст] / Отчет о НИР ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2011.*
2. *СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-234-2019 «Порядок выбора методов первичной и повторной интенсификации притока для обеспечения максимальной продуктивности скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения». – Новый Уренгой, 2019.*
3. *Соколов В.К. Проблемы выработки запасов сложно построенных низкопроницаемых коллекторов (На примере Ачимовской толщи Тагринского месторождения) [Текст] / В.К. Соколов, Д.А. Киселев А.Е. Кузнецов, А.Ю. Сминов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10 – С. 5–9.*
4. *Алексеев А. Методы прогноза и оценки свойств пласта в условиях его разработки с помощью технологии ГРП SPE-191679-18RPTC-RU [Текст] / А. Алексеев // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE / Москва, 15–17 октября 2018. – 13 с.*
5. *Кривова, Н. Р. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин [Текст] / Н.Р. Кривова, Д.С. Решетников, К.В. Федорова, С.В. Колесник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №5 – С. 52–57.*
6. *Расширение границ многостадийного гидроразрыва пласта с применением ГНКТ на Новопортовском месторождении SPE-191719-18RPTC-RU / А. Белова [и др.] // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE [Текст] / Москва, 15-17 октября 2018. – 8 с.*
7. *Дияшев И.Р. Супер-ГРП на Яраверском месторождении [Текст] / И.Р. Дияшев, А.А. Смаровозов, М.Р. Гиллард // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №7 – С. 44–48.*
8. *Повышение рентабельности разработки ТРИЗ методом гидроразрыва. Опыт в Ачимовской толще Приразломного месторождения SPE-191722-18RPTC-RU / А. Сердюков [и др.] // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE [Текст] / Москва, 15–17 октября 2018. – 12 с.*
9. *Первое в России массовое применение кластерной технологии ГРП в горизонтальных скважинах SPE-187932-RU / А. Юдин [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE [Текст] / Москва, 16–18 октября 2017 – 9 с.*
10. *Елисеев, П. И. Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта [Текст] / П.И. Елисеев, А.Н. Шорохов, А.В. Языков, П.М. Команько // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 22–24.*
11. *Русмиленко В. Э., Совершенствование методов проектирования и анализа результатов гидравлического разрыва ачимовских пластов Уренгойского НГКМ [Текст] / Русмиленко В.Э., Харькин Д.А., Конева И.А. // Научно-парктические исследования. – 2018. – №2 (11) – С. 65–70.*
12. *tNavigator: Техническое руководство [Текст] – Март 2018. – 2541 с.*
13. *Пономарева И. А. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений [Текст]: учеб. пособие / И.А. Пономарева, Н.А. Еремин, Ю.Г. Богаткина – М.: Наука М, 2010. – 112 с.*

KEYWORDS: *Urengoy oil and gas condensate field, Achimov deposits, hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing modeling, hydrodynamic simulator.*

СДЕЛАНО В РОССИИ

Завершено сооружение самой мощной в стране установки серной кислоты

НА ЗАВОДЕ ПАО «ФОСАГРО» В ГОРОДЕ ЧЕРЕПОВЦЕ ЗАПУЩЕНА ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ И САМАЯ МОЩНАЯ В РОССИИ УСТАНОВКА ПО ПРОИЗВОДСТВУ СЕРНОЙ КИСЛОТЫ. ПРОЕКТ ВЫПОЛНЕН УЧЕНЫМИ ВЕДУЩЕГО В НАШЕЙ СТРАНЕ ИНСТИТУТА, СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩЕГОСЯ НА ТЕХНОЛОГИЯХ ПЕРЕРАБОТКИ ФОСФАТНОГО СЫРЬЯ, АО «НИУИФ ИМ. САМОЙЛОВА», СОВМЕСТНО С ООО «КОКСОХИММОНТАЖ-ПРОЕКТ», А СТРОИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНЫ СПЕЦИАЛИСТАМИ АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» – ПРЕДПРИЯТИЯ С БОЛЕЕ ЧЕМ ДЕВЯНОСТОЛЕТНИМ ОПЫТОМ ПРОМЫШЛЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

ONE OF THE WORLD'S LARGEST AND MOST POWERFUL SULFURIC ACID PRODUCTION UNITS WAS LAUNCHED AT THE PHOSAGRO PLANT IN THE CITY OF CHEREPOVETS. THE PROJECT WAS CARRIED OUT BY SCIENTISTS OF JSC "NIUF NAMED AFTER SAMOILOV", THE LEADING INSTITUTE IN OUR COUNTRY SPECIALIZING IN TECHNOLOGIES FOR PROCESSING PHOSPHATE RAW MATERIALS, TOGETHER WITH LLC" KOKSOKHIMMONTAZH-PROJECT", WHILE CONSTRUCTION WORK WAS CARRIED OUT BY SPECIALISTS OF TRUST KOKSOKHIMMONTAZH JSC, AN ENTERPRISE THAT HAS EXPERIENCE IN INDUSTRIAL CONSTRUCTION FOR MORE THAN NINETY YEARS

Ключевые слова: *производство серной кислоты, наилучшие доступные технологии, сырье для минеральных удобрений, российские разработки, неэнергетический экспорт.*

УДК 661.25

Бачурин Алексей
руководитель дирекции КХМ-Череповец

Создавая новое

В конце 2017 года АО «Трест Коксохиммонтаж» и АО «Апатит», входящий в череповецкий химический кластер Группы «ФосАгро», заключили контракт на реализацию проекта установки производства серной кислоты мощностью 3300 тонн в сутки.

Согласно контракту, выполнение всего комплекса мероприятий – от разработки, проектирования, выбора и поставки основного оборудования, входного контроля, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ до ввода объекта в эксплуатацию – взял на себя «Трест Коксохиммонтаж».

До этого в России ничего подобного не строили, да и зарубежные аналоги исчисляются единицами. При этом требования к новому объекту предъявлялись самые высокие. Задачу усложняли также факторы, обусловленные местоположением объекта: специфика местности, сезонные перепады температур, сложные грунты, – все это заставляло искать неординарные решения на каждом этапе строительства.

Проектированием установки занимались российские специалисты – ООО «Коксохиммонтаж-проект» и АО «НИУИФ им. Самойлова». Строительству предшествовала большая исследовательская, научная и инженерная подготовка. Для ускорения строительного процесса на площадке работали два крупнотоннажных подъемных крана, это позволило перекрывать до 70% производственной территории с одной точки.

Специалисты «Треста Коксохиммонтаж» решали возникающие задачи, по возможности адаптируя аналогичные методы возведения некоторых узлов подобных объектов под местные условия, но чаще предлагали совершенно новые решения. Строители не только впервые применили их на практике, многое создавалось непосредственно на самой строительной площадке.

За время строительства было смонтировано **3100 тонн** технологического оборудования, проложено **27,5 км** трубопроводов и **350 км** кабеля, выполнено **15 600 м³** бетонных работ и **148 000 м²** антикоррозионных работ

Для реализации проекта было создано уникальное оборудование. Большая часть была изготовлена российскими производителями на заводах Белгорода, Тамбова и Ярославля.

Установка-миллионник с минимальной эмиссией

При создании агрегата применялись наилучшие доступные технологии, разработанные профильными научными центрами страны. Решения, предложенные российскими учеными, позволили существенно повысить энергоэффективность агрегата и минимизировать нагрузку на окружающую среду. Вырабатываемый в процессе производства серной кислоты водяной пар используется при производстве электроэнергии на заводской ТЭЦ. В итоге потребление природного газа можно снизить, в результате чего уменьшится углеродный след в продукции компании.

Мощность агрегата – 3300 тонн продукции в сутки, а в год – 1,1 миллиона тонн. На сегодняшний день это самая мощная в стране и одна из самых производительных установок в мире.

Возможности для несырьевого импорта

Серная кислота находит активное применение в ряде отраслей: металлургической, лакокрасочной, нефтегазовой, но в первую очередь – в производстве минеральных удобрений. Поэтому независимые эксперты сошлись в высокой оценке проделанной «Трестом Коксохиммонтаж» работы по созданию мощной установки производства серной кислоты, что открывает новые возможности для отечественной индустрии.

Заместитель председателя правительства РФ Юрий Борисов заявил:

> *«Отрасль минеральных удобрений за последние 7 лет инвестировала в развитие свыше 1,3 триллиона рублей, нарастив выпуск продукции на 40% и выйдя по этому показателю на второе место в мире... Новая установка позволит нарастить объемы и расширить ассортимент выпускаемых удобрений. От этого выиграет весь российский агропром по всей цепочке от руды до еды. Укрепится продовольственная безопасность нашей страны».*

Он также добавил, что в свете поставленной президентом РФ цели удвоить несырьевой неэнергетический экспорт к 2024 году отечественной индустрии минеральных удобрений важно удержать позиции на мировых рынках. Этому в немалой степени будет способствовать производство в России всех необходимых компонентов.

Говоря о реализованном «Трестом Коксохиммонтаж» проекте, генеральный директор ПАО «ФосАгро» Андрей Гурьев заявил, что пуск агрегата является завершением масштабной программы развития Череповецкого производственного комплекса компании и выразил благодарность за добросовестный труд, командную работу и профессионализм непосредственным участникам строительства: проектировщикам, строителям, монтажникам, поставщикам оборудования, заводчанам.

В свою очередь, генеральный директор АО «Трест Коксохиммонтаж» Сергей Фуфаев отметил:

> *«Для всей отрасли промышленного строительства важно, что возведение сложнейшего индустриального объекта выполнено исключительно силами российских строителей, при этом и проектирование объекта и изготовление уникального крупнотоннажного оборудования осуществляли также отечественные компании. Сооружение такой установки – это серьезный шаг в развитии для всей российской промышленности, и он подтверждает возможности российских строительных компаний».*

Keywords: *sulfuric acid production, the best available technologies, raw materials for mineral fertilizers, Russian developments, non-energy exports.*

РАЗРАБОТКА ЛАЗЕРНОЙ СКАНИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

для автоматизации процесса замера длины скважин

Азмамбетова Эльвина Андреевна
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», МГРИ

Машкова Анастасия Михайловна
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», МГРИ, проректор по международной деятельности и региональному сотрудничеству, к.и.н.

Соловьев Николай Владимирович
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», МГРИ, заведующий кафедрой современных технологий бурения скважин, д.т.н., профессор

Щербакова Ксения Олеговна
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», МГРИ, преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин

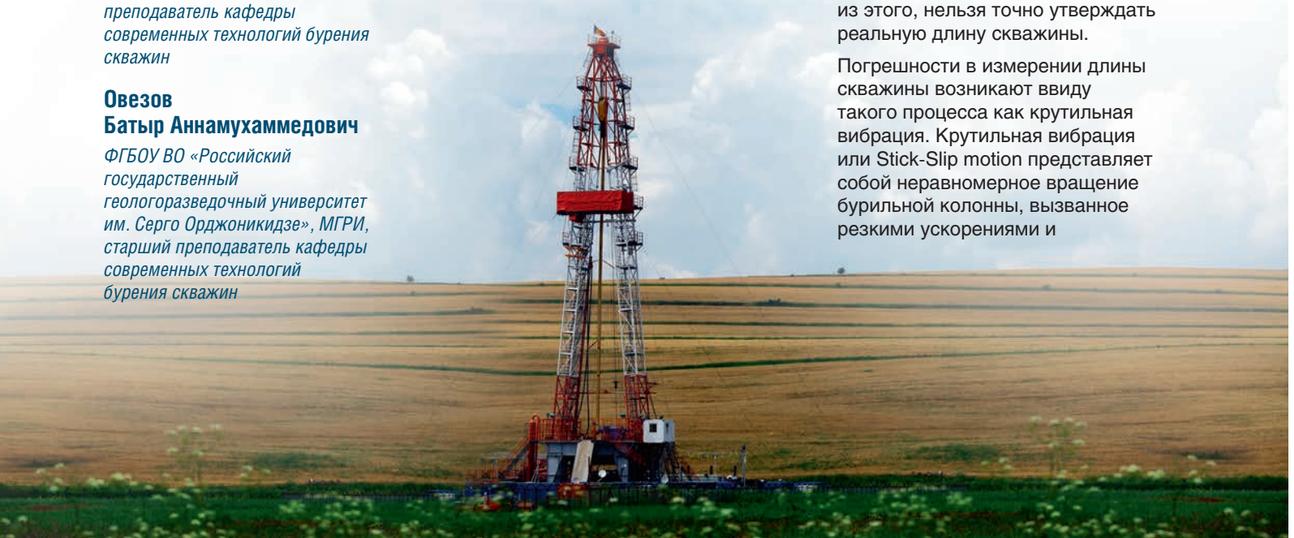
Овезов Батыр Аннамухаммедович
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», МГРИ, старший преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин

В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СУЩЕСТВУЕТ ТАКАЯ ПРОБЛЕМА, КАК ПОГРЕШНОСТЬ В ИЗМЕРЕНИИ ГЛУБИНЫ СКВАЖИНЫ, ВОЗНИКАЮЩАЯ ИЗ-ЗА КРУТИЛЬНОЙ ВИБРАЦИИ ИЛИ STICK-SLIP MOTION. ПРИ КРУТИЛЬНОЙ ВИБРАЦИИ ПРОИСХОДИТ НЕРАВНОМЕРНОЕ ВРАЩЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ВЫЗВАННОЕ РЕЗКИМИ УСКОРЕНИЯМИ И ЗАМЕДЛЕНИЯМИ ПРИ ЕЕ ВРАЩЕНИИ, ЧТО ВЛИЯЕТ НА БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ И ДЕФОРМИРУЕТ ИХ. НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ ПРЕДЛАГАЮТ СВОИ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ, НО ЭТИ МЕТОДЫ ОБЛАДАЮТ РЯДОМ СУЩЕСТВЕННЫХ НЕДОСТАТКОВ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ЭТИ НЕДОСТАТКИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЮТ СОБСТВЕННОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, THERE ARE PROBLEMS SUCH AS INACCURACIES IN BOREHOLE DEPTH MEASUREMENTS DUE TO TORSIONAL VIBRATION OR STICK-SLIP MOTION. TORSIONAL VIBRATION CAUSES UNEVEN ROTATION OF THE DRILL STEM, CAUSED BY SHARP ACCELERATIONS AND DECELERATIONS DURING ITS ROTATION, WHICH AFFECTS THE DRILL PIPES AND DEFORMS THEM. OILFIELD SERVICE COMPANIES OFFER THEIR OWN METHODS OF SOLVING THIS PROBLEM, BUT THESE METHODS HAVE A NUMBER OF SIGNIFICANT DEFICIENCIES. THE AUTHORS OF THE ARTICLE CONSIDER THESE SHORTCOMINGS, AND OFFER THEIR OWN SOLUTION TO THE PROBLEM

Ключевые слова: *погрешность, глубина, автоматизация скважины, буровая установка, крутильная вибрация.*

УДК 004



В нефтегазовой отрасли замеры буровых труб в процессе бурения скважины являются неотъемлемой частью бурового процесса. На сегодняшний день практически все буровые бригады производят замеры буровых труб до начала бурения скважины и в процессе бурения оперируют имеющимися данными, несмотря на то, что по процедуре замеры должны производиться после каждой спуско-подъемной операции. Таким образом, происходят нарушения процедуры ввиду человеческого фактора. Исходя из этого, нельзя точно утверждать реальную длину скважины.

Погрешности в измерении длины скважины возникают ввиду такого процесса как крутильная вибрация. Крутильная вибрация или Stick-Slip motion представляет собой неравномерное вращение бурильной колонны, вызванное резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении. Долото приостанавливается (длительностью порядка десятых долей секунды) с равной периодичностью, что вызывает рост крутящего момента и скручивание всей колонны, где и происходит деформация бурильных труб. При превышении момента скручивания над моментами сопротивления резания породы и момента сил трения о стенки скважины происходит резкое ускорение долота – проскальзывание, когда его угловая скорость резко возрастает (в 2–3 раза). Длительность такого процесса может достигать нескольких секунд, а максимальная интенсивность колебаний происходит в нижней части колонны [4]. Таким образом, приведенная выше ситуация требует обязательного выполнения замеров бурильных труб после подъема из скважины на поверхность, что зачастую не происходит.

Чаще всего крутильная вибрация возникает при неверно подобранном режиме бурения, когда при слишком большой осевой нагрузке и малой скорости вращения вооружение долота сильно заглубляется в породу за один оборот [5]. Также следует отметить, что вероятность появления крутильной вибрации увеличивается с ростом глубины и зенитного угла скважины, а также при прохождении твердых пропластков. Это подчеркивает важность соблюдения процедуры замеров бурильных труб при каждой спуско-подъемной операции.

РИС. 1. Интерфейс хост-программы

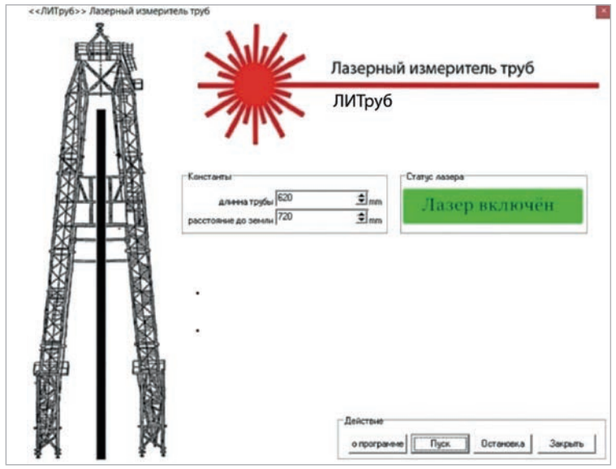


РИС. 2. Расположение лазерного измерителя на экспериментальном стенде

Сегодня крупные игроки рынка систем автоматизации уже задумываются о путях решения проблемы, связанной с замером длины скважин, и внедряют новые технологии для улучшения существующих процессов, которые зачастую являются мануальными. Распространенными технологиями измерения глубины скважин являются:

- Способ определения глубины скважины с применением цилиндрической мерной базы [1];
- Способ измерения длины колонны длинномерных тел, соединяемых между собой и спускаемых в скважину канатной лебедкой, снабженной измерителем веса [2];
- Способ измерения глубины скважины, который состоит в том, что в скважину на каротажном кабеле спускают геофизический прибор [3].

Общими для перечисленных способов недостатками являются:

- остановка процесса бурения, что влечет экономические потери предприятия, простой скважины;
- ошибки измерения длины кабеля (каната) при спуске длинномерных тел, соединяемых в колонну, связанные с непрерывностью процесса подсчета числа оборотов мерных роликов и невозможностью исключения из процесса измерения обязательных возвратно-поступательных движений насосно-компрессорных труб (НКТ) при формировании трубной колонны;
- ошибки измерения, связанные с проскальзыванием кабеля на мерных базах из-за загрязнения его поверхности в процессе эксплуатации;
- ошибки измерения длины колонны, возникающие из-за увеличения длины колонны НКТ под воздействием собственного значительного веса и возможного температурного расширения.

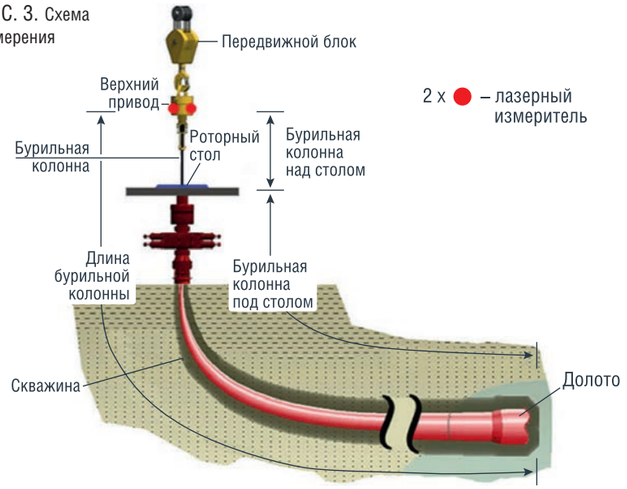
Эти недостатки приводят к существенному ухудшению точности измерения длины колонны при спуске ее в скважину и в конечном счете не позволяют точно доставить закрепленное на нижнем конце колонны устройство на заданную глубину.

Также необходимо отметить увеличение доли направленного бурения и повышение сложности скважин. В свою очередь, это приводит к увеличению количества скважин с бóльшим отходом. Бурение нефтяных скважин со сложной геологической структурой приводит к необходимости применения точных методов определения длины скважины и требует высокой точности расчета профиля скважины.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается внедрение технологии лазерного измерения, так как применение лазерных измерителей наиболее целесообразно ввиду их точности, скорости измерения и модульности.

Предлагаемая разработка состоит из двух частей: лазерного

РИС. 3. Схема измерения



измерителя и хост-программы для увеличения точности замеров длины буровых труб.

Хост-программа (рис. 1) является универсальной, то есть может быть интегрирована в существующее программное обеспечение, или использоваться самостоятельно. Также в нее могут интегрироваться все данные, которые задействованы в датчиках. Лазерный измеритель, в свою очередь, находится на верхнем приводе и измеряет при свинчивании и развинчивании длину буровой трубы/свечи с помощью лазерного дальномера.

Эффективность разработки заключается в том, что технология полностью автоматизирована, что исключает вовлеченность персонала, то есть ошибки, обусловленные человеческим фактором, при замерах длины буровых труб. Это существенно снижает временные затраты, а также применение лазерных измерителей позволяет снизить погрешность и рассчитать длину с точностью до 1 мм.

ЛИТруб повысит точность замеров (длины труб) в 10^3 раз и снизит когнитивную нагрузку на буровую бригаду.

Основные технические характеристики разработки:

1. Длина измерений: до 100 метров;
2. Погрешность: длины до 30 м: +/-0,5 мм; длины до 100 м: +/-1 мм;
3. Скорость измерения – до 5 секунд;
4. Максимальные габариты: 250×84×60 мм.

Внедрение данной разработки на буровых установках имеет следующие преимущества: во-первых, повышается точность замера бурильных труб в 10^3 раз, а значит, и глубины скважины; во-вторых, исключение человеческого фактора путем замены его на аппаратный комплекс, следовательно, увеличится скорость работы; в-третьих, предложенная хост-программа легко внедряется в уже существующее ПО, а также она проста в использовании, поэтому не требуется дополнительного обучения в ее применении.

Описываемый аппаратный комплекс доказал свою эффективность на лабораторной модели, изображенной на рисунке 4.

Разработка справляется с передачей информации с высокой скоростью.

Созданный аппаратный комплекс будет широко использоваться ввиду своих преимуществ, а также будет способствовать автоматизации процесса. Автоматизация рабочих операций – это общемировой тренд. Концепция максимальной автоматизации буровых установок позволяет осуществлять большинство рабочих операций процесса бурения с наилучшими эксплуатационными показателями. Функции рабочих на буровом полу ограничиваются. Таким образом, для эксплуатации буровых установок требуется буровая бригада меньшей численности, чем для традиционных буровых установок. Это называется работа «без рук», где описываемый аппаратный комплекс ЛИТруб весьма необходим. ●

Литература

1. *Заявка на изобретение №2014119047/03 от 12.05.2014, опубл. 20.11.2015, Бюл. № 32.*
2. *Патент РФ №2187638, опубл. 20.08.2002, Бюл. № 23.*
3. *С.Г. Комаров Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1973, с. 272–278.*
4. *Снижение вибрационной нагрузки на породоразрушающий инструмент и элементы КНБК путем применения демпфирующего перводника // Специализированный журнал Бурение & Нефть. 2017. № 6. URL: https://burneft.ru/archive/issues/2017-06/44.*
5. *Юнин Е.К. К вопросу предотвращения вибраций бурильной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 12. С. 6–10.*

KEYWORDS: *error, depth, well automation, drilling rig, torsional vibration.*

Оптовая продажа топлива от 4,5 тонн

Доставка на ваш объект и самовывоз

Проверенное качество продукции

Онлайн-управление закупками топлива 24/7 в личном кабинете

Заключите договор поставки за 10 минут на promo.gpn-trade.ru

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОДАЖИ

ООО «Газпромнефть - Региональные продажи» (ИНН 4703105075)

РЕКЛАМА

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ТРАДИЦИОННОЙ ОТРАСЛИ

ЗАВЕРШАЮЩИЙСЯ 2021 ГОД БЫЛ НЕОДНОЗНАЧНЫМ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, НО НАУКОЕМКИЕ КОМПАНИИ ПРОДОЛЖАЛИ СВОЮ РАБОТУ, ПРИУМНОЖАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ УСПЕШНОЕ РАЗВИТИЕ ОТРАСЛИ. КАКИЕ ЦИФРОВЫЕ НОВИНКИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ?

THE END OF 2021 WAS A MIXED SUCCESS YEAR FOR THE OIL AND GAS SECTOR, BUT KNOWLEDGE-INTENSIVE COMPANIES CONTINUED THEIR WORK, MULTIPLYING THE TECHNOLOGICAL POTENTIAL THAT ENSURES THE SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY. WHAT DIGITAL INNOVATIONS ARE OFFERED BY RUSSIAN COMPANIES FOR THE PRODUCTION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS?

Ключевые слова: *добыча, транспортировка, цифровизация, геологоразведка, промысловые испытания.*

УДК 004

Евгений Малявко

технический директор ГеоСплит

– Какие качественные изменения произошли в технологии GEOSPLIT за 2021 год, что нового предлагаете заказчикам и партнерам?

– Каждый год ГеоСплит совершает мощный эволюционный скачок в развитии технологий, команды и бизнеса в целом. 2021 год – это очередной рубеж, пройденный нами от стартапа к международной цифровой нефтесервисной компании, работающей по самым высоким стандартам качества.

В этом году мы существенно повысили качество портфеля предлагаемых продуктов и услуг. У нас появились новые решения в области динамического маркерного мониторинга не только в сегменте Upstream, но и в Midstream, основанного на применении маркеров в задачах трубопроводного транспорта углеводородов, подземного хранения газа и преимущественно «зеленой» энергетики.

Современные реалии требуют активного развития Digital-направлений. Данные, получаемые с помощью нашей технологии, бесспорно повышают качество цифровых моделей нефтегазовых объектов. В 2021 году мы полностью перешли на собственную цифровую платформу, которая не только автоматизирует наши бизнес-процессы, но и интегрирует данные маркерного мониторинга с геолого-промысловой информацией, применяет алгоритмы расширенного анализа и, по сути, реализует функцию поддержки принятия решений при оперативном контроле, регулировании и оптимизации системы разработки.

Знаковым событием года было успешное прохождение сертификации технологии в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. По результатам комплексной экспертизы технология GEOSPLIT признана современным отраслевым стандартом проведения промыслово-геофизических исследований и рекомендована к применению в задачах контроля и управления добычей и разработкой.

– Какие самые значимые проекты команда ГеоСплит реализовала в 2021 году? Как технология адаптируется для каждого проекта?

– 2021 год ознаменовался расширением сотрудничества с нефтегазовыми мейджорами как в России, так и за рубежом. По каждому новому проекту мы выстраивали индивидуальный подход и стратегию, подстраиваясь под конкретные задачи заказчиков.

К наиболее значимым проектам в периметре российского региона можно отнести успешное маркирование шести оффшорных горизонтальных и многозабойных скважин на Северном Каспии. Динамический мониторинг профиля притока по каждой из них будет продолжаться в течение пяти лет.

Не менее важен для нас комплексный проект по оптимизации системы разработки крупного месторождения Западной Сибири на основе данных динамического маркерного мониторинга. Месторождение имеет сложную геологию, его запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. На одном из участков мы одновременно применили три разных подхода к геолого-промысловому обоснованию регулирования системы разработки – геолого-гидродинамическое моделирование, нейросетевые технологии машинного обучения и традиционный статистический

анализ. Во всех трех подходах были использованы данные ГеоСплит. Мы стали лучше понимать преимущества и недостатки каждого из этих подходов, чтобы адресно применять ту или иную стратегию в будущих проектах.

В условиях другого месторождения технология GEOSPLIT впервые использована для решения задач в области проектирования систем разработки. Заказчик на одном участке пробурил горизонтальные стволы в разных направлениях относительно регионального стресса напряжений. С помощью нашей технологии для каждой скважины были получены данные, характеризующие равномерность выработки запасов в зависимости от азимутального направления проходки, тем самым была обоснована дальнейшая стратегия горизонтального бурения и выбора оптимальной системы разработки.

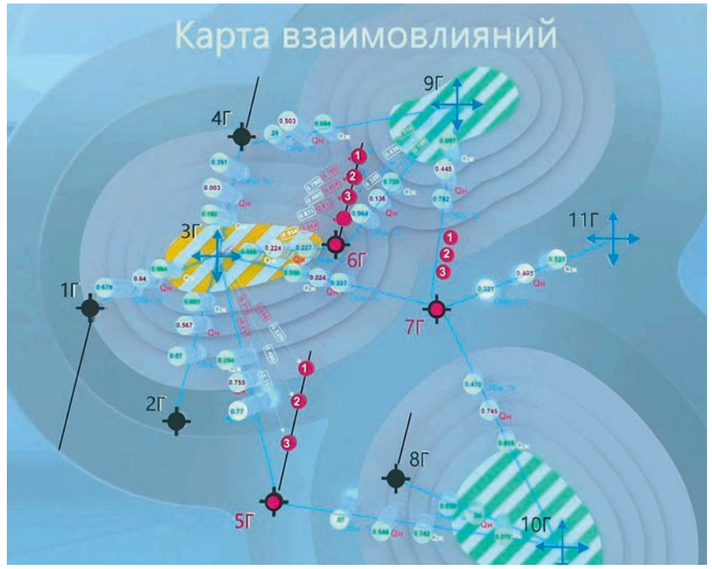
В этом году было проведено большое количество работ по промысловым испытаниям технологии, в том числе при сравнении с традиционными методами промыслово-геофизических исследований. Нефтяных скважин, в которых сравнивались две независимые системы ПГИ, было более десяти. При наших опасениях, что на информативность такого эксперимента могут влиять неконтролируемые параметры, все испытания по верификации прошли успешно, о чем мы можем заявить с особой гордостью.

> Профессиональные компетенции команды ГеоСплит позволяют реализовать концепцию «диагносты + врачи». Мы проводим не только диагностику и мониторинг состояния исследуемого объекта, но и разрабатываем и обосновываем «рецепт» повышения его технологической и экономической эффективности

Из значимых международных проектов хотелось бы отметить динамический маркерный мониторинг скважины с 55-стадийным гидроразрывом пласта. Это своего рода абсолютный рекорд и для нас, и для заказчика, так как скважина имеет длину горизонтального ствола более четырех километров и является самой протяженной в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Кстати, в этом году стартовали наши оффшорные проекты в Китае и на Ближнем Востоке. Здесь надо отдать должное международной команде ГеоСплит, которая в реализации высокотехнологичных проектов уже «перехватывает инициативу» у российских коллег.

– Какова экономическая эффективность для недропользователей от внедрения технологии динамического маркерного мониторинга?

– Профессиональные компетенции команды ГеоСплит позволяют реализовать концепцию, которую мы называем «диагносты + врачи». Мы проводим не только диагностику и мониторинг состояния исследуемого объекта, но и разрабатываем и обосновываем «рецепт» повышения его технологической



– Кризис заставляет нас быть более сильными и конкурентоспособными. Отчасти – это наиболее благоприятное время для развития инновационной бизнес-среды, так как происходит ускоренный переход от устаревшего или неэффективного к более передовому и современному.

Планы по развитию продуктового портфеля на 2022 год – запуск оптимизационного модуля в нашем программном обеспечении по регулированию системы разработки на основе данных динамического мониторинга, выпуск новых продуктов в области маркирования нефтегазовых скважин для снижения их обводненности, дальнейшая сертификация наших продуктов и услуг в российских и международных системах, новые горизонты сотрудничества с экспертным сообществом.

и экономической эффективности функционирования. Идея состоит в том, что дополнительная добыча нефти существенно возрастает при массовом маркировании горизонтальных скважин, когда в пределах одного месторождения формируется единая система информационно-измерительного контроля и мониторинга за добычей и разработкой.

Если говорить о цифрах, то приведу примеры двух месторождений. На одном участке при маркировании 5 горизонтальных скважин была получена дополнительная добыча более 2000 тонн нефти. На другом месторождении была оптимизирована длина бурения горизонтальных стволов, за три года экономический эффект составил более 200 млн руб. Цифры впечатляющие, но я целиком и полностью уверен, что потенциал использования наших данных далеко не исчерпан.

– С какими проблемами обращались к Вам заказчики в 2021 году, и как технология GEOSPLIT помогла в их решении?

– Сейчас мы четко представляем спектр задач, которые могут быть решены на основе данных нашей технологии. Задачи по мониторингу прорывов нецелевого флюида (воды или газа), выравниванию профиля притока и локализации остаточных запасов по горизонтальному стволу уже давно являются для нас стандартными. Амбициозными задачами являются оценка эффективности системы ППД и ее влияния на работу исследуемых горизонтальных скважин, обоснование оптимальной длины горизонтальных стволов, количества и ориентации трещин ГРП, создание прогнозных моделей. Их решение требует комплексного анализа и выработки адресной методологии в границах каждого конкретного геологического участка.

Одним из направлений, которому мы уделяем особое внимание, является повышение качества моделирования в трех ключевых аспектах применения наших данных – ГРП, гидродинамическое и нейросетевое моделирование. Получаемые данные решают эту задачу.

– Какие задачи стоят перед командой ГеоСплит на 2022 год? Будет ли совершенствоваться технология и влияет ли кризис на это?

> Мы не останавливаемся на достигнутом, скорее наоборот – набираем темпы и «мышечную массу», чтобы через пару лет стать не только российским, но и мировым лидером в области исследований нефтегазовых объектов методами маркерной диагностики

Отдельной повесткой стоит применение маркеров в задачах перехода к «зеленой» энергетике. Все больше корпораций и научно-исследовательских институтов занимаются вопросами снижения промышленных выбросов и углеродного следа. Мы видим большой потенциал в применении квантовых маркеров для оценки эффективности утилизации углекислого газа и закачки в пласт дымовых газов. В этом направлении сейчас ведутся активные разработки. Решения будут представлены рынку в 2022 году.

Таким образом, мы не останавливаемся на достигнутом, скорее наоборот – набираем темпы и «мышечную массу», чтобы через пару лет стать не только российским, но и мировым лидером в области исследований нефтегазовых объектов методами маркерной диагностики. Самые важные дела нас ждут впереди. ●

Keywords: *mining, transportation, digitalization, geological exploration, field testing.*

Современный и стильный салон, простор с большой высотой потолка, ровный пол и отличные летные характеристики.

Откройте для себя Cessna Citation Latitude — абсолютного лидера по продажам в сегменте самолетов среднеразмерной кабины.

EASTUNION Business Aviation

Beechcraft Cessna TEXTRON AVIATION AUTHORIZED SALES REPRESENTATIVE

ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам самолетов Cessna в России и СНГ
+7 (495) 269-02-10
reception@eastunion.ru

Eastunion.ru

Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

УДК 622.692.2

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

при горячей перекачке нефти

Чухарева Наталья Вячеславовна
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, отделение нефтегазового дела, доцент, к.х.н.

Шахметов Игорь Николаевич
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, отделение нефтегазового дела

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕНО МОДЕЛИРОВАНИЕ КОМПЕНСАЦИОННЫХ БЛОКОВ С П-ОБРАЗНЫМ И ТРАПЕЦИЕВИДНЫМ КОМПЕНСАТОРАМИ, УСТАНОВЛЕННЫМИ НА ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННОМ УЧАСТКЕ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА. ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ANSYS РАССЧИТАНЫ ПРОЧНОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАССМАТРИВАЕМЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПОД ВЛИЯНИЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОДОГРЕТОЙ НЕФТИ. ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАЦИОННОГО БЛОКА

THE PAPER PRESENTS COMPENSATIONS UNITS MODELLING WITH U-SHAPED AND TRAPEZOIDAL FORMS THAT IS INSTALLED ON A LINEARLY EXTENDED SECTION OF THE ABOVE-GROUND PIPELINE. THE STRENGTH PARAMETERS OF THE CONSIDERED CONSTRUCTIONS WERE CALCULATED USING THE ANSYS SOFTWARE PRODUCT. IT WAS DETERMINED DEPENDING ON THE TEMPERATURE OF THE HEATED OIL. THE MAIN FACTORS FOR CHOOSING THE OPTIMAL COMPENSATION FORM HAVE BEEN DETERMINED

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, нефть, горячая перекачка, надземная прокладка, компенсатор, напряженно-деформированное состояние, металлоемкость, гидравлические потери.*

Расширяющие объемы добычи углеводородного сырья северных регионов РФ ставят серьезные задачи при выборе технологий сбора, подготовки, транспорта и хранения с учетом обеспечения длительного эксплуатационного ресурса оборудования и трубопроводов (ТП). Влияние сурового климата формирует ряд вопросов на стадии проектирования сложных технических объектов, что отражено в нормативно-технической документации в виде ограничений и специальных требований [1–6]. Вместе с тем, прокладка ТП на участках распространения многолетнемерзлых (ММГ) и пучинистых грунтов требует соблюдения условий сохранения стабильного проектного положения [7, 8]. Если не исключить развитие осложняющих процессов, то они могут негативно повлиять как на целостность изоляционных покрытий, так и на напряженно-деформированное состояние (НДС) стенки труб. Поэтому основным способом прокладки таких участков выбирают надземный. Данный метод позволяет минимизировать риски возникновения указанных осложнений.

Особое внимание следует уделять участкам, по которым планируется перекачка высокотемпературной продукции заданных реологических параметров. Речь идет о нагретой нефти. При этом вынужденное обустройство линейной части пунктами путевого подогрева, согласно [9], дополнительно подтверждает целесообразность надземного строительства.

Как показывает практика, реализация технических решений надземных участков (НУ) трубопроводов невозможна без применения специальных компенсационных блоков (КБ) различной конструкции. Они позволяют нивелировать деформацию стенок, возникающую вследствие градиента температурных полей на стадии эксплуатации объекта транспорта. Важно выбрать оптимальные геометрические параметры КБ. Исходя из этого, возникает потребность оценки изменения их прочностных характеристик под влиянием термобарических условий с применением современных методов инженерного анализа.

В связи с указанным выше, целью работы является выбор оптимальной конструкции компенсаторов линейно-протяженных надземных участков нефтепроводов при горячей перекачке.

ФАКТЫ

Технические решения

надземных участков трубопроводов невозможно реализовать без применения специальных компенсационных блоков, позволяющих нивелировать деформацию стенок, возникающую вследствие градиента температурных полей на стадии эксплуатации

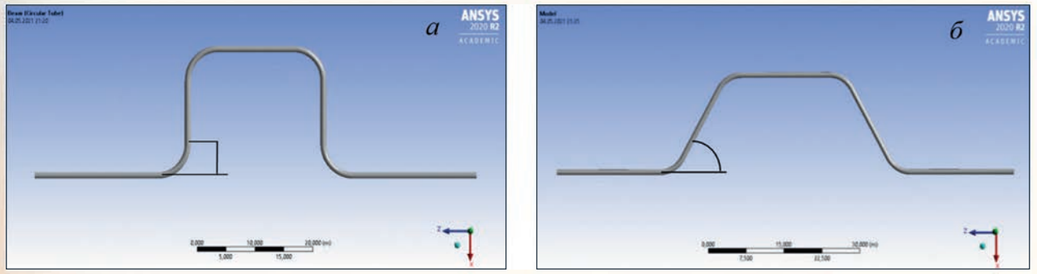
Аналитический обзор свидетельствует, что основными типами конструкций, применяемыми при проектировании и строительстве НУ ТП, являются П-, Г-, Z-образный компенсаторы [6]. Значительно реже встречается и трапециевидная форма, которая использована в проекте северных трубопроводных систем, одними из которых являются участки магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе», о чем свидетельствуют данные [10]. Поэтому принятие требуемого оптимального варианта является сложной инженерной задачей, которая всегда будет базироваться на учете прочностных характеристик конкретной конструкции. Специфической особенностью является отсутствие методик аналитического расчета для конструкций трапециевидного типа [11], что осложняет теоретическое обоснование выбора.

Рассмотрим Z- и Г-образные КБ. Известно, что их применение обуславливает наличие естественных и искусственных препятствий, таких как пересечение русел небольших рек, оврагов, районов горных выработок и оползней, а также наличие мест выхода из-под земли участков ТП на поверхность и наоборот [12, 13]. Для установки П-образных и трапециевидных форм оптимальны линейно-протяженные НУ ТП без дополнительных

ТАБЛИЦА 1. Параметры проектируемого трубопровода

Параметр	Единица измерения	Значение
Диаметр нефтепровода	мм	1020
Толщина стенки трубы	мм	16
Рабочее давление	МПа	5
Температура подогрева нефти	°С	60
Марка стали / класс прочности		09Г2БФ / К56 *модуль упругости – 2,06·10^5 МПа; коэффициент Пуассона – 0,3; коэффициент температурного расширения – 1,2·10^{-5} 1/град; предел текучести – 410 МПа; предел прочности – 550 МПа*

РИС. 1. Геометрические модели компенсационных блоков



а – модель 1 с П-образным компенсатором; б – модель 2 с трапециевидным компенсатором

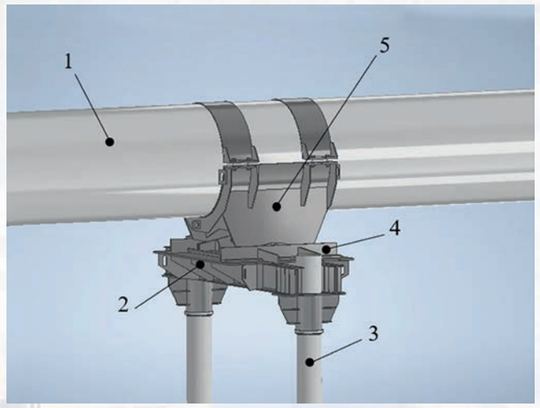
специфических условий. И так как исходным объектом исследования в данной работе являются именно такие участки, обеспечивающие перекачку «горячей нефти» (табл. 1), то проведем обоснование выбора для двух последних форм компенсаторов.

Для решения указанной задачи необходимо провести оценку изменения напряженно-деформированного состояния КБ под влиянием температуры перекачиваемой среды. Применим метод конечных элементов, который реализован в программном комплексе ANSYS. Такой подход позволяет проанализировать различные конструктивные формы, примеры которых представлены на рис. 1. Проектирование моделей предполагало установку КБ на прямолинейных участках одинаковой длины. Данные объекты включали в себя 10 трубных секций, каждая из которых имела протяженность 11,7 м.

При расчете НДС температурный диапазон нагретой нефти находился в пределах от 50 до 70 °С. Шаг изменения температуры составлял 10 °С при постоянном рабочем давлении перекачиваемой среды.

Из литературного обзора известно [1, 2], что строительство НУ ТП на участках распространения ММГ проводят преимущественно в зимний период. Поэтому принималось, что сварку трубных секций при монтаже конструкций проводили при температуре минус 20 °С, которая являлась исходной в расчетной модели. Величина напряжений в пустом трубопроводе равнялась нулю. В момент запуска ТП под воздействием перекачиваемой среды «нулевое состояние» напряжений начинает изменяться из-за возникающих поперечных и продольных деформаций. При этом последние, согласно [14], оказывают большую степень влияния на изменение НДС компенсаторов.

РИС. 2. Конструкция продольно подвижной опоры



1 – трубопровод; 2 – стол-ростверк; 3 – свая; 4 – корпус-ложемент; 5 – упор боковой

ТАБЛИЦА 2. Результаты НДС компенсаторов при изменении температуры транспортируемой нефти

Параметры	Типы моделей КБ					
	1	2	1	2	1	2
	температура перекачиваемой нефти, °С					
	50		60		70	
Максимальное перемещение, мм	46,5	73,2	52,2	82,1	57,8	90,9
Максимальное напряжение, МПа	88,5	98,8	89,9	101,5	91,5	104,3

Размер сетки конечных элементов был выбран из условия сеточной сходимости [15]. Роль неподвижных опор, ограничивающих КБ, выполняла жесткая фиксация торцов трубопровода. Так как исследуемый НУ ТП имел продольно-подвижные опоры плеч компенсаторов (рис. 2), в расчетной модели им задавали только продольные перемещения. Радиус скругления отводов (5100 мм) рассчитывали согласно [6].

Результаты представлены в таблице 2. Они свидетельствуют о разных изменениях НДС представленных двух моделей НУ ТП при перекачке «горячей» нефти.

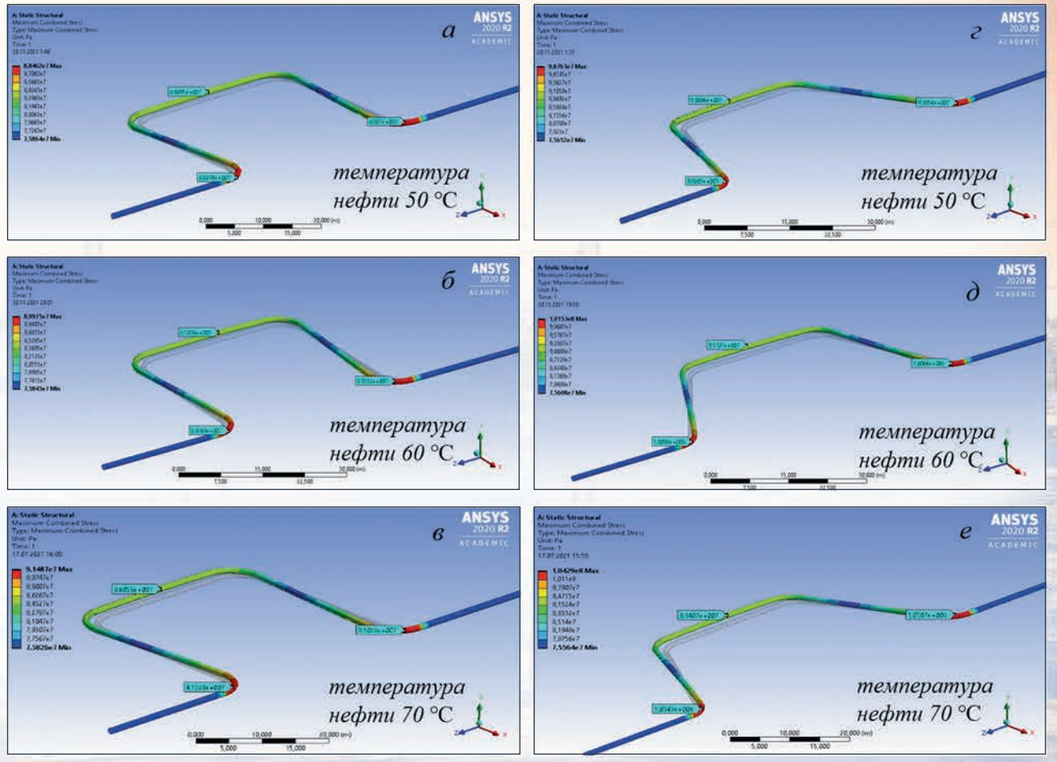
ФАКТЫ

П-, Г-, Z-образные компенсаторы являются основными типами конструкций, применяемыми при проектировании и строительстве НУ ТП

Увеличение нагрева среды с 50 до 70 °С приводит к возрастанию максимального перемещения и максимального напряжения. Максимальные напряжения конструкций наблюдаются в области отводов, примыкающих к плечам компенсатора. Максимальные перемещения определены у полок компенсаторов (рис. 3).

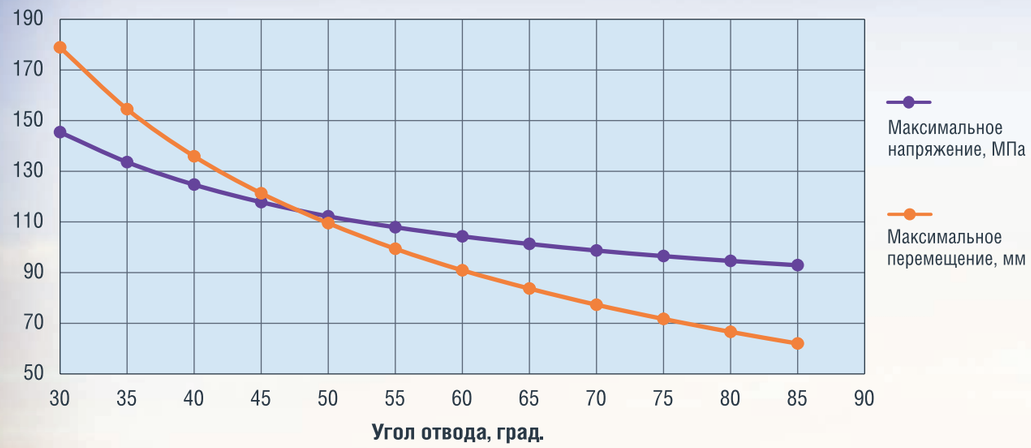
По сравнению с конструкцией, где использованы П-образные КБ,

РИС. 3. Влияние температурного поля на напряжения компенсаторов



а, б, в – модель 1 с П-образным компенсатором; в, г, д – модель 2 с трапециевидным компенсатором

РИС. 4. Зависимость максимальных напряжений и максимальных перемещений от угла отвода трапециевидного компенсатора



трапециевидная форма имеет несколько большие значения максимальных перемещений и напряжений. Это является следствием повышенной жесткости трапециевидного компенсатора по отношению к модели 1.

Изменение углов отводов трапециевидной формы в большую и в меньшую стороны (рис. 4) показало, что оптимальными углами являются углы от 60° и выше. Они характеризуются минимальными напряжениями. Это указывает на то, что с данными отводами КБ могут иметь большие длины по сравнению с применением меньших углов. Однако отводы с углами больше 60° невыгодны, по причине того, что они являются нестандартными соединительными деталями, применение которых приведет к увеличению стоимости проекта.

Интерпретируя полученные данные с учетом затрат на металлоемкость проекта, отметим, что применение трапециевидных КБ, обладающих

ФАКТЫ

Максимальные напряжения конструкций

наблюдаются в области отводов, примыкающих к плечам компенсатора

большей подвижностью, увеличивает размеры стол-ростверка свободноподвижных опор (рис. 5), на которые устанавливают компенсатор. С другой стороны, материально-технические ресурсы могут быть снижены за счет сокращения общей протяженности линейной части НУ ТП при условии большей длины компенсатора в модели 2 по отношению к КБ модели 1.

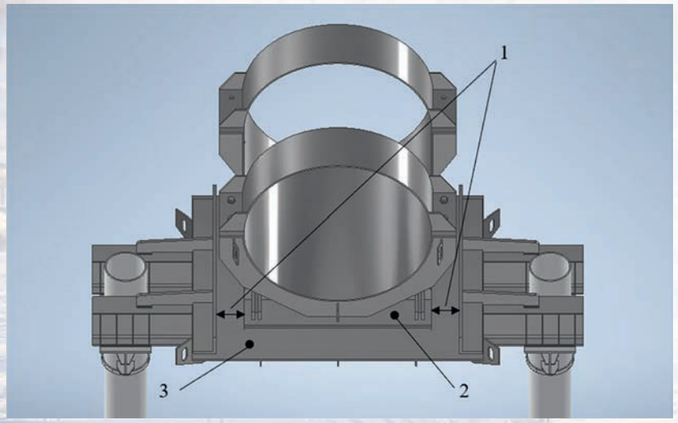
Отметим, что при функционировании модели 2 с углами отводов 60° (рис. 1, б) перекачка «горячей» нефти осуществляется в условиях понижения общих гидравлических потерь по сравнению с П-образным компенсатором, о чем свидетельствует их объем (для 10 КБ: с П-образным компенсатором – 11,08 м; с трапециевидным – 10,12 м), рассчитанный в соответствие с формулой 1 [16]:

$$H_{\text{общ}} = i \cdot L + \sum_{1}^{n} \xi \cdot \frac{v^2}{2g}, \qquad (1)$$

где: i – гидравлический уклон; L – длина расчетного участка, м; ξ – коэффициент местного сопротивления; v – скорость движения нефти по трубопроводу, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Если сравнить стоимость двух конструкций КБ, то, по данным заводов-изготовителей, отводы с углом 60° в среднем имеют меньшую цену (на 30%) по сравнению с отводами 90°.

РИС. 5. Конструкция свободноподвижной опоры



1 – зазоры для боковых перемещений; 2 – опорная часть корпус-ложемента; 3 – стол-ростверк

ТАБЛИЦА 3. Сравнение конструкций компенсаторов

Фактор	Тип компенсатора	
	П-образный	трапециевидный
Меньший расход трубных секций	–	+
Малые габаритные размеры (вылет компенсатора)	–	+
Пониженный объем гидравлических потерь	–	+
Большая длина КБ	–	+
Низкая стоимость отводов конструкции	–	+
Малый размер ростверка опор	+	–
Низкая подвижность конструкции	+	–
Малое значение максимальных напряжений	+	–
Меньше препятствие прохождению средств очистки и диагностики нефтепровода	–	+

Это указывает на экономическую целесообразность трапециевидной конструкции. Также при строительстве надземных участков в районах распространения ММГ необходимо осуществлять обустройство строительной полосы исходя из минимального воздействия на растительный покров региона прокладки, для минимизации деградации участков почвы. Поэтому «вылет» компенсатора должен быть как можно меньше, что характерно для трапециевидной конструкции с углом отводов 60°. Ее «вылет» на 8,2 м меньше, чем у П-образной формы.

В таблице 3 представлены определенные достоинства и недостатки для исследованных конструкций компенсаторов, исходя из которых наиболее оптимальной является трапециевидная форма. ●

ФАКТЫ

60°

и выше –

угол отвода, с которым КБ могут иметь большие длины

Литература

1. *СП 410.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство в условиях вечной мерзлоты и контроль выполнения работ. – М.: Стандартинформ, 2019. – 28 с.*
2. *СП 497.1325800.2020 Основания и фундаменты зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Правила эксплуатации. – М.: Стандартинформ, 2021. – 52 с.*
3. *ГОСТ Р 57991-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки. Общие технические условия (с Поправкой). – М.: Стандартинформ, 2018. – 26 с.*
4. *ГОСТ Р 57385-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов. – М.: Стандартинформ, 2017. – 27 с.*
5. *ГОСТ 34563-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования (с Поправками). – М.: Стандартинформ, 2019. – 20 с.*
6. *СП 36.13330 – 2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2). – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 64 с.*
7. *Шарнина Г.С. Инженерная защита объектов магистрального трубопровода в условиях многолетней мерзлоты / Г.С. Шарнина, Э.Р. Гарифуллина / Neftegaz.ru. – 2018. – № 12. – С. 20–22.*
8. *Таранов Р.А. Особенности проектирования, строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты / Р.А. Таранов, А.В. Марченко / Вестник науки и образования. – 2019. – № 12–1 (66).*
9. *Лисин Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» / Ю.В. Лисин, В.В. Павлов, А.Е. Сощенко, М.Ю. Зотов, В.И. Суриков / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 24–28.*
10. *Лисин Ю.В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе – Самотлор», «Заполярье – Пурпе») / Ю.В. Лисин, В.В. Павлов, А.Н. Сапсай, А.Е. Сощенко, В.И. Суриков, В.В. Бондаренко / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 6–11.*
11. *Мальцев С.А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода харьягинского нефтяного месторождения / С.А. Мальцев / Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – № 1. – С. 31–39.*
12. *Быков Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПБ.: Недра, 2006. – 824 с.*
13. *Онищенко А.О. Современные технологические решения строительства нефтепроводов в сейсмически опасных районах / А. О. Онищенко, В. А. Долганов, И. А. Томарева / Актуальные проблемы и перспективы развития строительного комплекса. – 2020. – С. 121–131.*
14. *Быков Л.И. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков / Л.И. Быков, И.Ф. Кантемиров, З.А. Бешерян // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №. 6. – С. 115–125.*
15. *Егорычев В.С. Численное моделирование двухфазных потоков в форсунке камеры ЖРД: учебное пособие / В.С. Егорычев, Л.С. Шаблий, И.В. Кудинов / Самара: Самарский гос. Аэрокосмический университет им. С.П. Королева. – 2013. – 68 с.*
16. *РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: Транснефть, 2009.*

KEYWORDS: *main pipeline, oil, hot pumping, above-ground laying, compensator, stress-strain state, metal consumption, hydraulic losses.*

Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

ДЕГРАДАЦИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ТРУБ

длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов

Назарова Мария Николаевна
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский государственный университет, к.т.н., доцент

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

УДК 622.692.4

НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ШИРОКО ПРИМЕНЯЕМОЙ КОНСТРУКЦИОННОЙ СТАЛИ СТ4СП ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА И ВЫБОРА УСЛОВИЙ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА. В ОСНОВУ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА ЗАЛОЖЕНЫ РАСЧЕТЫ, УЧИТЫВАЮЩИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ ОБРАЗЦОВ СТАЛИ СТ4СП НА СТАТИЧЕСКОЕ РАСТЯЖЕНИЕ, УДАРНЫЙ ИЗГИБ, МАЛОЦИКЛОВУЮ УСТАЛОСТЬ И ТРЕЩИНОСТОЙКОСТЬ

BASED ON THE RESULTS OF STUDIES OF THE WIDELY USED STRUCTURAL STEEL ST4SP, A METHOD IS PROPOSED FOR ASSESSING THE RESIDUAL LIFE AND CHOOSING THE CONDITIONS FOR SAFE OPERATION OF A LONG-TERM OPERATING MAIN PIPELINE. THE PROPOSED METHOD IS BASED ON CALCULATIONS THAT TAKE INTO ACCOUNT EXPERIMENTAL DATA OBTAINED FROM THE RESULTS OF TESTING ST4SP STEEL SAMPLES FOR STATIC TENSION, IMPACT BENDING, LOW-CYCLE FATIGUE AND CRACK RESISTANCE

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, механические свойства, остаточный ресурс, ударный изгиб, статическое растяжение, малоцикловая усталость, трещиностойкость.*

При длительной эксплуатации магистральных трубопроводов под воздействием внешних сил, рабочей среды и ряда других факторов происходят изменения механических свойств металла, изменяется работоспособность трубопроводов и появляется склонность к развитию процессов их разрушения. В этой связи для расчета остаточного ресурса магистральных трубопроводов недостаточно оценить техническое состояние трубопровода только лишь методами неразрушающего контроля, так как они не учитывают условия и виды нагружения трубопроводов, состояние поверхности и геометрии труб и т.д.

В основу методов оценки остаточного ресурса магистральных трубопроводов заложены расчеты, учитывающие экспериментальные данные механики разрушения и коррозионных процессов [2]. В данной работе на основе результатов исследований широко применяемой конструкционной стали Ст4сп длительно эксплуатируемого трубопровода предложен метод расчета остаточного ресурса и выбора условий безопасной эксплуатации длительно эксплуатируемого трубопровода.

Для исследования были изготовлены образцы из металла труб участков линейной части магистрального нефтепровода диаметром 273 мм. Результаты химического анализа металла образцов представлены в таблице 1.

Значения механических свойств рассчитывали по результатам испытаний образцов при t = 20 °C на растяжение и ударный изгиб. Для этого изготавливали соответствующие образцы. С целью выявления анизотропии механических свойств образцы из трубопровода вырезали как в осевом, так и в кольцевом направлениях по отношению к оси трубы. Деформацию растяжением проводили на универсальном динамометре компании «Инстрон» при скорости деформации $\dot{\varepsilon} = 8\times10^{-3}$ с$^{-1}$ и комнатной температуре. Испытания на ударный изгиб проводили на образцах прямоугольной формы с V-образным концентратором, нанесенным в плоскости поперечного сечения образца. Значения ударной вязкости определяли по результатам испытаний образцов на ударный изгиб на маятниковом копре МК-30 М с энергией удара 150 Дж. Испытания на усталостное разрушение проводили в условиях малоцикловой деформации при постоянном напряжении $\sigma = \sigma_{0,2}$ на универсальном динамометре компании «Шенк».

ФАКТЫ

Метод оценки остаточного ресурса магистральных трубопроводов основан на расчетах, учитывающих экспериментальные данные механики разрушения и коррозионные процессы

ТАБЛИЦА 1. Результаты химического анализа образцов из стали Ст4сп

№ образца	C,%	Si, %	Mn, %	S, %	P, %	Марка стали по ГОСТ 380-88
1	0,24	0,25	0,47	0,029	0,019	Ст4сп
2	0,24	0,23	0,42	0,020	0,021	Ст4сп
3	0,26	0,22	0,57	0,021	0,020	Ст4сп

Результаты механических испытаний на растяжение и ударную вязкость приведены в таблице 2.

Из данных таблицы 2 видно, что анизотропия механических свойств при растяжении образцов № 1 и № 2 практически не наблюдается. Заметная анизотропия механических свойств наблюдается в образце № 3. Видно, что значения условного предела текучести ($\sigma_{0,2}$) в продольном направлении меньше, а предела прочности (σ_B) – выше, чем в поперечном направлении. Обнаруженная анизотропия значений механических свойств, очевидно, обусловлена металлографической текстурой. Тем не менее механические свойства в целом удовлетворяют значениям, приведенным в ГОСТ 19282-73 [6].

Существенная анизотропия наблюдается в значениях ударной

ТАБЛИЦА 2. Механические свойства стали Ст4сп

№ образца	$\sigma_{0,2}$, МПа	$\sigma_в$, МПа	δ, %	ψ, %	KCV, Дж/см²
1 (поперек оси проката)	281	500	31	52	165 (вдоль оси проката)
1 (вдоль оси проката)	282	493	29	45	79 (поперек оси проката)
2 (поперек оси проката)	271	494	31	54	168 (вдоль оси проката)
2 (вдоль оси проката)	275	494	28	45	85 (поперек оси проката)
3 (поперек оси проката)	287	433	28	41	169 (вдоль оси проката)
3 (вдоль оси проката)	276	492	29	45	93 (поперек оси проката)
Ст4сп (по ГОСТ 19282-73) (поперек оси проката)	240–270	420–540	21–24	–	> 60
Ст4сп (по ГОСТ 19282-73) (вдоль оси проката)	240–270	420–540	21–24	–	>100

вязкости (KCV). Видно, что во всех образцах значения KCV в осевом направлении проката более чем в два раза больше, чем в поперечном направлении. Столь существенные отличия значений KCV обусловлены влиянием, в первую очередь, кристаллографической текстуры. Проведенные механические испытания позволяют сделать следующие выводы:

1) установленная анизотропия механических свойств зависит от металлографической и кристаллографической текстур. В осевом направлении проката значения KCV более чем в два раза превышают значения KCV в поперечном направлении;
2) установлено, что длительная эксплуатация не привела к заметным отличиям механических свойств от значений по ГОСТ 19282-73.

В статье [5] показано, что в процессе эксплуатации происходит охрупчивание металла на внутренней поверхности трубы в результате насыщения металла атомами водорода и серы, что приводит к возрастанию значений пределов прочности и пластичности, с одной стороны, а с другой стороны, при ударных нагрузках наводороживание и повышение концентрации серы приводит к охрупчиванию стали. В этой связи остаточный ресурс нефтепроводов по значениям механических характеристик $\sigma_{0,2}$ и $\sigma_в$ оценить невозможно, поскольку в хрупких материалах при усталостных испытаниях или при наличии концентраторов напряжений (надрезов, пор, микротрещин, питтингов) возможно быстрое распространение трещины, вплоть до полного разрушения нефтепровода. Поэтому необходимо проводить дополнительные испытания на малоцикловую усталость, определять параметры трещиностойкости и рассчитывать на основе полученных результатов остаточный ресурс и предельно допустимую величину микротрещин. Проведенные усталостные испытания показали, что количество циклов до полного разрушения зависит от направления вырезки образцов. В таблице 3 приведены результаты малоциклового усталостного разрушения.

ФАКТЫ

При эксплуатации

происходит охрупчивание металла на внутренней поверхности трубы, что приводит к возрастанию значений пределов прочности и пластичности, а при ударных нагрузках – к охрупчиванию стали

ТАБЛИЦА 3. Влияние направления вырезки образцов на количество циклов до полного разрушения сталей при малоцикловом режиме нагружения

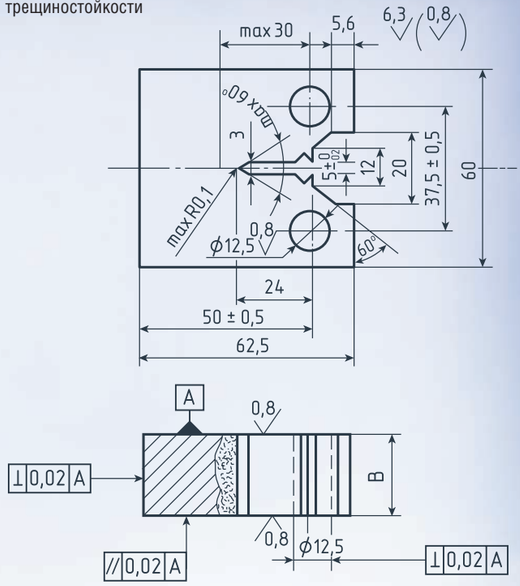
№ образца	Марка стали по ГОСТ 380-88 [8]	Количество циклов до полного разрушения
1*	Ст4сп (вдоль проката)	8 190 (поперек проката)
	Ст4сп (поперек проката)	21 160 (вдоль проката)
2	Ст4сп (вдоль проката)	1 713 (поперек проката)
	Ст4сп (поперек проката)	15 370 (вдоль проката)
3	Ст4сп (вдоль проката)	8 350 (поперек проката)
	Ст4сп (поперек проката)	16 680 (вдоль проката)

*) при вырезке образцов в осевом направлении проката V-образный надрез выполняется в поперечном направлении и наоборот. В этом случае при ударном и усталостном разрушении трещина растет в поперечном направлении и наоборот. Поэтому в таблицах 1 и 2 результаты разрушения соответственно пояснены.

Видно, что в поперечном направлении количество циклов до полного разрушения значительно меньше, чем в осевом. Из сравнения результатов испытаний на ударную вязкость и малоцикловую усталость можно обнаружить корреляцию полученных данных. Так, в образцах, где наблюдается появление хрупкой составляющей при ударном разрушении, скорость роста трещины при малоцикловой усталости возрастает. При росте трещин в поперечном направлении значения ударной вязкости и количество циклов до полного разрушения значительно (более чем в два раза) меньше, чем в осевом направлении.

По результатам только механических испытаний на растяжение выработать рекомендации о дальнейшей эксплуатации исследуемой стали невозможно. В сталях, где имеется хрупкий слой, усталостные трещины могут расти с более высокими скоростями в сравнении с образцами, где такой слой отсутствует. Это подтверждается усталостными испытаниями, проведенными на образцах, вырезанных в продольном и в поперечном, относительно оси проката, направлении (таблица 3). В поперечном направлении количество циклов до полного разрушения в два с лишним раза меньше, чем вдоль оси проката (таблица 3). Очевидно, что для расчета остаточного ресурса и выработки практических рекомендаций по дальнейшему использованию исследуемой стали необходимо определить параметры трещиностойкости. Для этого изготавливали образцы, изображенные на рисунке 1. Образцы вырезали в поперечном и осевом направлениях. Суть испытаний состояла в том, что образец с надрезом и нанесенной усталостной трещиной нагружали внецентренным растяжением при комнатной температуре до разрушения. При испытании записывали диаграммы ∀сила – раскрытие надреза F – V∀.

РИС. 1. Чертеж образцов для определения параметров трещиностойкости



Максимальную нагрузку при нанесении усталостной трещины для образца, изображенного на рисунке 1, определяли по формуле

$$F_{f\,1m} = 0{,}75 \cdot \sigma_{02} \cdot \frac{B \cdot (W-a)^2}{(2 \cdot W + a)}, \quad (1)$$

где $F_{f\,1m}$ – максимальная нагрузка при нанесении усталостной трещины, кН; σ_{02} – условный предел текучести, МПа; B – толщина образца, мм; W – ширина образца, мм; a – общая длина трещины, мм.

Длина усталостной трещины удовлетворяла условию $a_f \geq 2{,}5\%\ W$, но не менее 1,3 мм. Ветвления усталостной трещины в экспериментах не допускалось. При испытании записывали диаграмму F – V, по которой определяли F_Q и F_C. Силу F_Q определяли по диаграмме растяжения введением условного отклонения от касательной к начальному линейному участку на 5%. Нагрузка F_C представляет собой силу, необходимую для разрушения образца внезапным изломом. Все эксперименты были выполнены с использованием экстензометра. Значения K_Q [МПа · м^{0,5}] вычислены по формуле [1]:

$$K_Q = \frac{F_Q \cdot Y_2}{B \cdot W^{0.5}}, \quad (2)$$

где Y_2 – коэффициент формы:

$$Y_2 = \frac{(2+\frac{a}{W}) \cdot [0{,}866 + 4{,}64 \cdot (\frac{a}{W}) - 13{,}32 (\frac{a}{W})^2 + 14{,}72 \cdot (\frac{a}{W})^3 - 5{,}6 \cdot (\frac{a}{W})^4]}{(1-\frac{a}{W})^{1.5}}, \quad (3)$$

Результаты расчета коэффициентов $K_Q = K_1$ для сталей приведены в таблице 4.

Критическую длину трещин определяли только для поперечных направлений по формулам [1]:

$$K_1 = \sigma \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot l_c}{2}}, \quad (4)$$

$$l_C = \frac{2 \cdot K_1^2}{\pi \cdot \sigma_B^2}. \quad (5)$$

ТАБЛИЦА 4. Значения коэффициента интенсивности напряжений и критической длины трещины

№ образца	Марка стали по ГОСТ 380-88	K_1, МПа· м$^{1/2}$	l_C, мм
1	Ст4сп (поперек направления проката)	31	2,5
2	Ст4сп (поперек направления проката)	23	1,4
3	Ст4сп (поперек направления проката)	27	1,9

ФАКТЫ

В сталях,

где имеется хрупкий слой, усталостные трещины могут расти с более высокими скоростями в сравнении с образцами, где такой слой отсутствует

Таким образом, видно, что для образцов № 2 характерен самый маленький критический размер трещины, который способен привести к образованию лавинообразного разрушения. Для продления срока службы данной стали необходимо использовать уровень напряжения такой, чтобы существенно повысить критическую длину трещины.

Произведен расчет остаточного ресурса стальной трубы при наличии острой краевой поверхностной трещины, со стороны контакта стали с рабочей средой. Экспериментально был определен закон роста усталостной трещины [мм/цикл] для сталей Ст4сп:

$$\frac{dl}{dN} = 5{,}8 \cdot 10^{-11} \cdot (\Delta K)^{4,2}. \quad (6)$$

Давление в действующем трубопроводе определяется по формуле:

$$P_{раб} = \frac{2 \cdot \delta \cdot m \cdot \sigma}{n \cdot K_1 \cdot K, \cdot D_{вн}} \cdot \frac{K_y}{C_д}, \quad (7)$$

где = $K_y = \sigma_т' / \sigma_т$ – коэффициент упрочнения; $\sigma_т'$ – предел текучести длительно эксплуатируемой стали, МПа; $\sigma_т$ – предел текучести неэксплуатируемой стали, МПа; $C_д = K_1^н / K_1$ – коэффициент деформационного старения, учитывающий снижение сопротивления хрупкому разрушению; K_1 – коэффициент

ТАБЛИЦА 5. Рекомендуемые значения рабочего давления с учетом старения металла труб

№ образца	Марка	K_y	$C_д$	$K_y / C_д$	$P_{раб}$, МПа
1	Ст4сп	1,04	1,16	0,90	3,6
2	Ст4сп	1,02	1,56	0,65	2,6
3	Ст4сп	1,06	1,33	0,80	3,2

ТАБЛИЦА 6. Значения напряжений в трубе с учетом старения металла труб

№ образца	Марка	$P_{раб}$, МПа	σ, МПа	l_C, мм
1	Ст4сп	3,6	98	2,5
2	Ст4сп	2,6	71	1,4
3	Ст4сп	3,2	87	1,9

ТАБЛИЦА 7. Остаточный ресурс участка магистрального трубопровода с учетом старения металла труб

№ образца	Марка	$P_{раб}$, МПа	σ, МПа	l_C, мм	Y	N, циклов
1	Ст4сп	3,6	98	2,5	5,2	237
2	Ст4сп	2,6	71	1,4	3,7	3221
3	Ст4сп	3,2	87	1,9	4,4	732

ТАБЛИЦА 8. Результаты расчета остаточного ресурса при условии снижения рабочего давления

№ образца	Марка	$P_{раб}$, МПа	σ, МПа	Y	N, циклов
1	Ст4сп	3,6	98	5,2	237
			70		985
		2	54		2957
		1,6	43		7551
		1	27		59150
2	Ст4сп	2	54	3,7	9663
		1	27		181187
3	Ст4сп	3,2	87	4,4	732
		2,5	68		2058
		2	54		5488
		1	27		109766

интенсивности напряжений неэксплуатируемой стали, МПа·м^{0,5}; $K_1^н$ – коэффициент интенсивности напряжений длительно эксплуатируемой стали, МПа·м^{0,5}.

Используя значения таблиц 2 и 4, определим K_y, $C_д$ и $P_{раб}$ для исследуемой стали магистрального трубопровода. Результаты вычислений сведены в таблицу 5.

Рассчитан остаточный ресурс стали с учетом рабочего давления, согласно данным таблицы 5. Найдены значения напряжений в трубе:

$$\sigma = P_{раб} \cdot \frac{n \cdot K_1 \cdot K_н \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta \cdot m}. \qquad (8)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 6.

ФАКТЫ

Продлить ресурс,

в случае появления острой поверхностной трещины в трубопроводе, можно путем снижения рабочего давления в процессе эксплуатации

Рассчитан остаточный ресурс при напряжениях в трубе согласно таблице 6 при обнаружении в трубе острой трещины глубиной 0,5 мм. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Проведена оценка остаточного ресурса при условии снижения рабочего давления и наличии острой трещины глубиной 0,5 мм. Полученные результаты сведены в таблицу 8.

Таким образом, по результатам расчета, приведенным в таблице 8, можно сделать вывод, что для продления остаточного ресурса в случае появления острой поверхностной трещины в трубопроводе необходимо снизить рабочее давление в процессе эксплуатации [7]. ●

Литература

1. *Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения: Основы механики разрушения. ЛКИ 2008 г. 352 с. С. 7–10, 67–76, 76–111, 134–146, 183–192.*
2. *Синергетика и усталостное разрушение металлов: Сборник научных трудов / Под ред. В.С. Ивановой. – М.: Наука, 1989. – С. 76–96 с.*
3. *Строительство: Нормы и Правила. СниП 2.03.06-85 СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. Дата введения 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012.*
4. *СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. – Минрегион России, 2013 г.*
5. *Шамазов А.М., Лебедич С.П., Ценев Н.К., Назарова М.Н. и др. Механические свойства и особенности процессов разрушения образцов стали нефтепровода «Краснокамск – Пермь». Трубопроводный транспорт нефти, 2000, № 1 – с. 31–35.*
6. *ГОСТ 19282-73 Сталь низколегированная толстолистовая и широкополосная универсальная. Технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3).*
7. *Назарова М.Н., Шарнина Г.С. Деградация механических свойств материала труб длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов. – Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 253–259.*
8. *ГОСТ 380-88 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.*
9. *Ценев А.Н., Назарова М.Н., Носов В.В., Шарнина Г.С. Мониторинг технического состояния изоляционных покрытий МГП в зоне постоянного действия блуждающих токов. – Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2018 г., № 12, с. 58–60.*
10. *Рафиков С.К., Аскаров Р.М., Быков Л.И., Шарнина Г.С., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Г.Р. Методические основы анализа напряженно-деформированного состояния МГП с дефектными сварными стыками. – Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2018 г., № 12, с. 62–69.*

KEYWORDS: *main pipeline, mechanical properties, residual life, impact bending, static stretching, low cycle fa-tigue, crack resistance.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

17–19 января

Международная выставка по добыче полезных ископаемых

Oman Mining Expo 2022

Оман, Маскат, Oman International Exhibition Center

ЯНВАРЬ

П		3	10	17	24	31
В		4	11	18	25	
С		5	12	19	26	
Ч		6	13	20	27	
П		7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29	
В	2	9	16	23	30	

25–26 января

Ежегодная конференция по нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслям промышленности в Северной Америке

Oil and Gas Asia (OGA) 2022

Малайзия, Куала-Лумпур

31 января

Международная выставка инвестиций в добывающую отрасль

International Mines and Money Australia 2022

Австралия, Мельбурн

31 января

Выставка и конференция по разведке полезных ископаемых

AME Roundup 2022

Канада, Ванкувер, Vancouver Convention Centre

31 января

Европейская газовая конференция, проводимая совместно с партнером OMV

EGC 2022 – European Gas Conference

Австрия, Вена

Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД

к оценке остаточного ресурса участка магистрального нефтепровода по данным внутритрубного обследования

Чухарева Наталья Вячеславовна
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела, доцент, к.х.н.

Рюмкин Константин Константинович
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела, студент

ПРЕДСТАВЛЕН СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, ПРОЛОЖЕННОГО НА УЧАСТКАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ И НАХОДЯЩЕГОСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ СРЕДНИЙ ВРЕМЕННОЙ ПЕРИОД. ПРОВЕДЕННАЯ СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ВНУТРИТРУБНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ БЫЛА ПРИНЯТА В КАЧЕСТВЕ ИСХОДНОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ОБНАРУЖЕННЫХ ДЕФЕКТОВ С ВЫЯВЛЕНИЕМ ПРЕДЕЛЬНЫХ АНОМАЛИЙ. НАЗНАЧЕННЫЕ СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ РАЗРУШЕНИЙ В УСТАНОВЛЕННЫХ ОБЛАСТЯХ С ПРИВЯЗКОЙ К МЕСТОПОЛОЖЕНИЮ ДЕФЕКТА ПОЗВОЛИЛИ ОПРЕДЕЛИТЬ ДОПУСТИМЫЕ СРОКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРИНЯТЬ РЕШЕНИЕ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ В БЛИЖАЙШИЕ СРОКИ

THE PAPER PRESENTS A SYSTEMATIC APPROACH TO PRESENT RESIDUAL RESOURCE ASSESSMENT OF AN OIL-TRUNK PIPELINE LAID AT THE INTERSECTION OF TECTONIC FAULTS AND OPERATED FOR AN AVERAGE TIME PERIOD. THE PERFORMED STATISTICAL PROCESSING OF THE IN-LINE INSPECTION RESULTS WAS ADOPTED AS THE INITIAL DATABASE FOR CALCULATING THE PARAMETERS OF THE DETECTED DEFECTS WITH THE IDENTIFICATION OF CRITICAL ANOMALIES. THE DETERMINED SCENARIOS FOR THE DEVELOPMENT OF FURTHER DAMAGE IN THE IDENTIFIED AREAS WITH REFERENCE TO THE LOCATION OF THE DEFECT MADE IT POSSIBLE TO DETERMINE THE PERMISSIBLE OPERATING LIFE OF THE RESEARCH OBJECT AND MAKE A DECISION ON THE EXPEDIENCY OF REPAIR AND RESTORATION WORK IN THE NEAR FUTURE

Ключевые слова: *сейсмическая активность, магистральный нефтепровод, дефект, коррозия, предельные размеры, внутритрубное обследование, остаточный ресурс.*

УДК 622.692.2

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

Система магистральных трубопроводов (МТ) Российской Федерации, обеспечивающая перекачку углеводородов на значительные расстояния, является одной из крупнейших в мире и занимает второе место по своей протяженности. Отметим, что значительный фонд характеризуется длительным сроком эксплуатации. Согласно статистическим данным [1], более 50% имеют 20-летний период и выше, что предопределяет необходимость значительного объема работ, связанного с оценкой текущего состояния объектов с последующим принятием решений о дальнейшей эксплуатации и необходимости проведения дорогостоящего капитального ремонта.

ФАКТЫ

50% российских трубопроводов эксплуатируются свыше 20 лет

Под оценкой текущего технического состояния МТ, согласно требованиям [2], понимают принятие решения о дальнейшей его эксплуатации на основе результатов технического диагностирования (выявление наличия отклонений от технических параметров). Комплекс диагностирующих мероприятий проводят как отдельно, так и в рамках экспертизы промышленной безопасности опасного производственного объекта, основные требования к которой регламентированы рядом нормативных документов [3–5]. При этом для МТ, находящихся в длительном периоде эксплуатации, предполагается: 1) сбор, обработка и интерпретация натурных экспериментальных данных, учитывающих изменение ряда параметров МТ; 2) оценка остаточного ресурса (ОС) для обеспечения дальнейшего безопасного функционирования трубопровода с учетом параметров перекачиваемой среды и технологических режимов.

ОС регламентируется рядом нормативно-технических документов. Например, ГОСТ Р 55046-2012 [6] определяет порядок оценки ОС на основе результатов механических воздействий, путем проведения усталостных испытаний. Испытуемые образцы доводят до разрушения. Определяют их предел прочности. Рассчитывают коэффициент деформационного старения, устанавливают среднюю наработку до разрушения и наработку до проведения текущего диагностирования. На основе полученного делают заключение о применении объекта в конкретном процессе эксплуатации.

Другим документом, регламентирующим оценку ОС, является ОСТ 153-39.4-010-2002 [7]. В нем предложена типовая программа, содержащая комплекс методов неразрушающего контроля (включающий внутритрубные и наружные обследования). Однако такой подход требует существенных затрат для проведения диагностических мероприятий.

Расчет параметров ОС проводят на основе данных, опираясь на методику [7] и исходные проектные условия. Возможно использование еще одного нормативного документа. Это ГОСТ 34027-2016 [8]. В нем представлен порядок построения предельных кривых для конкретного типа труб с целью нахождения критических размеров дефектов. Указанное позволяет определить проектный ресурс МТ при прогнозируемой скорости коррозии с учетом оптимального и пессимистического развития дефектов и оценить ОС МТ.

Рассмотрим вышеприведенную последовательность оценки ОС на примере эксплуатации участка магистрального нефтепровода (МН), расположенного на территории о. Сахалин и находящегося в эксплуатации длительный период – 14 лет. Продольношовный МН имеет трехслойное полиэтиленовое защитное покрытие (3 LPE) и внутреннюю антикоррозионную защиту. Особенностью МН является его местоположение в районе зоны сейсмической активности (8–10 баллов по шкале MSK-64 [9]).

РИС. 1. Структурно-геоморфологическая карта о. Сахалин [10]

ТАБЛИЦА 1. Параметры магистрального трубопровода

№	Наименование	Единицы измерения	Значение, обозначение
1	Протяженность	км	328
2	Диаметр	мм	610
3	Марка стали	–	API 5L X65
4	Номинальная толщина стенки	мм	Типоразмер А: 9,5 Типоразмер В: 11,4 Типоразмер С: 13,7
5	Проектное давление	МПа	10
6	Максимальное допустимое расчетное давление	МПа	10
7	Максимальное рабочее давление	МПа	8,8
8	Минимальный предел текучести	МПа	448
9	Минимальный предел прочности на растяжение	МПа	531

Исследуемый МН пересекает несколько активных тектонических разломов (рис. 1).

Основные параметры объекта исследования, согласно проектной и эксплуатационной документации, представлены в таблице 1.

Методология исследования ОС предполагает следующий алгоритм (рис. 2), в соответствии с которым принятие решения о дальнейшей эксплуатации базируется на основе действий четкой последовательности. Они направлены на получение количественных параметров ОС.

ФАКТЫ

328 км

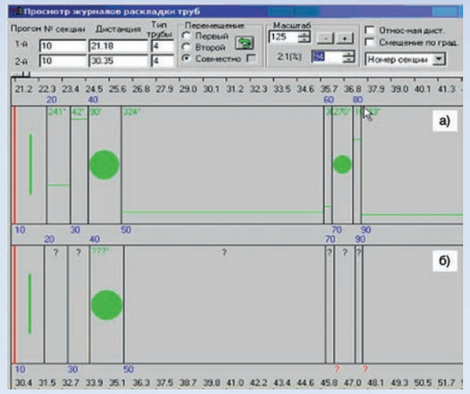
протяженность магистрального нефтепровода на о. Сахалин, находящегося в эксплуатации 14 лет

РИС. 2. Алгоритм оценки остаточного ресурса МН

После сбора и систематизации данных об объекте на основе проектной, эксплуатационной и нормативно-технической документации, данных внутритрубных обследований (ВТО) была проведена интерпретация диагностических данных. Определены размеры аномалий с привязкой к их местоположению [11] при помощи международной системы Apache Cassandra. Подсчитывали количество секций труб и дефектов на основе данных ВТО и в соответствии с исходными задачами мониторинга текущего технического состояния. Первый этап обработки информации заключался в согласовании обнаруженных текущих сварных швов и секций по отношению к исходным данным проекта. Если кольцевые швы на текущий момент времени совпадали с результатами ранее проведенных ВТО, то им присваивали одинаковые номера (рис. 3).

На втором этапе провели сравнение обнаруженных дефектов в ходе предыдущего и текущего ВТО по местоположению, относительному расстоянию и ориентации. Это необходимо для получения информации об изменении размеров дефектов в течение указанного периода времени. В качестве примера полученных данных приведем интерпретацию дефектов А2 и А3 по результатам разных ВТО (рис. 4).

РИС. 3. Согласование секций труб



а – данные текущего ВТО; б – данные предыдущего ВТО

РИС. 4. Пример сопоставления дефектов: а – текущее ВТО, б – предыдущее ВТО

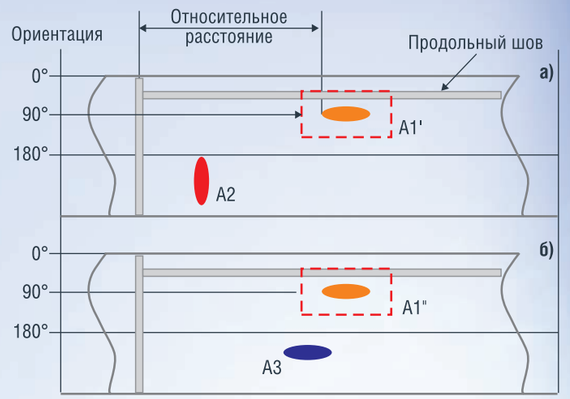


РИС. 5. Классификация обнаруженных дефектов: а – классификация всех обнаруженных дефектов, б – классификация дефектов типа «потеря металла»

Текущее обследование эксплуатируемого участка МН протяженностью 328 км проводили с использованием многоканального внутритрубного профилемера (МСС) и комбинированного магнитного инспекционного прибора (MFL). В результате было обнаружено более 30 800 дефектов, значительная часть из которых интерпретирована, как «потеря металла» (рис. 5, а).

Если принять все обнаруженные дефекты, классифицированные как «потеря металла», за 100%, то 94% дефектов будут связаны с внутренней коррозией, 2% отнесены к наружным коррозионным разрушениям, 1% и 3% связаны с коррозией кольцевого и продольного сварных швов, соответственно (рис. 5, б).

Весь исследуемый МН был разбит на участки протяженностью 10 км, которым были присвоены порядковые номера от 1 до 33. Коррозионные дефекты (КД), расположенные на каждом участке и имеющие глубину не более 10%, были отнесены к разряду фоновой коррозии (рис. 6, а). Их количественный вклад от общей доли составлял около 90%. Остальные КД имели глубину более 10%. Часть из них превышала допустимые

ФАКТЫ

94%

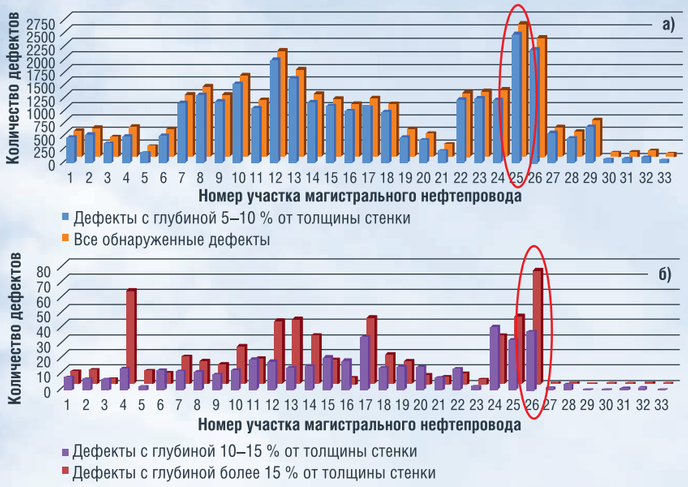
дефектов исследуемого трубопровода связаны с внутренней коррозией

параметры 20%-ной величины по утонению толщины стенки. Это указывало на необходимость расчета условного коэффициента ремонта (ERF) для обоснования проведения ремонтных работ по их местоположению (рис. 6, б).

Распределение аномалий по участкам МН показало, что для участка №25 характерно большее количество дефектов. На участке №26 дефекты были максимально сконцентрированы и имели глубину более 15% (рис. 6). Поэтому данные выявленных участков были положены в основу дальнейшего расчета остаточного эксплуатационного ресурса.

Параметры потенциально-критических дефектов, связанные с их относительной глубиной и местоположением на участках №25 и №26, представлены на рис. 7, 8.

РИС. 6. Распределение коррозионных дефектов



а – дефекты с глубиной менее 10 %, б – дефекты с глубиной более 10 %

РИС. 7. Распределение относительной глубины дефектов по длине участка № 25

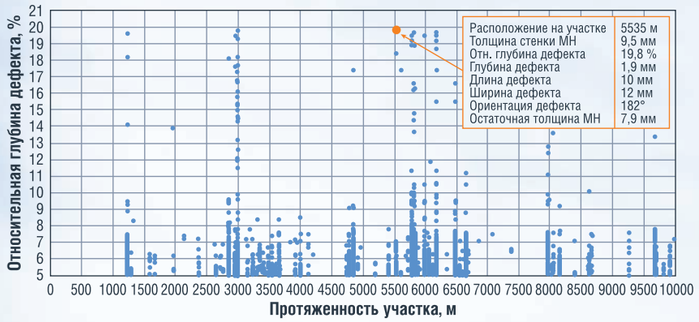


РИС. 8. Распределение относительной глубины дефектов по длине участка № 26

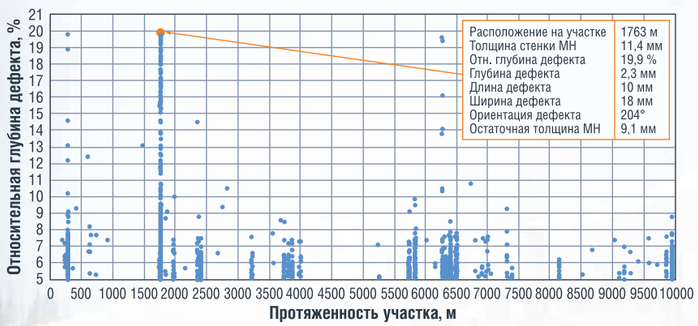


ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета условного коэффициента ремонта

Аномалия	Условный коэффициент ремонта на основе различных методик, ERF		
	RSTRENG	DNP-RV-F101	ASME B31G
Аномалия на участке 25	0,863	0,919	0,906
Аномалия на участке 25	0,863	0,916	0,906

Установлено, что на участках № 25 и № 26 имеется по одному потенциально критическому дефекту с относительной глубиной 19,8 мм и 19,9 мм соответственно. Типоразмер трубы в области обнаруженных дефектов соответствует В и А (табл. 1). Определенные точные параметры позволили получить исходные данные для дальнейшего расчета ОС с учетом максимальных разрушений вследствие КД.

Оценка состояния обнаруженных аномалий была произведена путем расчета условного коэффициента ремонта (ERF), который определяли на основе методик RSTRENG, DNV-RP-F101 и ASME B31G. Результаты представлены в таблице 2.

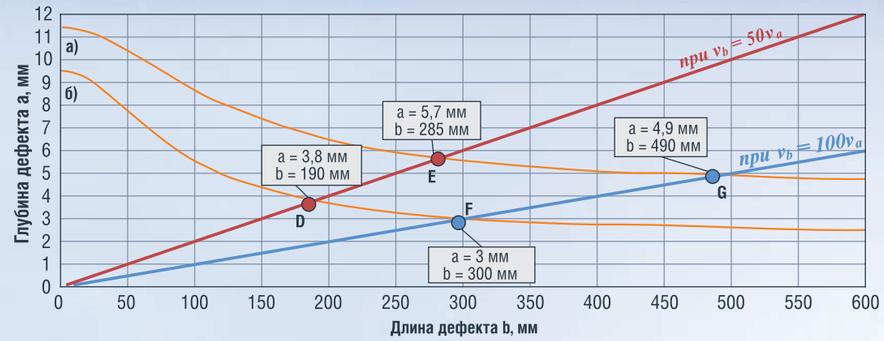
Так как условие ERF ≤ 1 для участков № 25 и № 26 выполняется по всем методикам расчета, то однозначное решение – отсутствие необходимости срочных ремонтных работ. Тем не менее необходимость оценки ОС не исключена.
Для чего, при прогнозируемых значениях скорости коррозии (принимали по натурной экспертной оценке и ВТО: $v_{a_{min}}$ = 0,25 мм/год; $v_{a_{max}}$ = 0,35 мм/год) проведена графическая интерпретация роста развития КД. При этом учитывали коррозионную активность грунта и динамику роста КД 1) $v_b = 50 v_a$ (№ 1); 2) $v_b = 100 v_a$ (№ 2). Предельные кривые (рис. 9) были построены по следующей формуле:

$$a = \frac{\left(\frac{np(D-t)}{2t\sigma_B} - 1\right)Qt}{\frac{np(D-t)}{2t\sigma_B} - \left(1 + 0{,}31\frac{b^2}{Dt}\right)^2}, \text{ мм} \quad (1)$$

где: a – глубина дефекта, мм;
b – длина дефекта, мм;
D – номинальный внешний диаметр трубы, мм;
t – толщина стенки трубы, мм;
σ_B – предел прочности, МПа;
n – коэффициент запаса по отношению к разрушающему давлению.

Как следует из рис. 10, для каждого типоразмера труб, в соответствии с ГОСТ 34027-2016 [5], существуют предельные размеры дефектов, при которых дальнейшая эксплуатация МН запрещена. Подобная оценка проводится с целью определения эксплуатационного ресурса трубопровода на стадии проектирования при прогнозируемых скоростях развития КД.

РИС. 9. Графическая интерпретация развития роста коррозионных дефектов



а – предельная кривая для типоразмера В;

б – предельная кривая для типоразмера А;

красной и синей линиями обозначены сценарии развития роста дефектов

ТАБЛИЦА 3. Предельные размеры и продолжительность фазы роста дефектов до достижения своих предельных размеров

Типоразмер трубы	Параметры потенциально-критических дефектов				Продолжительность фазы роста дефектов, лет			
	$v_b = 50v_a$		$v_b = 100v_a$		$v_b = 50v_a$		$v_b = 100v_a$	
	а, мм	б, мм	а, мм	б, мм	v_a = 0,25	v_a = 0,35	v_a = 0,25	v_a = 0,35
A	1,9	180	1,1	290	8	5	4	3
B	3,4	275	2,6	480	14	10	10	7

Однако это не ограничивает оценку ОС МН на стадии эксплуатации с учетом выявленных параметров потенциально критических дефектов.

Учитывая максимальную и минимальную продолжительности фаз роста указанных двух дефектов, определены параметры предельных размеров при каждой скорости коррозии (табл. 3).

Показано, что минимальная продолжительность фазы роста КД при $v_{a_{min}}$ = 0,25 мм/год равна 4 годам, а при $v_{a_{max}}$ = 0,35 мм/год равна 3 годам. Максимальная продолжительность фазы роста КД при $v_{a_{min}}$ = 0,25 мм/год равна 10 годам, а при $v_{a_{max}}$ = 0,35 мм/год равна 7 годам (расчеты проведены в соответствии со сценарием № 2 исходя из того, что данный вариант относится к пессимистическому).

В результате проведенной работы был разработан алгоритм оценки ОС МН на основе результатов ВТО, что позволило при помощи графической зависимости определить наиболее выраженные дефекты и установить их временной период допустимой безопасной эксплуатации. ●

ФАКТЫ

Оценка состояния

обнаруженных аномалий была произведена путем расчета условного коэффициента ремонта, который определяли на основе методик RSTRENG, DNV-RP-F101 и ASME B31G

Литература

1. *Лапига И.Р. Искусственные нейронные сети для оценки остаточного ресурса газонефтепроводов / И.Р. Лапига, А.М. Ципачёв // Деловой журнал neftegaz.ru. – 2019. – № 12. – С. 46–52.*
2. *ГОСТ Р 55430-2013. Соединения трубопроводов разъемные. Оценка технического состояния и методы испытаний. Безопасность эксплуатации. – Введ. 2013-12-01 / ВНИИНМАШ; НП СЦ НАСТХОЛ. М.: Стандартинформ, 2014.*
3. *О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) // собрание законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.*
4. *Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности»: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 окт. 2020 г. // Российская газета. – 2020. – 11 дек.*
5. *Об утверждении Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по предоставлению государственной услуги по ведению реестра заключений экспертизы промышленной безопасности: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 08 апр. 2019 г. // Российская газета. – 2019. – 17 окт.*
6. *ГОСТ Р 55046-2012. Техническая диагностика. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых стальных трубопроводов на основе результатов механических испытаний образцов. – Введ. 2014-01-01 / АНО «НИЦ КД»; АН РБ, ГУП «ИПТЭР», НПОУ ИЦ «Техника», ООО «Газпром Трансгаз Уфа». М.: Стандартинформ, 2013.*
7. *ОСТ 153.39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурсе нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. – Введ. 2002-10-01 / лаборатория «Трубопроводсервис», кафедра «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» УГНТУ. Уфа.: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2013.*
8. *ГОСТ 34027-2016. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода. – Введ. 2017-10-01 / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: Стандартинформ, 2017.*
9. *СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 2018-11-25 / АО «НИЦ «Строительство» – СНИИСК им. В.А. Кучеренко. М.: Стандартинформ, 2018.*
10. *Сим Л.А. Неотектоника и тектонические напряжения острова Сахалин / Л.А. Сим, Л.М. Богомолов, Г.В. Брянцева, П.А. Саввичев // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8. – № 1. – С. 181–202.*
11. *ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования. – Введ. 2015-02-01 / ООО «Газпром ВНИИГАЗ, ЗАО «Научно-производственное объединение «Спецнефтегаз». М.: Стандартинформ, 2019.*

KEYWORDS: *seismic activities, oil-trunk pipeline, defect, corrosion, critical dimensions, in-line inspection, residual life.*

БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Определение ресурса нефтепроводов на основе анализа режима нагружения и принципа линейного накопления повреждений

ПРЕДСТАВЛЕНА МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЖИМА НАГРУЖЕНИЯ, ПРИНЦИПА ЛИНЕЙНОГО НАКОПЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ И КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ И ДЕФЕКТАХ ТРУБ

A METHOD IS PRESENTED FOR DETERMINING THE SAFE OPERATING LIFE OF LONG-TERM WORKING OIL PIPELINES BASED ON THE ANALYSIS OF THE LOADING REGIME, THE PRINCIPLE OF LINEAR ACCUMULATION OF DAMAGE, AND STRESS CONCENTRATION IN WELDED JOINTS AND PIPE DEFECTS

Ключевые слова: *ресурс безопасной эксплуатации, нефтепровод, принцип линейного накопления повреждений, несимметричный режим нагружения, концентрация напряжений.*

УДК 622.692.4.004.67

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

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

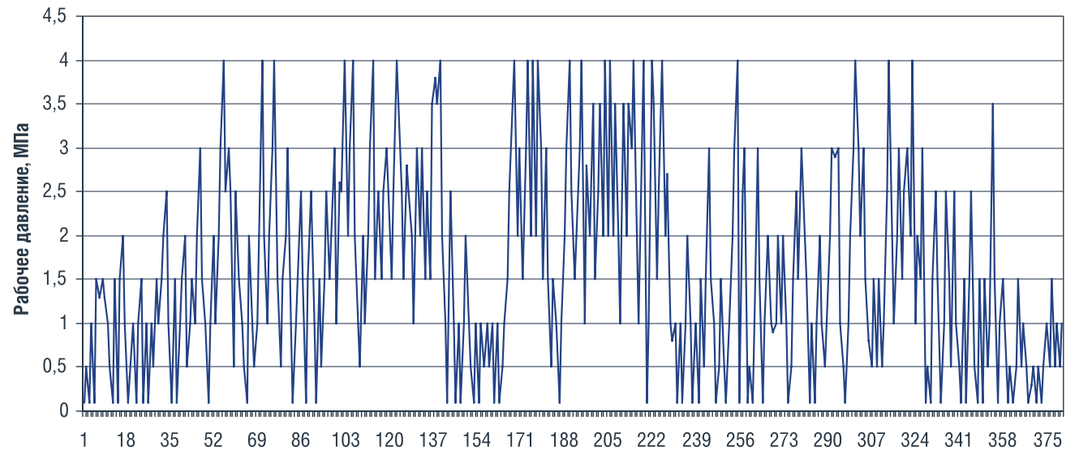
Для оценки остаточного ресурса нефтепроводов с дефектами стенок труб, работающих при несимметричном нагружении, предлагается воспользоваться правилом линейного накопления повреждений [1, 3], которое основано на следующих предположениях:

- Воздействие циклических напряжений некоторой амплитуды приводит к усталостному повреждению нефтепровода, величина которого определяется числом циклов воздействия напряжений этой амплитуды a_i в течение всего срока эксплуатации нефтепровода, а также полным числом циклов до разрушения.
- Воздействие в некоторой последовательности напряжений различной амплитуды приводит к накоплению повреждений, причем полная поврежденность равна сумме приращений поврежденностей, производимых воздействием напряжений каждой отдельной амплитуды a_i.
- Когда полная накопленная поврежденность достигает некоторой критической величины, происходит усталостное разрушение нефтепровода.

В случае, когда нефтепровод испытывает сложное нагружение (N_1 циклов с рабочим давлением P_1 и перепадом давлений ΔP_1 – режим 1, N_2 циклов с рабочим давлением P_2 и перепадом ΔP_2 – режим 2, … N_i циклов с рабочим давлением P_i и перепадом ΔP_i – режим i), суммарное повреждение за один год определяется с использованием правила линейного накопления повреждений по формуле:

$$П_{1год} = \frac{N_1}{N_1^*} + \frac{N_2}{N_2^*} + ... + \frac{N_i}{N_i^*}, \quad (1)$$

РИС. 1. Осциллограмма изменения рабочего давления в нефтепроводе за год



где N_1 – число циклов нагружения при режиме 1 (с перепадом рабочего давления ΔP_1) за один год;

N_1^* – число циклов, которое может выдержать до разрушения нефтепровод с дефектом при режиме 1, включающее оба этапа усталостного разрушения – этап зарождения и этап роста трещины;

N_2 – число циклов нагружения при режиме 2 (с перепадом рабочего давления ΔP_2) за один год;

N_2^* – общее число циклов до разрушения, которое может выдержать нефтепровод с дефектом при режиме 2;

N_i – число циклов нагружения при i-том режиме (с перепадом рабочего давления ΔP_i) за один год;

N_i^* – общее число циклов до разрушения, которое может выдержать нефтепровод с дефектом при i-том режиме.

Уровень накопленных повреждений П за все время эксплуатации определяется как сумма ежегодных повреждений нефтепровода в течение всего срока эксплуатации по формуле:

$$П = \sum_{i=1}^{n} П_i. \quad (2)$$

Остаточный ресурс определяется как $R = 1 – П$.

Числа циклов нагружения нефтепровода перепадами рабочего давления N_1, N_2, …N_i при различных режимах определяются следующим образом:

1. Выбираются данные о суточных колебаниях рабочего давления в нефтепроводе на участках, наиболее подверженных цикличности нагружения (например, на входе или выходе насосной станции) за каждый день календарного года в течение 2–3 лет, при которых наблюдалась наибольшая нестабильность в работе, т.е. большее число остановок и пусков, максимальная загруженность нефтепровода, наибольшее значение максимальных давлений в нефтепроводе.

2. Строятся осциллограммы изменения рабочего давления в нефтепроводе за каждый год (рис. 1), и определяется общее число циклов нагружения в каждом году.

3. Выполняется приведение несимметричного процесса нагружения нефтепровода к эквивалентному отнулевому. Для этого процесс нагружения нефтепровода рабочим давлением представляется как блоковый. С помощью компьютерной программы перепады (размахи) рабочих давлений классифицируются в соответствии со следующим алгоритмом:

- определяются размахи внутренних давлений для рассматриваемого процесса нагружения и выбираются наибольший и наименьший из них (ΔP_{max} и ΔP_{min});
- определяется длина интервала возможных значений размахов ($d_н = \Delta P_{max} – \Delta P_{min}$);
- интервал возможных значений размахов делится на 10 (к примеру) классов; выбор количества классов не имеет принципиального значения, поскольку количество классов в программе определяется как «const» и может быть изменено в любой момент;
- подсчитываются частоты попадания размахов внутренних давлений в соответствующие классы за контрольный период (в данном случае за год);
- приведение размахов циклов давлений к эквивалентному отнулевому виду производится по соотношению [1, 4]:

$$\Delta P = P_{max} – k_{no} \cdot P_{min}, \quad (3)$$

где k_{no} – уровень оптимизма.

При различных значениях уровня оптимизма (k_{no}) получают различные оценки эквивалентного процесса нагружения: от крайне пессимистической ($k_{no} = 0$) до крайне оптимистической ($k_{no} = 1$). Реалистической позиции соответствует промежуточное значение коэффициента приведения $k_{no} = \{0; 1\}$.

В результате использования данной компьютерной программы получаются блоковые диаграммы частот попадания размахов рабочих давлений в соответствующие классы (с 1 по 10) за каждый рассматриваемый год при различных уровнях оптимизма ($k_{no} = 0; 0,5; 1$). Классы с 1 по 10 соответствуют десяти режимам нагружения

нефтепровода перепадами рабочих давлений: 1 класс – режим № 1, при котором нефтепровод нагружается перепадом рабочих давлений ΔP_1 с частотой нагружения в год n_1, и т.д. Пример блоковых диаграмм приведен на рис. 2.

4. По диаграммам определяются частоты попадания размахов рабочих давлений в соответствующие классы (с 1 по 10) за каждый год при различных уровнях оптимизма (k_{no} = 0; 0,5; 1). Частоты на диаграммах выражены в относительных единицах от общего числа циклов нагружения в год. Результаты анализа блоковых диаграмм частот нагружения представляются в таблицах.

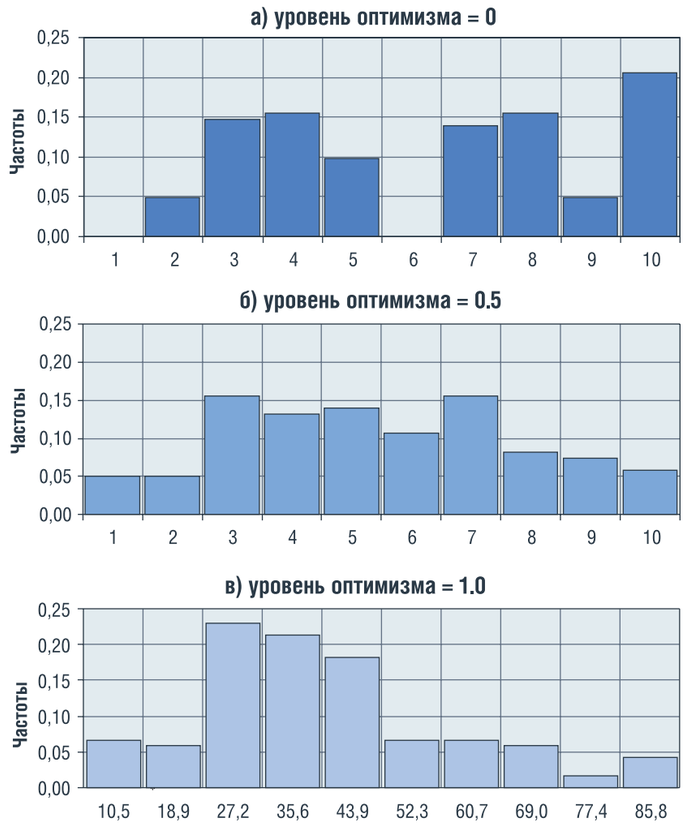
5. По частотам попадания перепадов рабочих давлений в соответствующие классы (с 1 по 10), определяемым по блоковым диаграммам, определяются искомые числа циклов нагружения нефтепровода перепадами рабочего давления $N_1 – N_{10}$ за каждый год при десяти различных режимах, соответствующих десяти классам, взятым из блоковых диаграмм.

Расчет ресурса ведется с позиции крайнего пессимизма, т.е. во внимание принимается наименьшее значение остаточного ресурса как наихудший вариант развития событий для нефтепровода.

Числа циклов N^*, которые может выдержать до разрушения нефтепровод с дефектом при различных режимах нагружения, на стадии зарождения дефекта определяются из уравнения Коффина – Мэнсона, адаптированного для несимметричных форм нагружения, а на стадии развития дефекта – по уравнению Пэриса.

Можно предположить, что в длительно действующих нефтепроводах (30 лет и более) острые трещиноподобные дефекты уже проявились и были устранены, зато имеется множество дефектов нетрещиноподобных, в которых за такой период вполне могло произойти накопление повреждений структуры металла. Поэтому достаточно актуальной является задача оценки остаточного ресурса нефтепроводов

РИС. 2. Блоковые диаграммы частот нагружения нефтепровода



с нетрещиноподобными, «гладкими» дефектами стенок (вмятинами, потерями металла и т.д.).

В данной работе при оценке остаточного ресурса нефтепровода с дефектами в виде вмятин число циклов N^* до разрушения определяется по стадии зарождения дефекта из уравнения Коффина – Мэнсона для мягкого нагружения, адаптированного для несимметричных форм нагружения [3]:

$$N^* = \chi_2 \sqrt{\frac{\ln \frac{1}{1-\psi_B}}{\tilde{e}_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}}}, \qquad (4)$$

где $\tilde{e}_a$ – амплитуда истинных деформаций в дефекте, определяется по диаграмме истинных напряжений – деформаций растяжения $\sigma_i = f(e_i)$;

ψ_B – относительное сужение площади сечения образца, соответствующее пределу прочности σ_B, определяемое по ГОСТ 1497-73;

E – модуль упругости стали;

σ_{-1} – предел усталости стали. Для сталей, применяемых в нефтепроводах, $\sigma_{-1} = 0{,}4\sigma_B$;

χ_2 – показатель мягкого циклического нагружения.

Последовательность расчета числа циклов до разрушения при оценке остаточного ресурса нефтепровода с вмятинами такова:

1. Рассчитывается предел усталости стали по формуле:

$$\sigma_{-1} = 0{,}4\sigma_B. \qquad (5)$$

2. Определяется показатель мягкого циклического нагружения:

$$\chi_2 = 1{,}2 \cdot \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_B} - 0{,}35, \qquad (6)$$

где $\sigma_{0,2}$ – предел текучести стали;

σ_B – предел прочности стали.

3. Вычисляются максимальные напряжения в стенке нефтепровода без учета концентрации напряжений при десяти различных режимах нагружения, соответствующих десяти классам по блоковым диаграммам частот нагружения. Поскольку расчет остаточного ресурса ведется для отнулевого процесса нагружения с позиции крайнего пессимизма, то минимальные напряжения в стенке нефтепровода равны нулю (т.к. минимальные рабочие давления равны нулю) в каждом из рассматриваемых десяти классов.

Расчет остаточного ресурса по стадии зарождения дефектов выполняется по наибольшим напряжениям, действующим в окрестностях концентратора напряжений (в данном случае вмятины) и устанавливаемым путем сравнения кольцевых, продольных напряжений и интенсивностей напряжений. Расчет наибольших (максимальных) кольцевых, продольных напряжений и интенсивностей напряжений ведется по формулам [2]:

$$\sigma_{кц.\max_i} = \frac{P_{\max i} \cdot D_{вн}}{2\delta}, \qquad (7)$$

$$\sigma_{пр.\max_i} = \mu \cdot \frac{P_{\max i} \cdot D_{вн}}{2\delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_н}{2\rho}, \qquad (8)$$

$$\sigma_{i\,\max_i} = \sqrt{\sigma^2_{кц.\max_i} - \sigma_{пр.N_{\max i}} \cdot \sigma_{кц.\max_i} + \sigma^2_{пр.N_{\max i}}}, \qquad (9)$$

где $P_{\max i}$ – максимальное рабочее давление при каждом режиме нагружения, т.е. в каждом из десяти классов по блоковым диаграммам частот нагружения (всего должно быть десять значений $P_{\max}$), МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м;

$D_н$ – наружный диаметр нефтепровода, м;

δ – толщина стенки нефтепровода в месте расположения дефекта (определяется при диагностическом обследовании нефтепровода), м;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси нефтепровода, м.

4. Определяется коэффициент концентрации напряжений для концентратора напряжений (в данном случае для вмятины) [1, 3]:

$$\alpha_\sigma = 1 + 2{,}1 \cdot \frac{t}{\delta} + 0{,}425 \cdot \left(\frac{t}{\delta}\right)^2 - \frac{D_{вм}}{D} \cdot \left[\frac{t}{\delta} - 0{,}25 \cdot \left(\frac{t}{\delta}\right)^2\right], \qquad (10)$$

где t, $D_{вм}$ – соответственно глубина и диаметр вмятины;

δ – толщина стенки нефтепровода в месте вмятины;

D – наружный диаметр нефтепровода.

5. Рассчитываются максимальные напряжения в концентраторе (вмятине) при десяти различных режимах нагружения нефтепровода, соответствующих десяти классам из блоковой диаграммы частот нагружения:

$$\sigma_{\max_i} = \alpha_\sigma \cdot \sigma_{кц.\max_i}(_{i.\max_i}, _{пр.\max_i}), \qquad (11)$$

где α_σ – коэффициент концентрации напряжений для вмятины;

$\sigma_{кц.\max_i}(_{i.\max_i}, _{пр.\max_i})$ – максимальные кольцевые, продольные напряжения и интенсивности напряжений в стенке нефтепровода без учета концентрации напряжений для различных режимов нагружения нефтепровода.

6. С использованием диаграммы истинных напряжений – деформаций растяжения $\sigma_i = f(e_i)$ определяются истинные деформации $e_{\max}$ при максимальных напряжениях в зоне концентрации напряжений во вмятине при десяти режимах нагружения нефтепровода. Истинные деформации $e_{\min}$ при минимальных напряжениях во вмятине равны нулю.

7. Вычисляются амплитуды деформации в зоне концентрации напряжений во вмятине (e_a) и средняя деформация цикла ($e_{ср}$) при различных режимах нагружения:

$$e_{a\,i} = \frac{e_{\max i} - e_{\min i}}{2}, \qquad (12)$$

$$e_{ср_i} = \frac{e_{\max i} + e_{\min i}}{2}, \qquad (13)$$

где $e_{\max i}$, $e_{\min i}$ – истинные деформации при максимальных и минимальных напряжениях в зоне концентрации напряжений во вмятине.

8. Вычисляется истинная деформация в зоне концентрации напряжений во вмятине с учетом асимметрии циклов нагружения:

$$\tilde{e}_{a\,i} = \frac{e_{a\,i}}{1 - \frac{e_{ср_i}}{e_k}}, \qquad (14)$$

где $\tilde{e}_{a_i}$, $e_{ср_i}$ – величины, рассчитываемые по формулам (12) и (13);

e_k – истинное значение относительной деформации при разрыве, определяемое по диаграмме истинных напряжений – деформаций.

9. Определяются числа циклов до разрушения при десяти различных режимах нагружения нефтепровода по формуле (4).

Расчет ресурса ведется с позиции крайнего пессимизма, т.е. во внимание принимается наименьшее значение остаточного ресурса как наихудший вариант развития событий для нефтепровода. ●

Литература

1. *Шарнина Г.С. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности длительно эксплуатируемых нефте- и нефтепродуктопроводов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2003. – 152 с.*
2. *СП 36.13330. 2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). – Госстрой. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 93 с.*
3. *Шарнина Г.С. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности длительно эксплуатируемых нефте- и нефтепродуктопроводов: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2003. – 24 с.*

KEYWORDS: *resource of safe operation, oil pipeline, the principle of linear accumulation of damage, asymmetric loading mode, stress concentration.*

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДОВ, подверженных влиянию нестационарных процессов

Чухарева Наталья Вячеславовна
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, отделение нефтегазового дела, доцент, к.х.н.

Луценко Максим Евгеньевич
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, отделение нефтегазового дела

В РАБОТЕ ПРЕДЛОЖЕН АЛГОРИТМ ВЫБОРА ИСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ. ВВЕДЕН ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КРИТЕРИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОБЕСПЕЧИТЬ ЦЕЛОСТНОСТЬ ОБЪЕКТА ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ УДАРЕ. ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О ВЛИЯНИИ ГРУППЫ ФАКТОРОВ НА ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДА С РАЗЛИЧНЫМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ ДАННЫМИ

THE ARTICLE PROPOSES THE ALGORITHM FOR SELECTING THE INITIAL PARAMETERS OF OIL PIPELINES TO ASSESS THE STRESS-STRAIN STATE UNDER THE INFLUENCE OF NON-STATIONARY PROCESSES. AN ADDITIONAL CRITERION HAS BEEN INTRODUCED TO ENSURE THE INTEGRITY OF THE OBJECT IN CASE OF HYDRAULIC SHOCK. THE PRESENTED RESULTS INDICATE THE INFLUENCE OF A GROUP OF FACTORS ON THE CHOICE OF OPTIMAL TECHNICAL CHARACTERISTICS OF A PIPELINE WITH DIFFERENT OPERATIONAL DATA

Ключевые слова: *трубопровод, характеристики, нестационарный процесс, проектирование, запас прочности, режим перекачки, напряженно-деформированное состояние.*

УДК 622.692.2

Принятие первичных технических решений на стадии проектирования промысловых трубопроводов (ТП) определяется условиями местоположения объекта, свойствами транспортируемой углеводородной среды, планируемыми режимами перекачки с учетом определяющих термобарических условий и материала труб. При этом параметры надежности и долговечности, определяемые в соответствии с требованием действующих нормативно-технических документов (НТД) ГОСТ 55990-2014, СП 284.1325800.2016, СТО Газпром 2-2.1-383-2009 [1–3], не учитывают динамику изменения циклических нагрузок ТП. Эти нагрузки могут возникать вследствие развития нестационарных процессов, особенно на участках расположения сборных коллекторов, обеспечивающих подачу продукции скважин от выкидных линий до первичных установок подготовки.

Как показывает литературный анализ [4–9], не исключена кратковременная разница параметров фактических режимов эксплуатации от проектных, что определяет ряд неточностей в прогнозировании поведения сложных технических объектов, связанных с длительностью эксплуатационного ресурса. Указанное является важным критерием, который определяет безаварийную работу опасных производственных объектов, ранжируемых в соответствии с ФЗ-116 [10]. В связи с чем возникает

необходимость разработки новых концептуальных подходов к проектированию ТП, подверженных при эксплуатации интенсивному влиянию пульсаций давлений. Эти процессы могут развиться по причине изменения реологических свойств нефти, фазовых переходов, скачков количественных параметров, связанных с уменьшением эффективного диаметра вследствие образования твердых отложений во внутренней полости коллектора. Работы, направленные на решение обозначенных проблем, актуальны, так как позволят внести некоторые изменения в проектную НТД.

Исходя из изложенного выше, целью данной работы является поиск оптимальных условий выбора геометрических параметров ТП с введением дополнительного критерия, учитывающего развитие нестационарных процессов и корректирующего нормативные прочностные требования для обеспечения условий безопасной эксплуатации.

В данной работе под нестационарными процессами принимаем явление гидравлического удара (ГУ), причиной которого является разрыв сплошности потока.

Для реализации указанной цели необходимо выполнить следующие задачи:

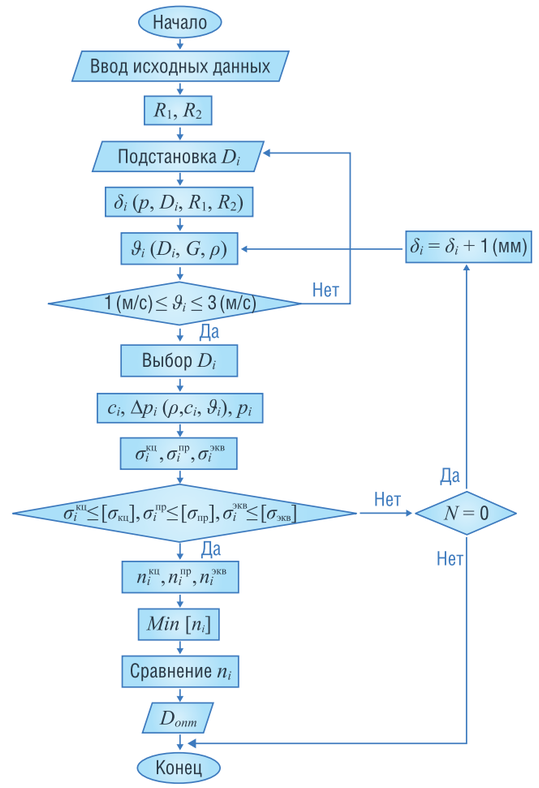
- во-первых, разработать алгоритм выбора оптимальных геометрических характеристик ТП при возникновении и развитии нестационарных процессов;
- во-вторых, сформировать базу данных, учитывающую изменения коэффициента запаса прочности разносортных ТП с переменными техническими параметрами для перекачки углеводородной среды разной плотности.

Современные подходы к проектированию в большей степени базируются на выборе оптимальных параметров труб. Полученные расчетные данные могут привести к условию выбора между двумя и более близлежащими типоразмерами внутреннего диаметра при обеспечении необходимой производительности ТП с учетом скорости потока среды. Отметим, что необходимо учесть возможные участки с зонами расслоения потока (развитие ручейковой коррозии) для минимизации вероятности возникновения и развития техногенных событий 1, 2, 3 уровней в соответствии с классификацией Ростехнадзора «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» [11].

Специалисты проектирующей организации учитывают необходимость снижения металлоемкости проекта с соблюдением требований действующей НТД. С другой стороны, на наш взгляд, не всегда принятое решение оптимально в случае развития ГУ, так как может не обеспечивать устойчивость опасного участка, что будет показано далее.

Решение указанной проблемы может быть реализовано следующим образом. Проведем поиск областей смежных диаметров при условии постоянной или разной толщины стенки труб, с обеспечением устойчивости ТП при кратковременных интенсивных скачках давления путем введения дополнительного критерия n_i – коэффициента запаса прочности при ГУ.

РИС. 1. Алгоритм подбора оптимальных геометрических характеристик ТП при возникновении и развитии ГУ



В качестве объекта исследования представим высоконапорный ТП (нефтесборный коллектор) с давлением в пределах 2,5–6 МПа с шагом 0,5 МПа. Плотность перекачиваемой среды принимаем 870, 920 и 1000 кг/м³. Выберем для материала труб стали 09Г2С и 13ХФА. Изменение производительности модельного ТП находится в пределах от 15 до 500 кг/с.

Технические характеристики коллектора могут быть преобразованы в параметры НДС при возникновении и развитии нестационарных процессов с помощью действующей документации и расчетных формул Н.Е. Жуковского. Алгоритм действий при выборе оптимальных геометрических характеристик трубопровода можно представить в виде блок-схемы. Отличительной особенностью приведенного алгоритма (рис. 1) от ГОСТ 55990-2014 [1] является введение коэффициента запаса прочности при ГУ n_i, позволяющего учитывать влияния резких перепадов давлений, возникающих в процессе эксплуатации ТП. На стадии выбора диаметра и толщины стенки указанный коэффициент позволяет обеспечить устойчивую работу и недопустимость пластических деформаций и/или разрывов труб, на основании чего выбираем более надежный вариант.

Для реализации указанного алгоритма следует исходить из данных, представленных в таблице 1.

Таким образом, при реализации данного алгоритма может быть решена задача выбора геометрических характеристик ТП между несколькими смежными

ТАБЛИЦА 1. Исходные характеристики для расчета напряженно-деформированного состояния промысловых нефтепроводов

Обозначение	Расшифровка	Единица измерения	Обозначение	Расшифровка	Единица измерения
p	Эксплуатационное давление	МПа	α	Коэффициент линейного температурного расширения	$(°C)^{-1}$
G	Массовый расход ТП	кг/с	r	Радиус упругого изгиба	м
ρ	Плотность перекачиваемой среды	кг/м^3	R_1	Расчетное сопротивление по текучести стали	МПа
$\sigma_т$	Предел текучести стали	МПа	R_2	Расчетное сопротивление по прочности стали	МПа
$\sigma_п$	Предел прочности стали	МПа	D_i	Наружный диаметр ТП в соответствии с сортаментом	мм
E_0	Модуль упругости перекачиваемой среды	МПа	δ_i	Толщина стенки трубы i-го ТП	мм
E	Модуль упругости стали	МПа	d_i	Внутренний диаметр i-го ТП	мм
Δt	Температурный перепад	°С	ϑ_i	Скорость потока среды i-го ТП	м/с
m	Коэффициент условий работы ТП	–	c_i	Скорость распространения ударной волны i-го ТП	м/с
y_{my}	Коэффициент надежности по материалу труб по текучести	–	Δp_i	Перепад давления при ГУ i-го ТП	МПа
y_{mu}	Коэффициент надежности по материалу труб по прочности	–	p_i	Давление при ГУ i-го ТП	МПа
y_n	Коэффициент надежности по ответственности ТП	–	$\sigma_i^{кц}, \sigma_i^{пр}, \sigma_i^{экв}$	Кольцевые, продольные и эквивалентные напряжения i-го ТП при ГУ	МПа
y_{fp}	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	–	$[\sigma_{кц}], [\sigma_{пр}], [\sigma_{экв}]$	Расчетные предельно допустимые кольцевые, продольные и эквивалентные напряжения i-го ТП	МПа
f_l	Расчетный коэффициент при эксплуатации ТП для продольных напряжений	–	N	Количество типоразмеров ТП, удовлетворяющих условиям прочности и скорости потока среды	–
f_{eq}	Расчетный коэффициент при эксплуатации ТП для эквивалентных напряжений	–	$n_i^{кц}, n_i^{пр}, n_i^{экв}$	Коэффициенты запаса прочности при ГУ по кольцевым, продольным и эквивалентным напряжениям i-го ТП	–
μ	Коэффициент Пуассона	–	$D_{опт}$	Оптимальный наружный диаметр ТП для безопасной эксплуатации при возникновении и развитии ГУ	мм

Расчетные формулы

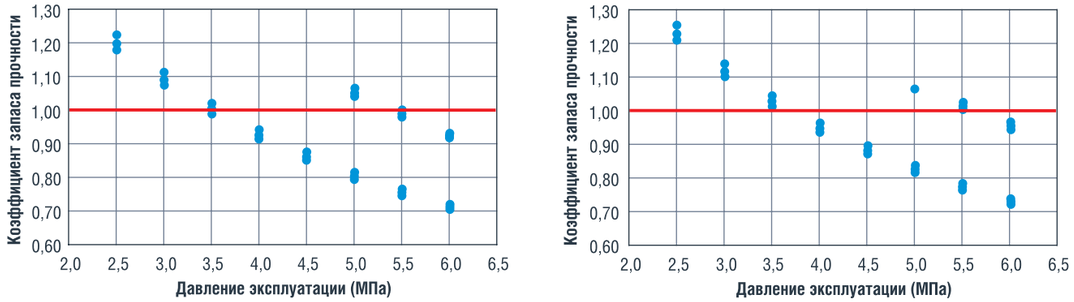
$R_1 = \frac{m \cdot \sigma_т}{y_{my} \cdot y_n}$	$R_2 = \frac{m \cdot \sigma_п}{y_{mu} \cdot y_n}$	$\delta_i = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D_i}{2 \cdot \min(R_1, R_2)}$	$d_i = D_i - 2 \cdot \delta_i$	$\vartheta = \frac{4 \cdot G}{\rho \cdot \pi \cdot d^2}$	$c_i = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{E_0} + \frac{\rho \cdot d_i}{E \cdot \delta_i}}}$	$\Delta p_i = \rho \cdot c_i \cdot \vartheta_i$
$p_i = p + \Delta p_i$	$\sigma_i^{кц} = \frac{y_{fp} \cdot p_i \cdot D_i}{2 \cdot \delta_i}$	$\sigma_i^{пр} = \mu \cdot \sigma_i^{кц} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_i}{2 \cdot r}$	$\sigma_i^{экв} = \sqrt{(\sigma_i^{кц})^2 - \sigma_i^{кц} \cdot \sigma_i^{пр} + (\sigma_i^{пр})^2}$		
$[\sigma_{кц}] = \min(R_1, R_2)$	$[\sigma_{пр}] = f_l \cdot \sigma_т$	$[\sigma_{экв}] = f_{eq} \cdot \sigma_т$	$n_i^{кц} = \frac{[\sigma_{кц}]}{\sigma_i^{кц}}$	$n_i^{пр} = \frac{[\sigma_{пр}]}{\sigma_i^{пр}}$	$n_i^{экв} = \frac{[\sigma_{экв}]}{\sigma_i^{экв}}$

диаметрами в условии обеспечения требований НТД и необходимого расхода перекачиваемой среды с учетом максимальных эксплуатационных термобарических характеристик.

Результаты расчетов

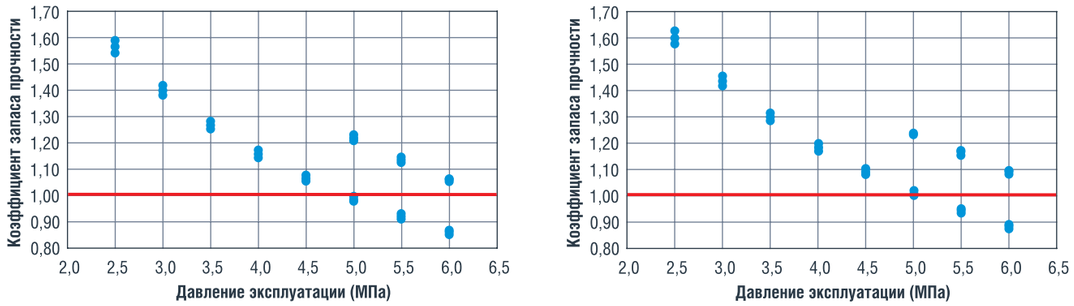
На основе технических параметров, представленных выше, сформирована база данных для оценки НДС при возникновении и развитии нестационарных процессов и выбора оптимальных геометрических характеристик ТП, главным критерием безаварийной работы которого является коэффициент запаса прочности при ГУ n_i. Для достижения условия недопустимости пластических деформаций и/или разрывов труб должно соблюдаться условие $n_i > 1$. Указанное определяет максимально возможное давление внутренней полости коллектора. Для приведенных типоразмеров ТП на рисунках 2–4 поле возникновения неустойчивого положения и деформации объекта исследования находится ниже красной линии и определяет область безопасной эксплуатации не более 5 МПа, при которой с развитием явлений ГУ система будет гарантировано устойчива и обеспечит безаварийный режим функционирования. Повышение производительности приводит далее к падению безопасного давления и у рассмотренных ТП составляет до 3 МПа.

РИС. 2. Зависимость коэффициента запаса прочности при ГУ от давления эксплуатации для ТП $D_н$ 178 мм, G = 60 кг/с



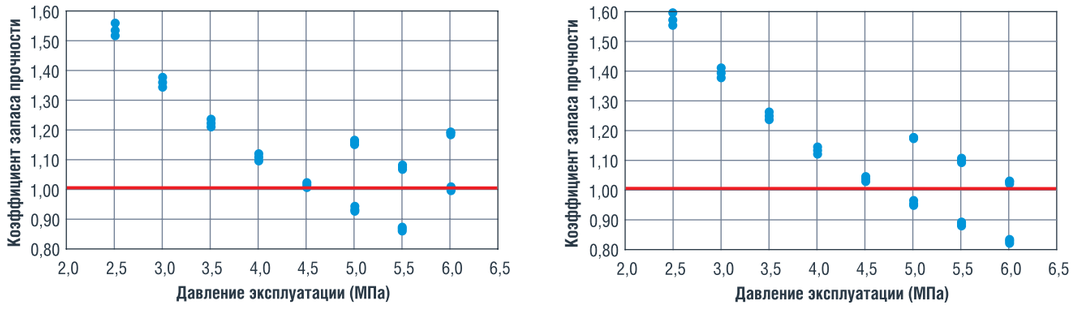
а) сталь 09Г2С б) сталь 13ХФА

РИС. 3. Зависимость коэффициента запаса прочности при ГУ от давления эксплуатации для ТП $D_н$ 219 мм, G = 60 кг/с



а) сталь 09Г2С б) сталь 13ХФА

РИС. 4. Зависимость коэффициента запаса прочности при ГУ от давления эксплуатации для ТП $D_н$ 245 мм, G = 60 кг/с



а) сталь 09Г2С б) сталь 13ХФА

Для компенсации силы ГУ в алгоритме предложено увеличение толщины стенки трубы, если ни один из расчетных диаметров не удовлетворяет условиям прочности. Таким образом, при вариабельности эксплуатационного давления и требуемой производительности максимальное увеличение толщины стенки, зафиксированное в базе данных, равняется 3 мм. Стоит отметить, что увеличение толщины стенки на 1 мм приводит к росту коэффициента запаса прочности при ГУ на 5–30 % в зависимости от выбранного диаметра ТП: чем больше диаметр, тем меньше этот прирост.

Изменение плотности перекачиваемой среды ρ способствует незначительным изменениям коэффициента запаса прочности при развитии ГУ. При переходе ρ от 870 до 1000 кг/м^3 наблюдался рост n_i на 1–3 % в зависимости от диаметра ТП. Однако в выборке данных были зафиксированы случаи, когда изменение плотности способствовало увеличению толщины стенки ТП для обеспечения его устойчивости (рис. 2а).

Применение сталей с различными пределами текучести и прочности также влияет на изменение n_i. При переходе от стали 09Г2С к 13ХФА наблюдался рост коэффициента на 2–4 % в зависимости от исходного диаметра ТП. Свойства продукции накладывают свои корректировки: использование сталей типа 13ХФА в некоторых случаях допустимо без дополнительного увеличения толщины стенки (рис. 4б), что указывает на индивидуальный подход к решению поставленной задачи. Наблюдаются случаи, когда

ТАБЛИЦА 2. Расчетные параметры промысловых нефтепроводов

№ блока расчетных диаметров	Наружный диаметр, мм	Давление эксплуатации, МПа	Плотность перекачиваемой среды, кг/м³	Сталь	Массовый расход, кг/с	Толщина стенки, мм	Коэффициент запаса прочности при ГУ
1	146	5,5	1000	09Г2С	29	3	1,01
	152	5,5	1000	09Г2С	29	3	0,99
	159	5,5	1000	09Г2С	29	3	0,97
2	168	4,5	870	09Г2С	40	3	0,99
	178	4,5	870	09Г2С	40	3	0,97
	219	4,5	870	09Г2С	40	4	1,16
3	273	3,0	870	13ХФА	130	4	1,01
	325	3,0	870	13ХФА	130	4	0,99
	356	3,0	870	13ХФА	130	4	0,96
4	325	2,5	920	09Г2С	160	4	1,00
	356	2,5	920	09Г2С	160	4	1,00
	377	2,5	920	09Г2С	160	5	1,21
5	356	3,0	870	09Г2С	180	4	0,84
	377	3,0	870	09Г2С	180	5	1,02
	426	3,0	870	09Г2С	180	5	0,99
6	356	4,0	870	13ХФА	180	5	0,88
	377	4,0	870	13ХФА	180	6	1,03
	426	4,0	870	13ХФА	180	6	0,98
7	377	4,5	920	09Г2С	200	6	0,90
	426	4,5	920	09Г2С	200	7	0,99
	530	4,5	920	09Г2С	200	8	1,01
8	426	2,5	870	09Г2С	350	5	0,85
	530	2,5	870	09Г2С	350	6	1,00
	630	2,5	870	09Г2С	350	7	1,11

геометрические характеристики ТП близлежащих диаметров удовлетворяют условиям прочности. Тогда выбор оптимального диаметра основан на определении ТП с большим n_i. Это объясняется тем, что в ходе эксплуатации толщина стенки трубы может уменьшаться из-за развития внутренней коррозии, и потребуется дополнительный запас на влияние нестационарных процессов.

Часть сформированной базы данных по выбору оптимального ТП можно представить в виде таблицы 2, где наиболее приемлемый, с точки зрения устойчивой работы, вариант выделен серым цветом.

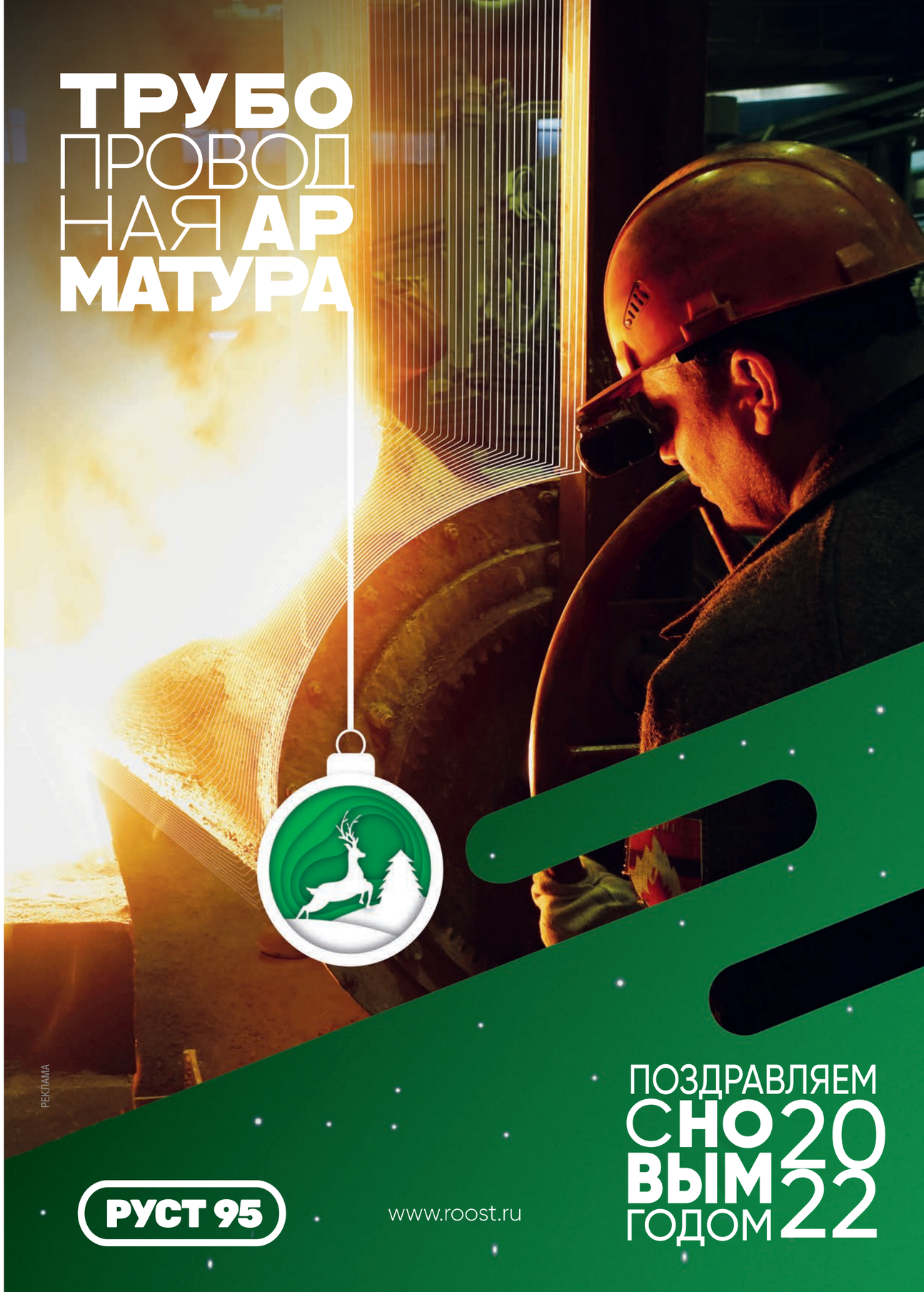
Заключение

При выборе оптимального варианта ТП предложено введение дополнительного коэффициента запаса прочности n_i, позволяющего повысить его устойчивость под действием нестационарных процессов, возникающих при перекачке среды с разными реологическими свойствами. Показан неоднозначный подход при обосновании требуемого диаметра и толщины стенки. Установлено, что типоразмер труб, позволяющий снижать металлоемкость проекта, не всегда может являться определяющим фактором. Для получения более полной информации также следует учитывать объемы формирующихся гидравлических потерь на заданном участке.

Литература

1. *ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Введ. 2014-12-01 / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: Стандартинформ, 2015.*
2. *СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением № 1). – Введ. 2017-06-17 / Российский государственный университет нефти и газа НИУ имени И.М. Губкина. М.: Стандартинформ, 2016.*
3. *СТО Газпром 2-2.1-383-2009 Нормы проектирования промысловых трубопроводов. – Введ. 2010-02-26 / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: ООО «Газпром экспо», 2009.*
4. *Байков И.Р. Определение оптимальных параметров промысловых трубопроводов / И.Р. Байков, Н.Р. Рязапов, С.В. Китаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2017. № 4. – С. 23–28.*
5. *Шатило С.П. Обеспечение надежности промысловых трубопроводов на месторождениях Западной Сибири / С.П. Шатило, А.А. Садыков, В.С. Штенников // Территория Нефтегаз, 2009. № 4. – С. 40–43.*
6. *Мамонтов А.А. Статистический анализ причин возникновения утечек на промысловых нефтепроводах / А.А. Мамонтов, М.А. Смычёк // Российско-китайский научный журнал «Содружество», 2018. № 23. – С. 26–29.*
7. *Станев В.С. Расчет магистрального трубопровода в условиях гидроудара с учетом технического состояния / В.С. Станев, А.Г. Гумеров, К.М. Гумеров, Ш.И. Рахматуллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2004. № 63. – С. 24–31.*
8. *Арбузов Н.С. Сравнительный анализ использования предохранительного клапана и газового колпака в качестве систем защиты от гидроудара морского нефтеналивного терминала / Н.С. Арбузов // Территория Нефтегаз, 2014. № 4. – С. 58–63.*
9. *Сверчков А.М. Верификация программного средства TOXI+Гидроудар для моделирования нестационарных процессов в трубопроводах / А.М. Сверчков, С.И. Сумской // Безопасность труда в промышленности, 2017. №10. – С. 5–10.*
10. *О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) // собрание законодательства РФ.1997. – № 30. – Ст. 3588.*
11. *Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» // Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – 2018.*

KEYWORDS: *pipeline, characteristics, non-stationary process, design, safety margin, pumping mode, stress-strain state.*



Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ПОДСИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ НЕШТАТНЫХ СОБЫТИЙ И ЕЕ РАЗВИТИЕ

Бухвалов Иван Ревович
филиал РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова»

Евсеев Сергей Владимирович
филиал РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова»

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ЭФФЕКТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ТРАНСПОРТОМ ГАЗА ПО МНОГОНИТОЧНЫМ МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ СРЕДСТВАМИ ИМЕЮЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ

THE ARTICLE DISCUSSES THE ISSUES OF EFFECTIVE MANAGEMENT OF GAS TRANSPORT THROUGH MULTI-LINE GAS PIPELINES BY MEANS OF OPERATING SOFTWARE AND HARDWARE SYSTEMS

Ключевые слова: *main gas pipeline, gas transportation, hardware and software complex, emergency detection system, telemechanics.*

УДК 621.396; 622.691.4

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

Газотранспортная система (ГТС) России крупнейшая в мире. История ее создания насчитывает десятилетия тяжелейшей работы по освоению труднодоступных районов, где находятся богатейшие запасы природного газа нашей страны. За годы эксплуатации происходит естественное старение трубопроводов, что накладывает ограничения по давлению газа в многониточных магистральных газопроводах (ММГ) и на режимы работы перекачивающих компрессорных станций.

Учет реальных возможностей газотранспортной системы при формировании управления является самой важной задачей обеспечения эффективности транспортировки газа. Второй по сложности задачей управления транспортом газа является обнаружение аварийной ситуации, минимизация потерь газа в случае ее возникновения и быстрая локализация аварийных ситуаций в ГТС.

Для дистанционного контроля параметров транспорта газа и для управления газовыми потоками на контролируемом участке применяют системы автоматики на компрессорной станции и системы телемеханики на линейной части магистральных газопроводов (МГ). Однако неверные действия диспетчера при управлении МГ могут привести к значительным финансовым потерям, экологическим катастрофам и человеческим жертвам даже в нормальных условиях транспортировки. Особенно критичным человеческий фактор становится в условиях возникшей аварийной ситуации, в которой на диспетчера действуют психологическая и временная составляющие, что подтверждается при анализе ситуаций, описанных в [1], [2], [3].

ФАКТЫ

ПОНС

подсистемы обнаружения нештатных событий для унифицированного комплекса телемеханики

ПОНС

В июле 2021 г. филиалом РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в соответствии с «Дорожной картой по взаимодействию ПАО «Газпром» с промышленным комплексом Нижегородской области» была проведена опытная эксплуатация и приемочные испытания подсистемы обнаружения нештатных событий (ПОНС) для унифицированного комплекса телемеханики (УНК ТМ) в Моркинском ЛПУ МГ.

К ПОНС были выдвинуты требования по обеспечению обнаружения:

- несанкционированной перестановки линейных кранов и перемычек;
- утечки газа или разрыва газопровода.

В ходе приемочных испытаний были подтверждены все заявленные характеристики ПОНС и получены существенно лучшие результаты по сравнению с расчетными в части определения места утечки:

- погрешность определения мест утечки газа не более 0,3 км;
- минимальный размер выявляемого перепада давления составил 0,06 кгс/см^2;

РИС. 1. Участок Моркинского ЛПУ и график имитации утечки газа

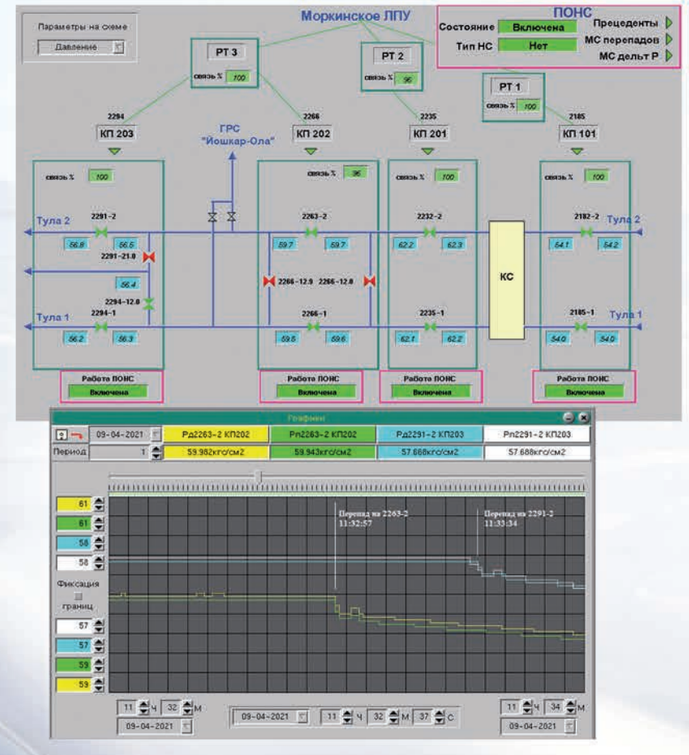
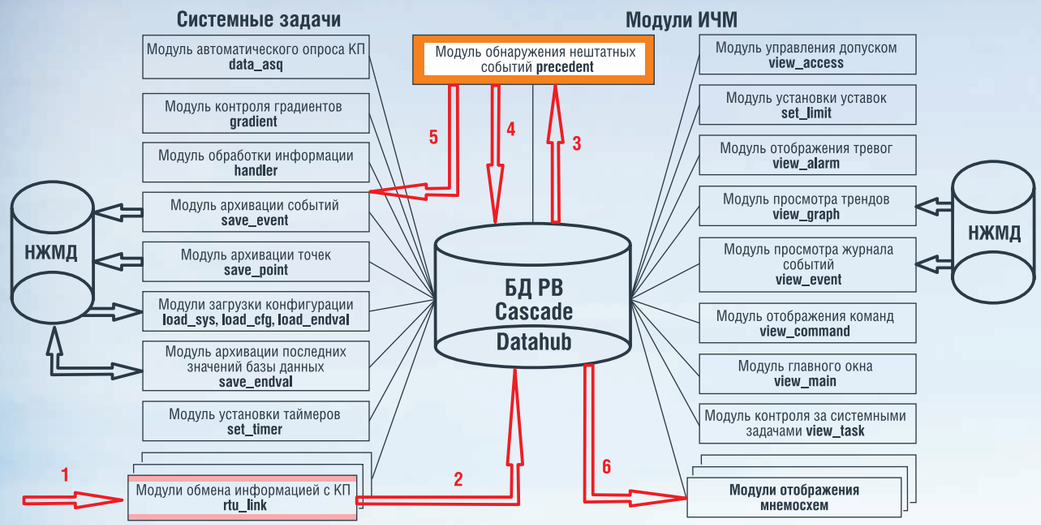


РИС. 2. Структурная схема ПО ПУ УНК ТМ с модулями ПОНС



- за время опытной эксплуатации ложных сообщений ПОНС не зафиксировано;
- зона чувствительности ПОНС от места имитации разрыва ММГ до контролируемого пункта (КП) телемеханики при стравливании газа через свечной кран Ду200 мм составила не менее 24 км, а при стравливании газа через свечной кран Ду300 мм составила более 25 км (рисунок 1).

Разработанное программное обеспечение ПОНС УНК ТМ в процессе комплекса испытаний подтвердило заявленные при разработке технические характеристики. Разработанные методы, алгоритмы и ПО ПОНС позволили определять тип и место возникновения НС на ММГ с использованием штатных технических средств системы телемеханики. Была доказана возможность определения НС без применения дополнительного аппаратного обеспечения.

По результатам опытной эксплуатации и приемочных испытаний ПОНС в Моркинском ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» комиссия решила:

- рекомендовать ввести ПОНС УНК ТМ Моркинского ЛПУ МГ в промышленную эксплуатацию;
- рекомендовать применение ПОНС УНК ТМ на объектах телемеханики ПАО «Газпром».

Рассмотрим, какие предшествующие разработки филиала РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» позволили создать ПОНС и какие вопросы при этом были решены.

Телемеханика

Одним из основных элементов автоматизации газотранспортной системы является система линейной телемеханики. Применение систем телемеханики на линейной части ММГ решает целый ряд важных задач:

- повышение надежности газоснабжения потребителей путем постоянного контроля технологического процесса транспорта газа;
- оптимизация и снижение затрат на транспортировку путем оперативности дистанционного управления потоками газа по МГ;
- оперативное обнаружение нештатных ситуаций типа утечки газа или разрыва МГ;
- дистанционная локализация нештатных ситуаций, позволяющая существенно снизить экономические и экологические последствия.

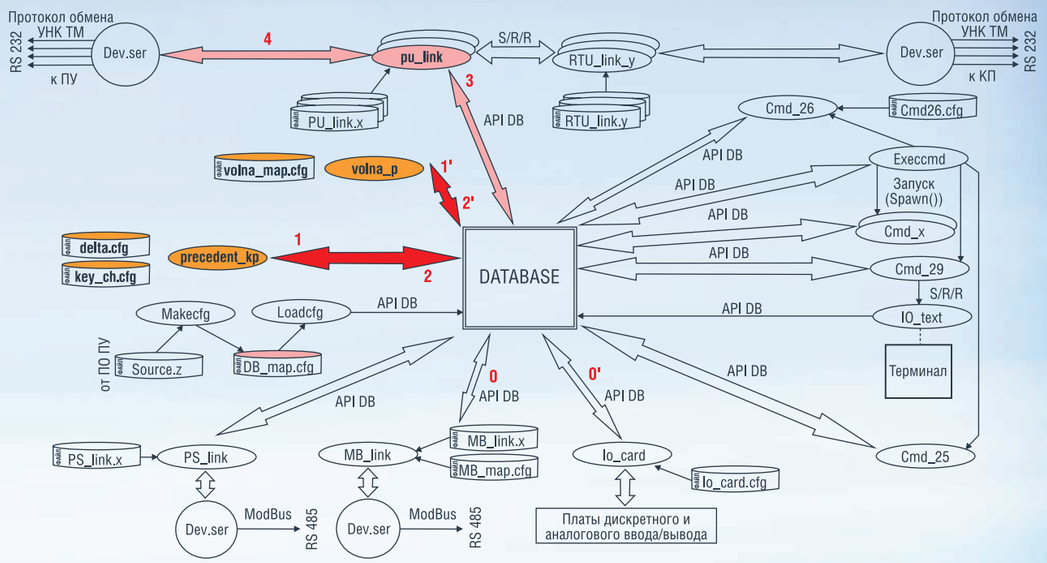
ФАКТЫ

Не более **0,3** км

составляет погрешность определения мест утечки газа

В 1997 г. «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» разработал и ввел в эксплуатацию комплекс телемеханики УНК ТМ, в настоящее время эксплуатирующийся в более чем 35 ЛПУ ПАО «Газпром». Комплекс отличается тем, что все базовое программное обеспечение (ПО) пункта управления (ПУ) и КП, а также протокол обмена были разработаны специалистами филиала РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова», что позволило в дальнейшем проводить модернизацию и включать дополнительные специализированные программные модули (в том числе и ПОНС) в ПО ПУ и ПО КП. Кроме того, особенности протокола обмена данными между ПУ и КП обеспечивали синхронизацию времени между контролерами КП и ПЭВМ ПУ с точностью до секунды, передачу экстренных сообщений вне зависимости от типа запроса ПУ и возможность включения в состав передаваемых данных новых типов сообщений ПОНС [4].

РИС. 3. Структурная схема ПО КП с модулями ПОНС



Структура ПО ПУ и КП УНК ТМ с модулями ПОНС приведена на рисунках 2, 3.

Введенные в состав ПУ и КП модули ПОНС были разработаны с использованием методов и алгоритмов, изложенных в патенте «Способ обнаружения нештатной ситуации на многониточном магистральном газопроводе» [5].

Тренажер диспетчера

В процессе отладки ПО ПОНС в составе УНК ТМ возник вопрос со средствами имитации нештатных событий. Отладка ПОНС в составе комплекса телемеханики (эксплуатируемого на действующем газопроводе) с преднамеренным созданием нештатных событий невозможна, следовательно, потребовался лабораторный стенд, моделирующий полноценные данные ММГ.

ФАКТЫ

В **1997** г.

разработан и введен в эксплуатацию комплекс телемеханики УНК ТМ, в настоящее время эксплуатирующийся в более чем 35 ЛПУ ПАО «Газпром»

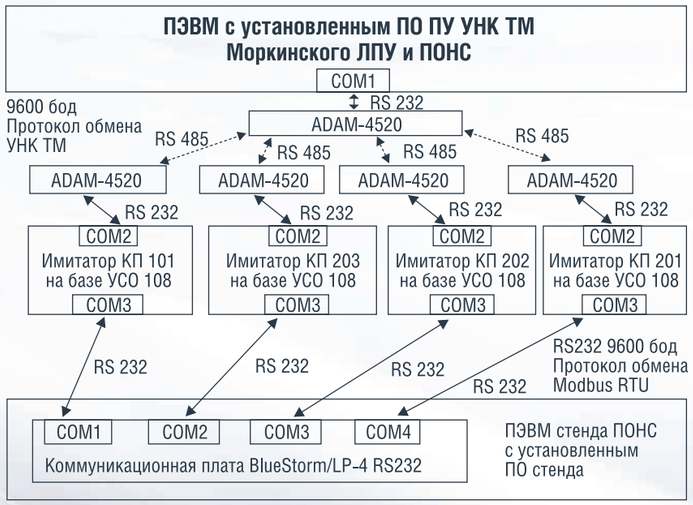
В 2006 г. в филиале РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» была разработана оригинальная математическая модель для создания тренажера диспетчера, внедренная в эксплуатацию в 8 ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» [1], [6], [7].

Математическая модель реального времени обеспечивает:

- моделирование линейной части (ЛЧ) и компрессорных цехов (КЦ);
- погрешность моделирования давления газа на трассе не более 2%;
- моделирование давления газа и состояния запорной арматуры с периодичностью не реже одного раза в секунду;
- возможность моделировать все типы нештатных событий в любом месте ЛЧ и КЦ;
- возможность передачи на «верхний уровень» смоделированной информации по протоколам типа Modbus.

На основе математической модели был разработан стенд ПОНС, позволивший без проведения натурных экспериментов провести полную отладку ПОНС (рисунок 4).

РИС. 4. Структурная схема комплекса для отладки ПОНС



БИЗНЕС-АКЦЕНТ

Концепция создания СППР

В 2010–2015 г. в сотрудничестве с Владимирским ГУ были разработаны основные алгоритмы и методы локализации нештатных событий [8]. Таким образом, с появлением ПОНС стала полностью реализуемой концепция системы поддержки принятия решений (СППР) диспетчера в нештатных ситуациях. Логическая схема взаимодействия составных частей СППР стала полностью замкнутой (рисунок 5).

Система телемеханики непрерывно подает данные в подсистемы математического моделирования (ММ) и ПОНС. ММ по заданной конфигурации линейного производственного управления (ЛПУ), данным телемеханики и данным ПОНС производит расчет состояния ММГ на контролируемом участке. В случае обнаружения нештатного события, ПОНС передает их тип и местонахождение в систему ММ, где формируются сценарии локализации и производится расчет состояния ММГ на контролируемом участке в зависимости от возможного сценария локализации. Далее из всех возможных сценариев локализации определяется наиболее оптимальный и формируется сообщение для диспетчера в виде алгоритма последовательности действий для анализа и принятия решений.

После проведения анализа диспетчер формирует команды управления для системы телемеханики. Математическая модель при необходимости производит изменение сценария локализации в зависимости от действий диспетчера и прогнозирует результаты локализации по сценарию диспетчера. Сценарии локализации могут динамически меняться в зависимости от состояния ММГ.

Выводы

Разработанные методы, алгоритмы и ПО ПОНС УНК ТМ позволили определять тип и место возникновения НС на ММГ с использованием только системы телемеханики, без применения дополнительного аппаратного обеспечения, и в процессе комплекса испытаний подтвердили и превысили заявленные при разработке технические характеристики.

ПО ПОНС может быть реализовано для других типов телемеханики ПАО «Газпром».

После проведения разработки ПОНС в филиале РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» стали доступны все основные составляющие СППР:

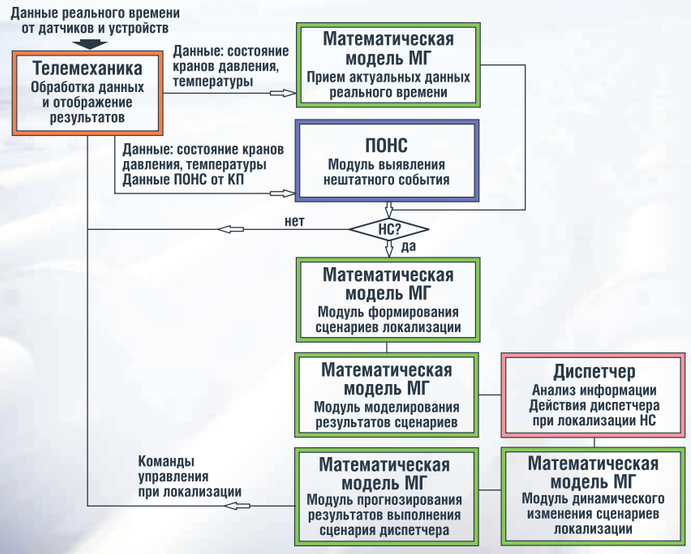
- система телемеханики УНК ТМ, эксплуатирующаяся в ПАО «ГАЗПРОМ»;
- математическая модель реального времени для МГ и КС;
- подсистема обнаружения нештатных событий на ММГ. ●

ФАКТЫ

В 2006 г.
разработана оригинальная математическая модель для создания тренажера диспетчера

Математическая модель
реального времени обеспечивает погрешность моделирования давления газа на трассе не более 2%

РИС. 5. Логическая структура системы СППР для телемеханики ММГ



Литература

1. *Бухвалов И.Р. Методы и алгоритмы информационной поддержки управления газотранспортной системой: дис. канд. тех. наук: 05.13.06. – 2007.*
2. *С.В. Евсеев. Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики / Экспозиция Нефть Газ. – Выпуск 6 (73), ноябрь 2019. – С. 70–72.*
3. *С.В. Евсеев. Решение задач раннего обнаружения нештатных событий на линейной части многониточного магистрального газопровода средствами системы линейной телемеханики / Экспозиция Нефть Газ. – Выпуск 4 (77), сентябрь 2020. – С. 74–76.*
4. *И.Р. Бухвалов, С.В. Евсеев. Оптимизация передачи данных в системах телемеханики // Труды конференции «Информационные системы и технологии», ИСТ-2018. – С. 681–685.*
5. *Акимов Н.Н., Андриянычева С.Б., Анисимов А.И., Бухвалов И.Р., Евсеев С.В., Лотов В.Н. Способ обнаружения нештатной ситуации на многониточном магистральном газопроводе. Патент на изобретение № 2700491. 2019.*
6. *Бухвалов И.Р., Кульпин С.И., Пимкин А.Г. Тренажер диспетчера линейно-производственного управления газотранспортного общества ОАО «Газпром» – М.: III Международная научно-техническая конференция DISCOM-2007. Доклады. Том II, с. 6–16.*
7. *Александров Д.В., Бухвалов И.Р., Гусев М.А, Кокорин А.В, Проскурина Г.В. Интеллектуальный комплекс для мониторинга процессов транспортировки газа и поддержки принятия решений диспетчера при возникновении нештатных ситуаций на магистральном газопроводе // М.: IV Международная научно-техническая конференция DISCOM-2009. Доклады. – С. 300–307.*
8. *Методы и модели поддержки принятия решений в нештатных ситуациях при эксплуатации магистральных трубопроводных сетей / Под ред. Д.В. Александрова. – М.: Финансы и статистика, 2013, с. 102.*

KEYWORDS: *main gas pipeline, gas transportation, hardware and software complex, emergency detection system, telemechanics.*

ПОТЕПЛЕНИЕ КЛИМАТА: В ЧЕМ ВЫГОДЫ, А В ЧЕМ ОПАСНОСТИ ДЛЯ РОССИИ?

WEDGE Infinity 日本を もっと、考える

Масааки Сасаки

Потепление открывает новые возможности для развития Северного морского пути.

Основные грузовые перевозки между Азией и Европой осуществляются через Суэцкий канал до Малаккского пролива, но маршрут по Северному Ледовитому океана может сократить время в пути до 40%. Если нынешние темпы потепления сохранятся, то продолжительность навигации по арктическому маршруту существенно увеличится.

Россия занимает сегодня четвертое место в мире по объемам выбросов CO_2. Это происходит потому, что Россия получает солидную выгоду от глобального потепления. Повышение температуры приведет к дальнейшему увеличению объемов сельскохозяйственного производства. Если в России будет выбрасываться примерно столько же CO_2, как и раньше, то примерно половина Сибири будет пригодна для сельхозпроизводства к 2080 году. Что касается навигации по СМП, ее уже сегодня можно поддерживать от 6 до 7 месяцев в году. Потепление имеет для России огромные преимущества также с точки зрения освоения нефтегазовых месторождений за полярным кругом.

РОССИЯ ИГРАЮЧИ «ЗАКРУЧИВАЕТ ГАЙКИ» ЕВРОПЕ

EXPRESS

Себастиан Киттли

Кремль категорически отрицает, что имеет хотя бы какое-то отношение к энергетическим бедам Европы, однако эксперты утверждают, что этот кризис заострил внимание на нездоровых отношениях экономического блока с Москвой. Чрезмерная зависимость от российского газа сделала Евросоюз «уязвимым» и «открытым» для атаки, чиновники предостерегают от гегемонии России на европейских энергетических рынках.

Это стало особенно заметным последние несколько месяцев. С начала этого года цена на природный газ выросла более чем на 600%. И, несмотря на

расплывчатые обещания, что Россия придет на помощь Евросоюзу, «Газпром» принял решение не бронировать дополнительные мощности по транзиту газа на декабрь. Сейчас многие европейцы живут в страхе: они боятся полномасштабного энергетического кризиса. Эксперты утверждают: «Мы знаем, какие геополитические игры они ведут с газовыми поставками и что именно эти игры приводят к закручиванию гаек в смысле оптовых цен на газ по всей Европе».

В октябре члены Европейского парламента и Еврокомиссии обсудили сложившуюся ситуацию на встрече в Страсбурге. По мнению экспертов, именно «Северный поток-2» лежит в основании политических игр России.

С ВЫБРОСАМИ МЕТАНА НУЖНО БОРОТЬСЯ ВО ВСЕМ МИРЕ, А НЕ ТОЛЬКО В РОССИИ

Bloomberg

Эйн Куинн

В развитых странах многие компании испытывают трудности с поиском работников теперь, когда экономики постепенно восстанавливаются после кризиса.

У крупных развивающихся стран с этим меньше проблем, потому что в их распоряжении есть более многочисленный пул рабочей силы, но среди них есть одно исключение – Россия. Миллионы трудовых мигрантов покинули эту страну, когда в прошлом году она закрыла границы. «Для заполнения новых рабочих мест требуется либо приток трудовых мигрантов, либо перераспределение действующей рабочей силы между регионами, отраслями и предприятиями», – заявила глава Центробанка России Э. Набиуллина.

Сейчас уровень безработицы в России находится на рекордно низком уровне и составляет 4,3%, средний уровень зарплаты вырос на 9%, а инфляция достигла 8,1% – самый высокий показатель более чем за пять лет. Со временем проблемы будут усугубляться, уверены лондонские аналитики: «В будущем в России будет две проблемы – уменьшение численности рабочей силы, а также структурная проблема, связанная с сокращением численности работников в возрасте до 40 лет». ●

ПОГОНЯ ЗА КПД
или экономия электроэнергии

УДК 656.56

Шалай Виктор Владимирович
профессор, д.т.н.

Мызников Михаил Олегович
доцент, к.т.н.

Гильдебрандт Маргарита Ивановна
старший преподаватель

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

В ПРОГРАММАХ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ [1, 2], ЗАНИМАЮЩИХСЯ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЫХ ЗАДАЧ СТАВИТСЯ ПОВЫШЕНИЕ КПД ЭКСПЛУАТАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ЧАСТО ЭТУ ЗАДАЧУ ПЫТАЮТСЯ РЕШИТЬ «В ЛОБ», ПЕРЕХОДЯ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ С ВЫСОКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ КПД. НО БОЛЕЕ ШИРОКИЙ И ПОДРОБНЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ПРЯМАЯ ПОГОНЯ ЗА ПОВЫШЕНИЕМ КПД ДАЛЕКО НЕ ВСЕГДА ПРИВОДИТ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, А ИНОГДА СОВСЕМ НАОБОРОТ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПОКАЗЫВАЮТ, КАК МОЖНО ДОБИТЬСЯ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

IN THE PROGRAMS FOR INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF ENTERPRISES [1, 2], ENGAGED IN THE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS, ONE OF THE IMPORTANT TASKS IS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF OPERATION OF THE EXISTING PUMPING EQUIPMENT. THEY OFTEN TRY TO FACE THIS PROBLEM "HEAD-ON" BY CHANGING TO THE HIGH VALUES OF EFFICIENCY MODES. HOWEVER, A BROADER AND MORE DETAILED ANALYSIS SHOWS THAT A DIRECT RUSH FOR HIGHER EFFICIENCY LEVEL DOES NOT ALWAYS LEAD TO INCREASED EFFICIENCY AND ENERGY SAVINGS, AND SOMETIMES QUITE THE OPPOSITE. THE AUTHORS OF THE ARTICLE SHOW HOW YOU CAN ACHIEVE LOWER ENERGY CONSUMPTION BY OPTIMIZING THE OPERATING MODES OF THE EQUIPMENT

Ключевые слова: *трубопроводный транспорт, насосное оборудование, энергопотребление, технологический режим, КПД.*

Самым простым способом добиться наиболее высокого КПД каждой единицы насосного оборудования можно путем работы трубопровода на режимах, близких к максимальным проектным. При этом не требуется модернизация насосов или замена на более совершенное оборудование. Сразу КПД насосов достигает максимальных значений, заложенных в проект. И это хорошо для нефтепроводов, работающих на полную проектную нагрузку. Но практика эксплуатации многих нефтепроводов показывает, что далеко не все из них работают с полной проектной производительностью. Перекачиваемые объемы часто меньше максимальных проектных величин. Иногда требуется неравномерная поставка нефти. Пониженные объемы поставки нефти с использованием максимальных режимов требуют циклической работы трубопровода с периодическими остановками [3]. При этом в периоды работы задействовано максимальное количество единиц насосного оборудования, трубопровод циклически нагружается до максимальных давлений, при включении и выключении идут переходные процессы, ухудшаются условия контроля технического состояния трубопровода, снижается уровень безопасности, повышаются риски возникновения нештатных ситуаций, отказов или аварий.

От многих этих проблем можно уйти при непрерывной равномерной работе нефтепровода в течение продолжительных промежутков времени.

При равномерной поставке используется для работы минимум насосного оборудования, отсутствует цикличность нагружения трубы, насосы работают на пониженной производительности, соответственно, потребляют меньше энергии, давление в трубопроводе также может быть понижено. Для перекачки требуемого объема требуется меньшее число насосных агрегатов, часто даже промежуточные насосные станции могут быть выведены из эксплуатации. Контроль длительного стационарного режима осуществлять значительно проще. Главным недостатком такой работы на пониженной производительности является то, что мощное насосное оборудование используется на сниженных режимах и имеет при этом пониженный КПД. Для повышения КПД насосов строить специальные станции или ставить насосы, рассчитанные на меньшую производительность не всегда целесообразно ввиду их высокой стоимости и увеличения эксплуатационных расходов, которые превышают эффект, получаемый от повышения КПД. Тем не менее на многих нефтеперекачивающих станциях в период становления и развития нефтепроводов устанавливалось оборудование разных типоразмеров и мощности. В процессе перекачки могут одновременно использоваться разные насосы, соединенные гидравлически последовательно или параллельно с отличающимися друг от друга характеристиками. Задачей предприятия является получение максимальной отдачи от имеющегося и используемого насосного оборудования путем стремления к повышению КПД при минимальном расходе электроэнергии и требуемых объемах и графиках поставки нефти.

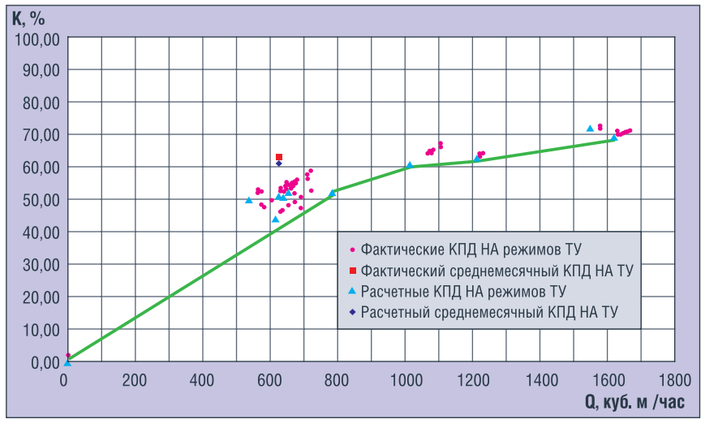
И вот здесь возникает некоторое противоречие, что важнее – высокий КПД при работе насосов или минимальное энергопотребление на перекачку требуемого объема нефти за заданный период времени.

Казалось бы, что режимы при максимальных значениях КПД должны приводить к лучшим показателям эффективности. Посмотрим, так ли это на самом деле.

Чтобы ответить на этот вопрос, предлагается применить обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования для нефтепровода [4–6].

Обобщенный показатель представляет собой отношение требуемой гидравлической мощности для прокачки участка нефтепровода к подводимой мощности всех используемых в перекачке магистральных насосных агрегатов.

РИС. 1. Зависимость обобщенного показателя эффективности использования насосного оборудования технологического участка магистрального нефтепровода от режимов перекачки



$$k = \frac{\sum N_{Hi}}{\sum N_{НПСj}}, \quad (1)$$

где N_{Hi} – полезная гидравлическая мощность для прокачки требуемого объема нефти на i-х межстанционных участках нефтепровода, кВт;

$N_{НПСj}$ – требуемая электрическая мощность, потребляемая всеми работающими магистральными насосными агрегатами j-й нефтеперекачивающей станции при работе режимом, обеспечивающим требуемую производительность перекачки, кВт;

i – номер межстанционного участка нефтепровода;

j – номер насосной станции магистрального нефтепровода.

В случае неравномерной поставки нефти, предлагается использовать обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования при неравномерной поставке нефти за определенный период времени, представляющий собой отношение суммарной величины, требуемой полезной гидравлической энергии всех используемых за период рассмотрения режимов работы нефтепровода, с учетом времени их работы, к суммарному электропотреблению примененных комбинаций включения насосных агрегатов. Данный обобщенный показатель определяет осредненный показатель эффективности использования насосного оборудования за рассматриваемый период (сутки, неделю, декаду, месяц, квартал, год) (формула 2).

$$k_\tau = \frac{\tau_1 \cdot \sum N_{Hi,1} + \ldots + \tau_\alpha \cdot \sum N_{Hi,\alpha}}{\tau_1 \cdot \sum N_{НПСj,1} + \ldots + \tau_\alpha \cdot \sum N_{НПСj,\alpha}}, \quad (2)$$

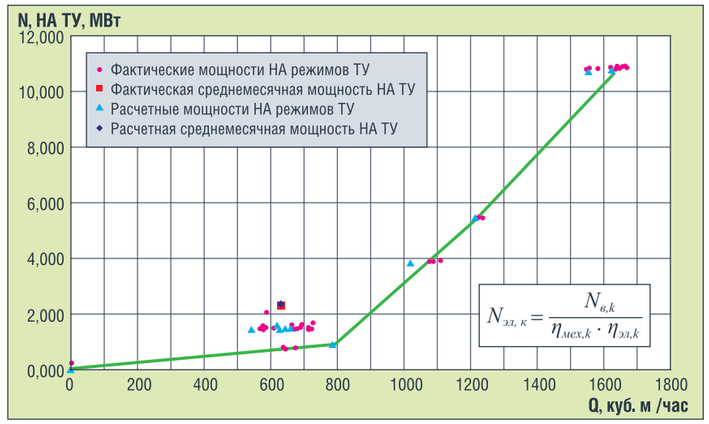
где τ – время работы соответствующим режимом;

α – кол-во используемых при перекачке режимов.

Чтобы пояснить, как применять эти показатели, для участка нефтепровода были рассчитаны рабочие технологические режимы и определены показатели эффективности использования насосного оборудования, удельные показатели энергопотребления, электрические мощности в зависимости от объемов поставки, стоимостные показатели приобретения электроэнергии. Проведен анализ полученных зависимостей.

На рисунке 1 представлены рабочие точки обобщенного показателя эффективности использования насосного оборудования технологического участка магистрального нефтепровода для различных режимов перекачки с разными комбинациями включения насосов. Зеленая линия показывает тенденцию к снижению величины обобщенного КПД насосного оборудования при уменьшении производительности трубопровода. Точки с большими значениями обобщенного КПД характеризуют более эффективные режимы при данной производительности. Рисунок позволяет спрогнозировать эффективность работы насосов и выбрать лучшие режимы для

РИС. 2. Зависимость требуемой электрической мощности насосных агрегатов технологического участка от технологических режимов



каждой производительности трубопровода. Квадратные точки характеризуют обобщенный показатель КПД насосного оборудования при работе несколькими режимами за месяц при неравномерной поставке. Высокие значения обобщенного КПД квадратных точек за рассмотренный период (месяц) обусловлены неравномерной и цикличной работой нефтепровода на режимах повышенной производительности с более высокими значениями КПД. Казалось бы, что этот показатель превосходит значения показателей отдельных режимов, обеспечивающих требуемый объем поставки при равномерной работе, и обеспечивает более высокую эффективность эксплуатации насосного оборудования.

На рисунке 2 показаны точки, характеризующие потребляемую электрическую мощность при перекачке на различных технологических режимах. Зеленая линия показывает зависимость минимальной электрической мощности, требуемой для обеспечения поставки, от производительности прокачки. Квадратные точки показывают среднее значение требуемой мощности за месяц при неравномерной поставке. Следует заметить, что несмотря на высокий обобщенный показатель эффективности К, для циклической поставки в рассмотренном случае требуется в три раза большая средняя электрическая мощность по сравнению с равномерной поставкой.

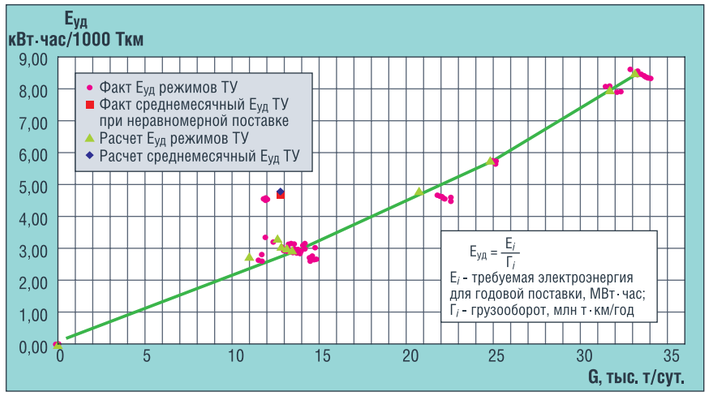
На рисунке 3 представлен график зависимости удельного показателя энергопотребления – количества электрической энергии, требуемой для перекачки одной тонны нефти на 1000 км при работе различными технологическими режимами с разными производительностями. Зеленая линия показывает тенденцию увеличения $E_{уд}$ с повышением производительности нефтепровода. Удельный показатель энергопотребления позволяет определить, сколько энергии необходимо потратить на перекачку требуемого объема нефти с заданной производительностью поставки.

Точки на рисунке 4 показывают, во сколько обойдется часовая стоимость электроэнергии при работе отдельными технологическими режимами. Зеленая линия определяет минимальную расчетную стоимость покупки электроэнергии при одноставочном тарифе на электроэнергию в зависимости от требуемой производительности трубопровода. Квадратные точки характеризуют среднемесячную часовую стоимость покупки электроэнергии, которую следует закладывать при неравномерной поставке.

Рассмотренные выше рассуждения можно распространить на любой промежуток времени. Если рассмотреть вопросы планирования эффективности использования электроэнергии на год, то общая картина для технологического участка нефтепровода может быть представлена в виде диаграммы, изображенной на рисунке 5. Диаграмма позволяет спрогнозировать стоимость электроэнергии для прокачки определяемого планами поставки объема нефти на планируемый период с учетом возможной неравномерности поставки.

Голубым цветом закрашена область всех возможных режимов перекачки. Верхняя линия, ограничивающая закрашенную область, характеризует годовую стоимость электроэнергии при циклической работе нефтепровода с остановками режимом с самыми высокими значениями КПД в течение всего рассматриваемого периода. Требуемая годовая поставка обеспечивается соотношением длительности интервалов времени работы режимом и времени остановки в циклах в течение года. В перекачке задействовано максимальное количество

РИС. 3. Зависимость удельных показателей электропотребления от суточного объема поставки различными технологическими режимами

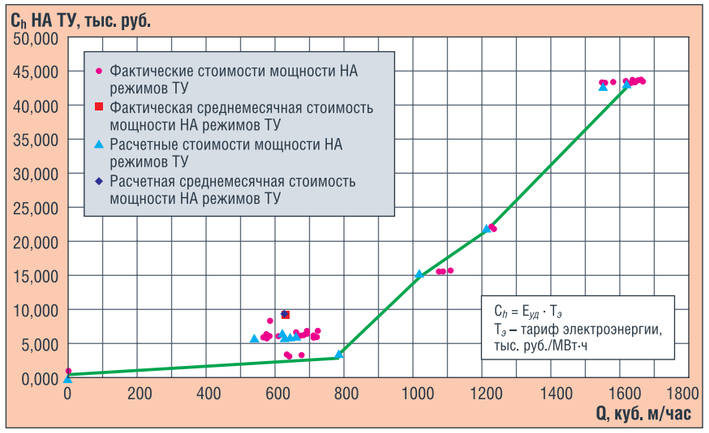


станций и насосных агрегатов. Нижняя линия, огибающая закрашенную область, определяет минимальную стоимость покупки электроэнергии, которая получается при равномерной поставке без остановок с использованием минимального числа насосных агрегатов, работающих на пониженных производительностях с относительно низкими значениями КПД. При снижении объемов перекачки снижается производительность режимов и уменьшается обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования. Синяя линия показывает величину максимальной экономии на закупке электроэнергии при переходе от режимов максимальной производительности с высокими КПД насосов к режимам равномерной непрерывной поставки с пониженными КПД. Зеленая линия характеризует резервы экономии средств на приобретение электроэнергии в случае модернизации насосов с целью увеличения КПД насосных агрегатов на 10%.

Выводы

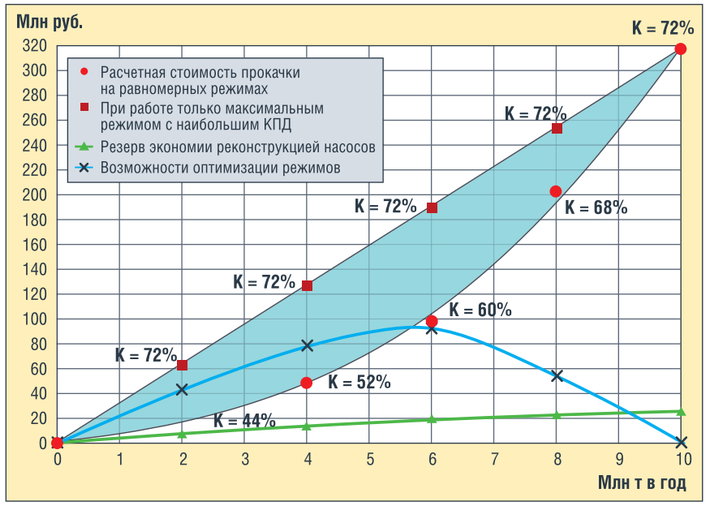
Проведенный анализ показал, что погоня за повышением КПД насосов увеличением производительности перекачки и стремлением к работе на проектных режимах не обеспечивает экономию электроэнергии, так

РИС. 4. Часовая стоимость электроэнергии для работы магистральных насосных агрегатов технологического участка для различных технологических режимов при одноставочных тарифах



как для преодоления возросшего гидравлического сопротивления требуется значительно большая мощность, чем получаемый выигрыш от повышения КПД при цикличной работе. Наименьшие затраты электроэнергии будут при равномерных режимах, пусть и с пониженными значениями КПД насосов. Планирование более равномерной поставки в условиях недогрузки нефтепровода позволяет в разы сократить потребление электроэнергии и соответственно плату за нее и во многих случаях представляется более эффективным и целесообразным мероприятием, чем стремление к прямому повышению КПД насосов циклической работой нефтепровода на максимальных режимах, дорогостоящей реконструкцией станций, заменой или модернизацией насосного оборудования. ●

РИС. 5. Зависимость годовой стоимости электроэнергии для прокачки требуемого объема нефти на разных режимах



Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90222.

Литература

1. *Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 5050 (226).*
2. *ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2000. 8 с.*
3. *Ревель-Муроз П.А. Методика оценки энергоэффективности объектов действующих магистральных нефтепроводов / П.А. Ревель-Муроз // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – т. 7. – № 6. – С. 12–16.*
4. *Шалай В.В., М.О. Мызников М.И. ГильдебрандтЭкономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства – ОмГТУ, 2018. – С. 206–207.*
5. *Мызников М.О., Гильдебрандт М.И. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов // Трубопроводный транспорт – 2018. – Уфа, 2018. – С. 351–353.*
6. *Energy and resource saving in hydrocarbons transportation [Electronic resource] / V.V. Shalay, M.O. Myznikov, M.I. Gildebrandt // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2007. – DOI: 10.1063/1.5051957.*

KEYWORDS: *pipeline transport, pumping equipment, energy consumption, technological mode, efficiency coefficient.*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА СПГ

на основе компонентного состава при проведении учетных операций

Сидорова Анна Сергеевна
инженер научно-исследовательского отдела метрологического обеспечения средств и систем измерений расхода и количества нефти и нефтепродуктов, сжиженного природного газа и низкотемпературных жидкостей, ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Сладовская Ольга Юрьевна
ученый секретарь, ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», доцент кафедры химической переработки нефти и газа, ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», к.т.н.

Сладовский Анатолий Геннадьевич
начальник научно-исследовательского отдела метрологического обеспечения измерений состава и свойств нефти и нефтепродуктов, ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», к.т.н.

УДК 665.725:621.642.6

МИРОВАЯ ИНДУСТРИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ) ПОКАЗЫВАЕТ НЕУКЛОННЫЙ РОСТ. ПРИНЯТАЯ В РОССИИ В 2021 ГОДУ ДОЛГОСРОЧНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ СПГ ОТКРЫВАЕТ БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ СРЕДНЕ- И МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ, ЦЕЛЬЮ КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЕ НУЖД ВНУТРЕННЕГО РЫНКА В ТОПЛИВЕ. ОДНАКО СОСТОЯНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДНЕ- И МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА НАХОДИТСЯ В НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ, И ЭТО ВЫЗЫВАЕТ НЕКОТОРЫЕ СЛОЖНОСТИ ПРИ КОММЕРЧЕСКОМ УЧЕТЕ КОЛИЧЕСТВА СПГ. В РАБОТЕ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА СПГ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСЧЕТНОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА СПГ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАН НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕ ОБОРУДОВАННЫХ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ

THE GLOBAL LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) INDUSTRY IS SHOWING STEADY GROWTH. THE LONG-TERM LNG DEVELOPMENT PROGRAM ADOPTED IN RUSSIA IN 2021 OPENS UP BRILLIANT PROSPECTS FOR MEDIUM AND LOW-TONNAGE LNG PRODUCTION, THE PURPOSE OF WHICH IS TO MEET THE NEEDS OF THE DOMESTIC FUEL MARKET. HOWEVER, THE STATE OF METROLOGICAL ASSURANCE FOR MEDIUM AND LOW-TONNAGE MANUFACTURE IS AT AN EARLY STAGE, AND THIS CAUSES SOME DIFFICULTIES IN THE COMMERCIAL ACCOUNTING OF THE AMOUNT OF LNG. THE PAPER PROPOSES AN APPROACH FOR DETERMINING THE AMOUNT OF LNG USING A COMPUTATIONAL METHOD FOR DETERMINING THE DENSITY BASED ON THE LNG COMPONENT COMPOSITION, WHICH CAN BE EXECUTED AT STORAGE FACILITIES NOT EQUIPPED WITH DENSITY MEASURING INSTRUMENTS

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, учетные операции, метрологическое обеспечение, измерение плотности, объекты хранения.*

В год потребляется более 2,5 трлн м³ природного газа, а объем мировой торговли варьируется в пределах 625–650 млрд м³. Большая часть этого газа (70%) поставляется потребителям по трубопроводной системе и около 27% поставляется в сжиженном виде [1]. В настоящее время, в связи с ростом энергопотребления и постоянным увеличением цен на энергоносители, а также экономической безопасностью, во всем мире, особенно в высокоразвитых странах, становится актуальным вопрос использования сжиженного природного газа (СПГ) и его экспорта. Рост потребления СПГ обусловлен не только отсутствием или дефицитом собственных ресурсов в некоторых странах, но и значительным преимуществом СПГ перед другими энергоносителями, а именно:

- СПГ транспортируется в жидком виде, что обеспечивает рациональность транспортировки: СПГ может быть доставлен с любого завода по сжижению на любой регазификационный терминал как в межконтинентальном пространстве посредством танкеров, так и железнодорожным и автомобильным видами транспорта в цистернах на материковой части [2];
- газификация районов, удаленных от магистральных трубопроводов, путем создания резервного запаса СПГ у потребителя;
- СПГ является более экологичным видом топлива, так как при его сгорании выделяется меньше углекислого газа, не происходит образование токсичных соединений, благодаря чему СПГ менее опасен для экосистемы, по сравнению с другими видами топлив;
- в жидком виде СПГ не взрывоопасен и устойчив к воспламенению;
- СПГ является одним из самых дешевых энергоносителей.

В России современное развитие индустрии сжиженного природного газа связано в основном с крупнотоннажным производством, ориентированным на экспорт. На мировой рынок Россия вышла в 2009 году, когда на Сахалине был запущен в эксплуатацию завод по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» с проектной мощностью 9,6 млн тонн в год. В настоящее время, по данным Минэнерго, Россия поставляет на внешний рынок около 6% от общей доли мирового рынка СПГ. Только за 2020 г. в России было произведено 30,5 млн тонн СПГ, что на 3,5% больше, чем в 2019 году.

В марте 2021 г. вышло распоряжение Правительства РФ [3], которое утвердило долгосрочную программу развития производства СПГ, и в первую очередь – малотоннажного сектора. Согласно этой программе, объем российского производства СПГ к 2035 году должен вырасти до 80–140 млн тонн в год. На внутреннем рынке России спрос на сжиженный природный газ к 2035 году возрастет до 12,6–17,4 млрд м³, что потребует строительства новых объектов по производству СПГ мало- и среднетоннажных мощностей.

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» [4], сжиженный природный газ относится к сфере государственного регулирования и подлежит учету. В соответствии с п. 6.7.3 Постановления Правительства № 1847 значения допустимых погрешностей при измерениях массы СПГ, выполненных прямым или косвенным методом статических и динамических измерений, установлены в диапазоне от 0,75 до 1,5%, в зависимости от используемого метода измерений.

РИС. 1. Жизненный цикл СПГ

Учет СПГ как энергоресурса необходим для регулирования взаимоотношений между поставщиком и покупателем с учетом потерь по всей цепочке реализации. Для определения количества СПГ необходимо знать объем сжиженного газа, а также его физико-химические параметры, в первую очередь – плотность.

$$M_{СПГ} = V_{СПГ} \cdot \rho_{СПГ}, \qquad (1)$$

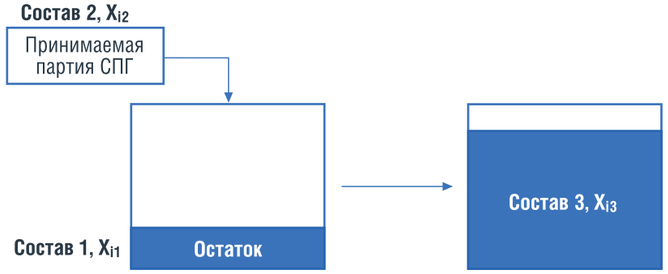
где $V_{СПГ}$ – объем жидкой фазы СПГ, м³; $\rho_{СПГ}$ – плотность жидкой фазы СПГ, кг/м³;

На практике величину плотности и компонентный состав СПГ берут из паспорта качества. Но в процессе жизненного цикла СПГ (рис. 1) в результате сливо-наливных операций происходит изменение компонентного состава СПГ и, следовательно, его плотности, которые могут существенно отличаться от первоначально полученных значений.

При малотоннажной реализации СПГ проблемой является точное определение количества отгружаемого газа, что связано с тем, что количество поступившего СПГ измеряется по уровню налива статическим методом, а показатели качества, а именно плотность СПГ, принимаются по данным завода-производителя. При производстве СПГ его компонентный состав определяют хроматографическим методом по ГОСТ 31371.1 [5]. Данный метод является достаточно точным, универсальным и быстрым и реализуется на заводах-производителях СПГ для составления паспорта качества на него. Существенным ограничением для применения хроматографического метода является то, что он требует наличия специального оборудования, высококвалифицированных специалистов, отдельной лаборатории для проведения анализа проб, что практически трудно осуществимо и нецелесообразно на всех стадиях реализации малотоннажного СПГ.

Альтернативным способом определения компонентного состава СПГ является использование расчетных методов, которые могут быть использованы в «полевых условиях» и не требуют сложного оборудования.

РИС. 2. Схематичное представление смешений партий



Как уже было сказано, для расчета массы жидкой части СПГ необходимо определить его плотность. Даже небольшое количество несливаемого остатка в резервуаре влияет на плотность конечной смеси, от точного определения которой будет зависеть точность определения количества, хранимого СПГ в резервуаре. Нами предложен расчетный метод определения количества СПГ, который учитывает изменение состава СПГ и его плотности при смешении принимаемой партии с несливаемым остатком в резервуаре.

На рисунке 2 схематично показано смешение партий СПГ в резервуаре хранения. После отгрузки СПГ из резервуара хранения в нем остается несливаемый «мертвый» остаток, состав которого обозначен как «Состав 1». Вновь принимаемый СПГ может иметь совершенно другой состав. Обозначим его как «Состав 2». Состав смешанного СПГ «Состав 3» будет зависеть от исходного компонентного состава СПГ в резервуаре $\{x_{i1}\}$ массой m_1 и компонентного состава $\{x_{i2}\}$ принятой партии СПГ массой m_2. Более подробно метод расчета состава СПГ приведен в нашей работе, опубликованной ранее [6].

Для вычисления плотности СПГ был использован метод, описанный в ГОСТ Р 56851–2016 «Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств» [7].

Плотность СПГ рассчитывают по формуле 2:

$$\rho = M\tilde{\rho}_{ПК}\omega, \qquad (2)$$

где M – молярная масса СПГ, кг/кмоль;

$\tilde{\rho}_{ПК}$ – псевдокритическая молярная плотность СПГ;

ω – приведенная плотность.

Молярную массу СПГ рассчитывают по формуле 3:

$$M = \sum_{i=1}^{N} x_i \cdot M_i, \qquad (3)$$

где x_i – молярная доля i-го компонента;

M_i – молярная масса i-го компонента СПГ, кг/кмоль;

N – число компонентов СПГ.

Приведенная плотность рассчитывается по формуле 4:

$$\omega = \tilde{\rho}/\tilde{\rho}_{ПК}, \qquad (4)$$

где $\tilde{\rho}$ – молярная плотность, кмоль/м³.

При проведении расчета было использовано условное соотношение смешиваемых партий: 1:3, 1:1, 3:1. И для каждой из полученных смесей определены компонентные составы и плотности. Результаты расчета состава и плотности смеси СПГ при разном соотношении партий приведены в таблице 1.

Как видно из данных таблицы, остаток (состав 1) содержит больше тяжелокипящих компонентов: сумма компонентов от этана до гексана составляет 2,8 %, соответственно, имеет большую плотность. Принимаемый СПГ (состав 2), наоборот, содержит больше метана и имеет меньшую плотность. Как показали расчеты, в зависимости от соотношения плотность конечной смеси сильно отличается от плотности остатка и принимаемой партии СПГ даже при преобладании доли одной из них.

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчета молярной доли компонентов смеси СПГ

Наименование	Состав 1*	Состав 2*	Молярная доля смеси X3, % мол		
			Соотношение $m_1 : m_2$		
	Содержание, % мол X_{1i}	Содержание, % мол X_{2i}	1 : 3	1 : 1	3 : 1
			X_{i3}, % мол	X_{i3}, % мол	X_{i3}, % мол
Метан	95,5010	99,0700	98,1537	97,2849	96,4008
Этан	2,3010	0,2270	0,7320	1,2459	1,7688
Пропан	0,2910	0,0420	0,1026	0,1643	0,2271
Изобутан	0,0380	0,0050	0,0130	0,0212	0,0295
Н-бутан	0,0630	0,0080	0,0214	0,0350	0,0489
Изопентан	0,0120	0,0010	0,0037	0,0064	0,0092
Н-пентан	0,0890	0,0020	0,0232	0,0447	0,0667
Диоксид углерода	0,0040	0,0000	0,0010	0,0020	0,0030
Азот	1,7010	0,7080	0,9495	1,1956	1,4461
Плотность*, кг/м³	419,47	407,55	410,54	413,44	416,38
Примечание: *Данные по компонентному составу и значения плотности взяты из паспортов качества на СПГ					

ТАБЛИЦА 2. Расчет количества СПГ

Наименование	Соотношении остатка и принимаемой партии		
	1 : 3	1 : 1	3 : 1
Объем остатка, м³	200	400	600
Объем принимаемой партии, м³	600	400	200
Плотность принимаемой партии, $\rho_{\text{прпартии}}$, кг/м³	407,55		
Плотность остатка, $\rho_{\text{ост}}$, кг/м³	419,47		
Плотность смеси, $\rho_{\text{см}}$, кг/м³	410,54	413,44	416,38
Количество СПГ $M_{\text{СПГ1}}$, кг	326 040		
Количество СПГ $M_{\text{СПГ2}}$, кг	328 424	330 808	333 192
$\Delta_1 = M_{\text{СПГ2}} - M_{\text{СПГ1}}$, кг	**2 384**	**4 768**	**7 152**
Количество СПГ $M_{\text{СПГ3}}$, кг	328 432	330 752	333 104
$\Delta_2 = M_{\text{СПГ3}} - M_{\text{СПГ1}}$, кг	**2 392**	**4 712**	**7 064**

Для расчета количества СПГ рассмотрим резервуар объемом 1000 м³. Согласно требованиям безопасности, резервуар должен быть заполнен не более чем на 2/3 объема, таким образом, при полном заполнении принимаем, что объем СПГ в резервуаре составит 800 м³. Расчеты проводились при различных соотношениях остатка в резервуаре и поступающей партии СПГ с компонентными составами, приведенными в таблице 1.

На практике, при приеме новой партии СПГ в резервуар, количество остатка и его состав не учитываются, а вновь образованному в результате смешения продукту устанавливается значения состава и плотности согласно паспорта на поступающую партию. Это часто не соответствует реальным характеристикам СПГ и приводит к недостоверному учету.

Для примера был проведен расчет количества СПГ в резервуаре тремя способами:

1. На основе применяемого на практике «стандартного» подхода:
$$M_{\text{СПГ1}} = V_{\text{СПГ}} \cdot \rho_{\text{пр партии}}, \qquad (5)$$
2. На основе соотношения смешиваемых партий с учетом их плотности:
$$M_{\text{СПГ2}} = V_{\text{СПГ ост}} \cdot \rho_{\text{ост}} + V_{\text{СПГ пр партии}} \cdot \rho_{\text{пр партии}}, \qquad (6)$$
3. На основе плотности смеси, рассчитанной на основе компонентного состава смеси (табл. 1):
$$M_{\text{СПГ3}} = V_{\text{СПГ}} \cdot \rho_{\text{см}}, \qquad (7)$$

Как видно из таблицы 2, имеет место расхождение в определении количества СПГ «стандартным» способом и расчетом на основе плотности смешиваемых партий. Это ведет к недостоверному учету и возникновению дебаланса. Подходы к определению количества СПГ с учетом плотности смешиваемых партий и их соотношения (способ 2) и способ 3, учитывающий плотность смеси, рассчитанную на основе компонентного состава, дают близкие результаты.

Вывод

Как видно из полученных данных таблицы, расхождение в полученных значениях массы СПГ может достигать 7 тонн. Для полноценного подтверждения определения количества СПГ с использованием расчетного метода определения плотности на основе компонентного состава СПГ целесообразно провести апробацию предлагаемого в данной работе подхода и сравнение с результатами, полученными с применением средств измерения уровня, компонентного состава и плотности на реальном объекте хранения СПГ.

Оценка изменения компонентного состава СПГ является важной задачей с точки зрения контроля качества СПГ, который необходимо производить периодически при его отгрузке, хранении и отпуске.

Предложенный метод может быть применен для прогнозирования изменения состава СПГ, его плотности, что повысит достоверность определения количества в малотоннажном секторе СПГ, например на топливно-раздаточных станциях, где отбор проб СПГ и определение его компонентного состава затруднен и экономически нецелесообразен, а средства измерения плотности СПГ отсутствуют.

В настоящее время индустрия СПГ в России ориентирована в основном на крупнотоннажный сектор и состояние метрологического обеспечения средне- и малотоннажного производства находится в начальной стадии. ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» ведет работы по разработке проектов национальных стандартов, которые будут устанавливать требования к методам и способам определения количества СПГ в динамических и статических режимах и точности применяемых средств измерения количества и компонентного состава. ●

Литература

1. *Кириллов Н.Г. Сжиженный природный газ: анализ мирового рынка и перспективы отечественного производства [Текст] // Кириллов Н.Г., Лазарев А.Н., Ярыгин Ю.Н., Дроздов Ю.В., Белозерова Т.Б. // Газохимия: Аналитика. – 2019. – С. 23–29.*
2. *Горбачев С.П., Медведков И.Д. // Газовая промышленность. № 10. т. 775. 2018 г.*
3. *Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации [Текст].*
4. *Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» [Электронный ресурс] / Компания «КонсультантПлюс».*
5. *ГОСТ 31371.7 – 2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов. Ч.7. – М.: Стандартинформ, 2009, 42 с.*
6. *Нурмухаметов Р.Р., Сидорова А.С. Изменение компонентного состава при приеме партии сжиженного природного газа в криогенном резервуаре // Приборы. – 2020. – № 7. – С. 51–54.*
7. *ГОСТ Р 56851-2016 Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств. – М.: Стандартинформ, 2016, 20 с.*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, accounting operations, metrological support, density measurement, storage facilities.*

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

акустико-эмиссионным методом

УДК 621.6

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА И ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ). РАСКРЫТЫ ВОПРОСЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

THIS WORK PRESENTS THE ADVANTAGES OF USING ACOUSTIC EMISSION METHOD FOR CARRYING OUT TECHNICAL DIAGNOSIS OF STEEL RESERVOIR AND INTRODUCTION OF MONITORING SYSTEMS FOR RESERVOIR FARMS OPERATED IN THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA). DISCLOSED ORGANIZATIONAL ISSUES AND REQUIREMENTS NECESSARY FOR CARRYING OUT ACOUSTIC EMISSION TESTING OF STEEL RESERVOIRS

Ключевые слова: *акустико-эмиссионный метод, стальной резервуар, диагностика, Крайний Север, мониторинг.*

Михайлов Владимир Егорович

ФГАОУ ВПО «СВФУ им. М.К. Аммосова», Технологический институт, доцент кафедры физики материалов и технологии сварки, к.т.н.

Слепцов Гавриил Николаевич

ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», ИФТПС СО РАН им. В.П. Ларионова, заведующий отделом Технологий сварки и металлургии

Согласно Федеральному закону от 21.07.97 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» организации, эксплуатирующие резервуарные парки на территории Республики Саха (Якутия), должны проводить техническое диагностирование стальных резервуаров на предмет соответствия требованиям промышленной безопасности. Однако работы по проведению технического диагностирования это многоэтапный комплекс технологических мероприятий, включающий в себя процедуры слива нефтепродуктов, зачистки от остатков, удаление взрывоопасных газов, что требует немало финансовых, временных и человеческих ресурсов эксплуатирующих организаций.

В настоящее время для оптимизации указанных расходов во всем мире активно используются диагностические системы на основе акустической эмиссии (АЭ). Как известно, метод АЭ основан на регистрации и анализе упругих акустических волн, возникающих в твердом теле при процессах пластической деформации и разрушения (роста трещин, движения дислокаций и т.д.) в контролируемых объектах. Это позволяет формировать систему классификации дефектов и критерии оценки состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект.

Другим источником АЭ является утечка рабочего тела (жидкости или газа) через сквозные отверстия в контролируемом объекте. Целью АЭ контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками АЭ, связанными

с дефектами на поверхности или внутри стенки объекта контроля, сварных соединений деталей и компонентов. Регистрация АЭ позволяет определить образование свищей, сквозных трещин, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях. Самым главным достоинством метода акустической эмиссии является, то что он может локализовать опасные зоны на резервуарах без слива (зачистки) рабочей жидкости, хранящейся в резервуарах. После определения координат опасных зон в резервуаре применяются более точные физические методы неразрушающего контроля, такие как ультразвуковой контроль, радиографический и т.д.

Характерными особенностями метода АЭ контроля, определяющими его возможности и область применения, являются следующие:

- метод АЭ контроля обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности;
- метод АЭ контроля обладает весьма высокой чувствительностью к растущим дефектам – позволяет выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей мм. Предельная чувствительность акустико-эмиссионной аппаратуры по теоретическим оценкам составляет порядка $1 \cdot 10^{-6}$ мм^2, что соответствует выявлению скачка трещины протяженностью 1 мкм на величину 1 мкм;
- свойство интегральности метода АЭ контроля обеспечивает контроль всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ контроля, неподвижно установленных на поверхности объекта;
- метод АЭ позволяет проводить контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов;
- положение и ориентация объекта не влияет на выявляемость дефектов;
- метод АЭ имеет меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов.
- При развитии дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов АЭ и темп их генерации резко увеличивается, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника АЭ.

Также метод АЭ может быть использован для контроля технических объектов при их изготовлении, в процессе приемочных испытаний, при периодических технических обследованиях, в процессе эксплуатации [1].

В соответствии с ПБ 03-593-03 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов», утвержденными Ростехнадзором России, метод АЭ рекомендован для контроля таких объектов химических и нефтехимических производств, как емкостное, колонное, реакторное, теплообменное оборудование, изотермические хранилища, хранилища сжиженных углеводородных газов под давлением, резервуары нефтепродуктов и агрессивных жидкостей, оборудование аммиачных холодильных установок, сосуды, котлы, аппараты, технологические трубопроводы и т.д. [2].

Далее приведем все необходимые мероприятия для проведения АЭ контроля резервуара.

Подготовительные работы к обследованию резервуара

Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией.

При ознакомлении с технической документацией устанавливается ее комплектность. Сведения о диагностируемом резервуаре вносятся в опросный лист, подписываемый Заказчиком и Исполнителем.

На основе данных Опросного листа производится:

- анализ конструктивных особенностей резервуара, технологии его изготовления и монтажа, ремонта или реконструкции, а также условий эксплуатации;
- определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

В соответствии с Программой, разработанной Исполнителем, Заказчик осуществляет:

- утверждение Программы работ по АЭ контролю, подготовленной Исполнителем. В указанной Программе отражаются организационно-технические мероприятия, обеспечивающие выполнение АЭ контроля, предоставление помещения для размещения диагностического оборудования;
- обеспечение доступа к местам установки датчиков ПАЭ на объекте контроля в соответствии со Схемой установки датчиков, разработанной Исполнителем (обеспечение подъемными механизмами, установка лесов, выделение персонала для вспомогательных работ, включая зачистку поверхности сосудов в местах установки датчиков АЭ до Rz 40);
- прекращение ремонтных и прочих работ, мешающих проведению АЭ контроля;
- обеспечение изменения нагрузки на объект согласно графику нагружения, разработанному Исполнителем;
- обеспечение двусторонней связи между персоналом, выполняющим контроль и эксплуатационным персоналом, осуществляющим изменение нагрузки;
- обеспечение мероприятий по безопасному ведению диагностических работ в соответствии с действующими инструкциями и правилами предприятия.

Подготовка к нагружению резервуара

Установка преобразователей АЭ

Размещение ПАЭ производится по схеме установки датчиков, разработанной Исполнителем, которая обеспечивает контроль сварных соединений и основного металла днища и монтажного шва резервуара.

Проверка работоспособности АЭ аппаратуры с использованием имитаторов АЭ и калибровка каналов:

- определение акустических свойств материала контролируемого объекта: скорость распространения звука и коэффициент затухания акустических волн;

- калибровка каналов: выбор коэффициента усиления каналов и порога амплитудной дискриминации;
- проверка необходимых характеристик АЭ сигналов: суммарный счет, амплитуда, энергия, длительность и т.д.;
- оценка погрешности определения координат источников АЭ.

Нагружение резервуара

АЭ контроль выполняется в процессе нагружения объекта путем изменения взлива (давления) до заранее выбранных величин испытательной нагрузки $P_{исп}$ и в процессе выдержки взлива на определенных уровнях в соответствии с графиком нагружения, разработанным Исполнителем. Максимальная величина нагрузки принимается

$$P_{исп} = 1{,}05\ P_{раб},$$

где $P_{раб}$ – эксплуатационная нагрузка резервуара.

Время выдержки при $P_{исп}$ принимается не менее 2 часов.

В зависимости от объема и скорости взлива АЭ контроль проводится за один или два нагружения резервуара.

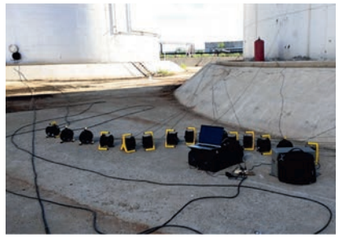
АЭ контроль. Оперативное накопление данных

В процессе контроля производится оперативное накопление данных. Одновременно на мониторе АЭ системы отслеживается развитие ситуации на контролируемом объекте в процессе фаз нагружения объекта для своевременной регистрации катастрофически активных источников АЭ. Накопленные данные обрабатываются и анализируются в соответствии с выбранной системой классификации источников АЭ и критериев оценки состояния объекта: амплитудный критерий, интегральный критерий, локально-динамический критерий, критерий непрерывной АЭ.

Документальное оформление результатов обследования резервуара

Контроль проводится в соответствии с РД-03-131-97 и МР 38.18.015-94, а результаты работ оформляются по требованиям РД-08-95-95, согласно которым составляются Протоколы по применению необходимого вида контроля. На основе анализа результатов обследования выдается Заключение о техническом состоянии резервуара, возможности и условиях его дальнейшей эксплуатации, а также рекомендации по ремонту или исключению резервуара из эксплуатации [3, 4, 5].

РИС. 1. АЭ диагностирование стального резервуара объемом 5000 м^3, с помощью акустико-эмиссионного диагностического комплекса «Эксперт 2014», при проведении гидроиспытаний, после ремонтных работ



Мониторинг

Хочется отметить, что ведущие страны, эксплуатирующие большие резервуарные парки активно внедряют системы непрерывного мониторинга на основе метода АЭ. Акустическая активность отслеживается постоянно, оснащение систем мониторинга средствами автоматизации позволяет оперативно в реальном времени получать информацию о состоянии контролируемого объекта и своевременно предотвращать опасные ситуации. Внедрение системы непрерывного мониторинга состояния оборудования и агрегатов обеспечивает их безопасную эксплуатацию, существенное снижение риска возникновения аварий, сокращение числа плановых остановов и внештатных ситуаций. Эффективность работы такой системы во многом зависит от заложенных в ее разработку принципов. При разработке и совершенствовании техники и технологии АЭ мониторинга важно понимать, что заказчику требуется информационная система, а не просто измерительный прибор. Современная система мониторинга должна стать органичной частью общей информационной сети предприятия, постоянно обеспечивать персонал и руководство предприятия актуальными данными о состоянии объектов контроля, оперативно оценивать ситуацию и своевременно предупреждать об опасности.

Выводы

- техническое диагностирование с помощью метода АЭ производится без вывода оборудования из эксплуатации, что является одним из наиболее важных достоинств указанного метода;
- по полученным методом АЭ данным локализуются опасные участки в резервуарах для дальнейшего проведения неразрушающими методами контроля (ультразвуковой, рентгенографический), что значительно уменьшает объем технической диагностики указанными методами;
- реализация технического диагностирования методом АЭ резервуаров эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера, значительно уменьшит финансовые и временные затраты при оценке технического состояния резервуаров;
- внедрение систем непрерывного АЭ контроля обеспечивает эксплуатирующие организации актуальными данными о состоянии объектов контроля, помогает оперативно оценивать ситуацию и своевременно предупреждать об техногенной опасности. ●

Литература

1. *Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Соснин, А.В. Коввалев и др.; под ред. В.В. Клюева. 2-е изд., испр. и доп. М.: Машиностроение, 2003. – С. 301–326.*
2. *ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов. – Введ. 09.06.2003.*
3. *РД 03-131-97. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов. – Введ. 01.01.1997.*
4. *МР 38.18.015-94. Методические рекомендации по акустико-эмиссионному контролю сосудов, работающих под давлением, и трубопроводов нефтехимических производств. – Волгоград, 1995.*
5. *РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Введ. 01.09.1995.*

KEYWORDS: *acoustic emission monitoring, steel reservoir, diagnostics, Far North, monitoring.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Россия бьет тревогу из-за сланцевого газа

Россия уверяет, что сланцевый газ – это временный вредный феномен, который не скажется на традиционном газовом бизнесе. Между тем сланцевый газ осуществил революцию в американском газовом бизнесе, то же самое может произойти в Европе и в Азии.

Европейского сланцевого газа, по-видимому, не будет на рынке еще по крайней мере десять лет, – прогнозировал Neftegaz.RU в декабре 2011 года.

• Комментарий Neftegaz.RU

И оказался прав. Сегодня добыча сланцевой нефти по-прежнему сопряжена с рядом экологических и технологических трудностей. Для густонаселенной Европы, неустанно инициирующей экологические программы, этот вариант не подходит. А вот для Китая и России – в самый раз. В июне 2021 г. китайские геологоразведчики обнаружили в бассейне Ордос месторождение с запасами 1 млрд т сланцевой нефти. У России тоже амбициозные планы на разработку сланцев в рамках проекта «Бажен». Успех проекта обещает пополнить казну на 70 млрд рублей к 2025 году.

ТНК-ВР и Римера представили беспилотные летательные аппараты

Ранее инспекцией техники и трубопроводов занимались вертолеты, теперь эта функция будет возложена на беспилотные летательные аппараты. Анонсируя свою беспилотную авиацию в декабре 2011 года, в ТНК-ВР сообщили, что планируют уже через два года иметь 6 дронов, которые будут наблюдать за Самотлорским месторождением.

• Комментарий Neftegaz.RU

Беспилотники с искусственным интеллектом будут мониторить трубопроводы Самотлорского месторождения и Северной группы месторождений Самотлорнефтегаза, входящего в Роснефть, которая еще 10 лет назад заинтересовалась беспилотным проектом. Работы стартуют в январе 2022 г. и продлятся до конца 2024 г.

Совещание по Программе комплексного развития добычи сверхвязкой нефти

6 декабря 2011 г. в Минэнерго РФ состоялось рабочее совещание по добыче сверхвязкой нефти, на котором обсуждались вопросы разработки программы комплексного развития добычи данного вида сырья. Программа будет содержать все аспекты разработки месторождений. Министерство также ведет работу над выработкой критериев по стимулированию добычи.

• Комментарий Neftegaz.RU

Компании, добывающие сверхвязкую нефть, получили льготы, но в 2020–2021 гг. они были отменены. Это вызвало полемику, обсуждение продолжается и сегодня. К вопросу подключилось Министерство финансов (которое уверено, что льготы надо сокращать), а также главы крупных компаний.

Так, ЛУКОЙЛ считает, что налоговые стимулы для добычи сверхвязкой и высоковязкой нефти должны заработать со второй половины 2022 г., а не с 2024 г., как это предлагает сделать Минфин. В мае Н. Шульгинов заявил, что переход сверхвязкой нефти на НДД должен произойти не позднее 2024 г. ●

ВСЕ, ЧТО НУЖНО ЗНАТЬ ПРО ЧЕКАП ОРГАНИЗМА

НЕ ДОПУСТИТЬ БОЛЕЗНЬ – ГОРАЗДО БЕЗОПАСНЕЕ, А ЗАЧАСТУЮ ЕЩЕ И ПРОЩЕ, ЧЕМ ЕЕ ЛЕЧИТЬ. О ТОМ, ЧТО ТАКОЕ ПРОФИЛАКТИЧЕСКАЯ МЕДИЦИНСКАЯ ПОМОЩЬ И КОМУ ОНА ОСОБЕННО НУЖНА, РАССКАЗЫВАЕТ ЭКСПЕРТ GMS CLINIC, БЕСЕДИН АНДРЕЙ ВИКТОРОВИЧ – КАНДИДАТ МЕДИЦИНСКИХ НАУК, СЕМЕЙНЫЙ ВРАЧ, ТЕРАПЕВТ И ПРОФПАТОЛОГ

PREVENTING ILLNESS IS MUCH SAFER AND OFTEN EASIER THAN TREATING IT. ABOUT WHAT PREVENTIVE MEDICAL CARE IS, AND WHO NEEDS IT ESPECIALLY, SAYS THE EXPERT OF GMS CLINIC, CANDIDATE OF MEDICAL SCIENCES, FAMILY DOCTOR, THERAPIST AND OCCUPATIONAL PATHOLOGIST ANDREY VIKTOROVICH BESEDIN

Ключевые слова: *обследование организма, медицинская помощь, профилактика, лечение, GMS Clinic.*

Беседин Андрей Викторович
семейный врач, терапевт, профпатолог, кандидат медицинских наук

– Андрей Викторович, специалисты GMS Clinic оказывают широкий спектр медицинских услуг, что Вы вкладываете в понятие качественной медицинской помощи?

– Качественная медицинская помощь состоит из двух одинаково важных элементов: лечения текущего заболевания и профилактической помощи. Второе необходимо, чтобы попытаться спрогнозировать и предотвратить ухудшение здоровья в будущем.

Превентивная (профилактическая) помощь – важная часть медицинской практики. Она играет одну из главных ролей в сохранении здоровья пациента.

– Есть ли категории людей, в отношении которых нужен особый подход при оказании профилактической помощи?

– Да, существуют отдельные группы людей, для которых профилактическая помощь имеет свою уникальную специфику.

Разговор о помощи таким пациентам выходит далеко за рамки этой статьи. В особые группы входят: беременные женщины, мужчины нетрадиционной сексуальной ориентации, пациенты с ВИЧ, пациенты, пережившие рак, пациенты с сахарным диабетом, пожилые люди (старше 65 лет), трансгендерные мужчины и женщины.

– Многие клиники проводят полную диагностику пациента, но всегда ли она нужна? Иногда достаточно точечного обследования?

– Вместо того, чтобы проводить стандартизированное комплексное обследование – «полный чекап», важно уметь подобрать для каждого пациента только те услуги, которые ему действительно нужны.

Стандартные для многих клиник комплексные обследования зачастую просто не требуются пациентам. Профилактические услуги в идеале должны быть точечными – сосредоточенными на конкретных проблемах. Тогда их ценность будет максимальна.

– Как часто нам нужен осмотр?

– Единых рекомендаций по оптимальной частоте, с которой нужно проводить обследования, к сожалению, не существует. Однако есть несколько простых правил, которых вы можете придерживаться.

Ежегодные осмотры не показаны большинству молодых пациентов, хотя людям с хроническими заболеваниями (такими, как диабет) необходимы регулярные посещения врача – независимо от возраста.

Пациентам старше 49 лет, не имеющим хронических заболеваний, рекомендуется проходить обследования раз в три года. Пациентам старше 50 лет – раз в год.

– Как часто нужно проводить профилактику сердечно-сосудистых заболеваний и с какого возраста нужно начинать?

– Основное правило – пациенты старше 20 лет должны проходить оценку сердечно-сосудистого риска каждые три–пять лет.

Обратить внимание на состояние сердечно-сосудистой системы нужно тем, кто сталкивается со следующими факторами, многих из которых, кстати, можно избежать: диета, курение, гипертония, дислипидемия, ожирение, физическая активность, сахарный диабет.

– Какие общие рекомендации Вы можете дать по профилактике рака?

– Для предотвращения рака можно (и даже нужно!) принять ряд мер, в том числе: отказаться от табака, быть физически активным, поддерживать здоровый вес, соблюдать диету, богатую фруктами, овощами и цельнозерновыми продуктами с низким содержанием насыщенных и трансжиров, ограничить употребления алкоголя, защищаться от инфекций, передаваемых половым путем (включая вакцинацию против вируса папилломы человека – ВПЧ), а также избегать чрезмерного пребывания на солнце.

– А индивидуальные рекомендации?

– Начиная с 40 лет необходимо проходить регулярные осмотры на предмет рака молочной железы, в возрасте от 21 до 65 лет – рака шейки матки. Опасное заболевание – колоректальный рак. При отсутствии факторов риска осмотры должны производиться начиная с 45 лет. Для пациентов с повышенным риском развития рака легких рекомендуется проходить регулярный скрининг с низкой дозой спиральной компьютерной томографии (КТ). Рак предстательной железы – скрининг необходим начиная с 50 лет, у тех, кто не входит в группу риска, и в возрасте с 40–45 лет, у тех, кто подвержен высокому риску развития рака простаты. Людям с высоким риском развития меланомы рекомендуется регулярно проходить обследование кожи всего тела.

Особенно важно обратить внимание на подобное обследование взрослым в возрасте 50 лет и старше, людям с «фенотипом рыжих волос», тем, у кого общее количество невусов (родинок) превышает 50 и/или имеются крупные невусы, тем, чьи родственники болели раком кожи, людям, страдающим иммуносупрессией, особенно – вызванной хроническим употреблением лекарств, подавляющих иммунную систему (например, применяемых реципиентами трансплантата органов), а также тем, кто чувствителен к солнцу.

– Какие еще заболевания требуют регулярных осмотров?

– Остеопороз. Скрининг на остеопороз рекомендован женщинам старше 65 лет или моложе – с факторами риска. Здесь, как правило, все обсуждается индивидуально. Также дефицит железа, проверка необходима тем, кто находится в группе повышенного риска – например, женщинам в пременопаузе, беременным, а также пациентам с состояниями, которые могут вызвать потерю крови или нарушение всасывания железа. Частота скрининга индивидуальна.

Главная рекомендация – доверять здоровье нужно профессионалам своего дела.

Keywords: *examination of the body, medical care, prevention, treatment, GMS Clinic.*

Жюри международной премии назвали проект «Прайм Парк» лучшим в пяти номинациях

ВОТ УЖЕ ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА ЛУЧШИЕ АРХИТЕКТУРНЫЕ ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ КОММЕРЧЕСКОЙ И ЖИЛОЙ НЕДВИЖИМОСТИ СО ВСЕГО МИРА СОРЕВНУЮТСЯ ЗА ПРАВО НАЗЫВАТЬСЯ ЛУЧШИМИ, ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ EUROPEAN PROPERTY AWARDS. В ЭТОМ ГОДУ ПОБЕДИТЕЛЕМ СТАЛА РОССИЙСКАЯ КОМПАНИЯ OPTIMA DEVELOPMENT, ПОЛУЧИВШАЯ СРАЗУ ПЯТЬ НАГРАД ПРЕСТИЖНОЙ ПРЕМИИ

FOR A QUARTER OF A CENTURY, THE BEST ARCHITECTURAL PROJECTS IN COMMERCIAL AND RESIDENTIAL REAL ESTATE FROM ALL OVER THE WORLD HAVE BEEN COMPETING FOR THE RIGHT TO BE CALLED THE BEST, ACCORDING TO THE EXPERTS OF THE EUROPEAN PROPERTY AWARDS. THIS YEAR, THE WINNER WAS THE RUSSIAN COMPANY OPTIMA DEVELOPMENT, WHICH RECEIVED FIVE AWARDS OF THE PRESTIGIOUS AWARD AT ONCE

Ключевые слова: *международная премия, коммерческая и жилая недвижимость, архитектура, строительство, парки.*

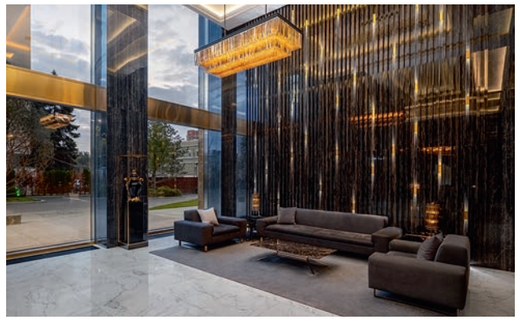
95 экспертов в области архитектуры и строительства во главе с председателями из числа членов Палаты лордов Великобритании оценили инновационность, качество и эстетику проектов, представленных компаниями со всего мира.

Новый жилой квартал премиум класса «Прайм Парк» на севере Москвы стал десятикратным победителем премии European Property Awards. В этом году список наград проекта пополнился званиями «Лучший интерьер шоурума», «Лучший интерьер общественного пространства», «Девелопмент жилых высотных проектов», «Архитектура жилых высотных проектов» и «Лучшее ландшафтное благоустройство».

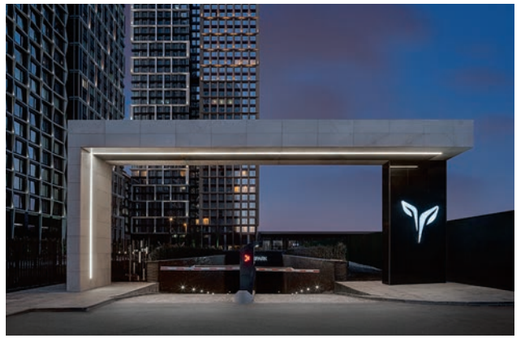
В номинации «Лучший интерьер шоурума» жюри оценило планировочные решения квартир и дизайн интерьеров. Разнообразные варианты, включая

ограниченную эксклюзивную серию двухуровневых квартир и пентхаусов, стали полем деятельности для английских, российских и итальянских дизайнеров.

Использование благородных материалов в отделке центрального лобби сыграло свою роль в признании премиум-домов проекта «Прайм Парк» обладателями «Лучшего интерьера общественного пространства». Золотой цвет дизайнерских элементов, украшающих входную группу, гармонирует с отделкой лифтов, выполненных из позолоченной стали и ламелями из макасара, декорирующими пространство справа и слева от зоны ресепшн в лобби.



Не только интерьер, но и экстерьер привлек внимание жюри. «Архитектура жилых высотных проектов» – номинация, в которой «Прайм Парк» также одержал победу в 2021 году. Архитектура зданий проекта сочетает различные материалы, создавая гармоничную эклектику дополняющих друг друга решений.



Звание жилого квартала с «Лучшим ландшафтным благоустройством» проект получил благодаря уникальному частному парку размером 3 гектара. Центральный парк с цветниками, фонтанами, высаженными деревьями на площади, предназначен только для резидентов.

Высокая награда в European Property Awards автоматически включает победителей в лист претендентов на международные награды.

«Победа в международной премии столь высокого уровня – это большая честь для нас, ведь жилой квартал прошел серьезный отбор, и мы получили признание самых строгих судей, – комментирует Директор по продажам «Прайм Парк» Дмитрий Голев. – *Мы всегда стремились к созданию в российских реалиях проектов международного уровня и продолжаем формировать новые стандарты девелопмента, на которые может ориентироваться рынок».*

Keywords: *international award, commercial and residential real estate, architecture, construction parks.*

О ПРОЕКТЕ

«Прайм Парк» – это семейные резиденции премиум-класса, состоящие из девяти корпусов высотой от 37 до 41 этажа. Квартал расположен на севере Москвы, недалеко от метро «Динамо», «Аэропорт», «ЦСКА» и «Петровский Парк», на Ленинградском проспекте, 37. Каждый дом – отдельное строение со своей входной группой, лобби и обслуживающим персоналом: консьержами, беллменами и парковщиками.

В премиум-домах «Прайм Парка» предусмотрели более 80 планировочных решений – от однокомнатных квартир до четырех- и пятикомнатных вариантов, а также ограниченной серии двухуровневых лотов и пентхаусов. Площадь варьируется от 40 кв. м до 380 кв. м, а высота потолков – от 3,1 м до 5,3 м. Квартиры сдаются в формате white box либо с полной отделкой, которая включает полное оборудование санузла и кухни.

Для удобства жителей в «Прайм Парке» предусмотрели всю инфраструктуру: премиальные магазины, 12 ресторанов и кафе, салон красоты, SPA-комплекс, фитнес-клуб с 25-метровым бассейном, аптека, школа на 800 учеников и детский сад для 375 воспитанников. Помимо этого, на территории квартала благоустроят 5,5 гектаров парково-рекреационной зоны, в том числе частный парк площадью 3 гектара. Службы квартала управляются единой интеллектуальной системой, доступной жителям в мобильном приложении. Система идентифицирует резидента, предвосхищая его потребности – от подачи лифта на нужный этаж без нажатия кнопки до персонального набора услуг.

«Прайм Парк» – победитель European Property Awards 2018–2019, European Property Awards 2021–2022 и российской премии Urban Awards 2018–2019, а также финалист Urban Awards 2021. Три дома уже введены в эксплуатацию. Еще две башни (Central и Regent's) строятся.

PRIMEPARK

О КОМПАНИИ

Optima Development реализует в России проекты торговой, многофункциональной и жилой недвижимости. Компания выполняет полный цикл работ – от разработки концепции и проектирования до строительства и эксплуатации. В управлении Optima Development более 230 000 кв. м недвижимости, в том числе построенный компанией торговый центр OZ MALL.

OPTIMA DEVELOPMENT

ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ при сооружении объектов нефтегазового сектора

Никулин Евгений Валерьевич
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», студент ОНД ИШПР, бакалавриат

Бурков Петр Владимирович
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», ТГАСУ, профессор ОНД ИШПР, профессор МТФ, старший научный сотрудник, д.т.н.

Фуфаева Мария Сергеевна
старший научный сотрудник ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук», к.х.н.

Бурков Владимир Петрович
старший преподаватель ОНД ИШПР, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Алтунина Любовь Константиновна
заведующая лабораторией коллоидной химии ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук», заслуженный деятель науки РФ, д.т.н., профессор

СЕГОДНЯ, КОГДА ОСНОВНАЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВСЕ БОЛЬШЕ СОСРЕДОТАЧИВАЕТСЯ ЗА ЧЕРТОЙ ПОЛЯРНОГО КРУГА, ВСЕ БОЛЬШУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ПОЛУЧАЮТ РАЗРАБОТКИ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ЭФФЕКТИВНУЮ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ. КАК КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПОМОГАЮТ РЕШАТЬ ВАЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА?

TODAY, WHEN THE MAIN PRODUCTION OF HYDROCARBONS IS INCREASINGLY LOCALIZED BEYOND THE ARCTIC CIRCLE, DEVELOPMENTS AIMED AT THE EFFICIENT AND SAFE OPERATION OF INFRASTRUCTURE AND OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES ARE BECOMING INCREASINGLY IMPORTANT. HOW DO COMPOSITE MATERIALS HELP TO SOLVE IMPORTANT TECHNOLOGICAL PROBLEMS ARISING IN THE OILFIELD DEVELOPMENT IN THE FAR NORTH?

Ключевые слова: *композиционные материалы, криогели, обустройство месторождений, Арктика, инфраструктура.*

УДК 641.175.5.8

Освоение природных ресурсов Севера и территорий с вечной мерзлотой является первоочередной государственной задачей, решение которой осложняется экстремальными климатическими условиями (Госпрограмма «Социально-экономическое развитие Арктической зоны РФ»). Нефтехимическая промышленность играет существенную роль в мировой экономике, оказывая значительное влияние на ключевые отрасли промышленности, строительство и сельское хозяйство (Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года). В связи с этим, вопросы проектирования и обустройства нефтегазовых месторождений в северных регионах РФ имеют стратегическую значимость.

Затраты на строительство и обустройство автомобильных дорог и кустовых площадок на месторождениях являются значительным фактором, определяющим уровень добычи и себестоимость нефти и газа. Опыт строительства земляного полотна автомобильных дорог и оснований кустовых площадок на некондиционных грунтах нефтегазовых месторождений северных регионов вследствие заболоченности территории и колебаний среднесуточных температур показывает, что срок их службы значительно меньше нормативного, а стоимость ремонта, содержания дорог и оснований кустовых площадок очень часто превосходит затраты на их строительство.

Одним из путей снижения ресурсоемкости строительства автомобильных дорог и оснований кустовых площадок является применение композиционных материалов на основе грунтов или укрепленных грунтов. Наибольшее использование в дорожных конструкциях получил цементогрунт, однако расширение его внедрения сдерживается дороговизной вяжущего, а также неоптимальностью гранулометрического и химико-минералогического состава основных типов грунтов, распространенных в северном регионе. В результате композиционные материалы характеризуется сравнительно низкой прочностью и морозостойкостью, высокой остаточной пористостью, водопоглощением при обычных дозировках вяжущего (10–12%). Увеличение количества цемента приводит к снижению деформации и повышению хрупкости, трещинообразованию и нецелесообразно по технико-экономическим соображениям [1].

Поэтому возникает необходимость разработать новые составы для укрепления и стабилизации земляного полотна, обладающие высокой упругостью и хорошей адгезией к породе для применения в Северной климатической зоне и в районах вечной мерзлоты.

Кроме того, известно, что нефть и конденсат, впитываясь в грунт, загрязняют верхние слои почвы. В отдельных случаях нефть и конденсат непосредственно попадают в водоемы, при этом могут загрязняться и подземные воды. Для обеспечения экологической безопасности целесообразно создавать гидробарьерные экраны при обустройстве месторождений.

Традиционными способами создания гидробарьерных экранов на объектах нефтегазовых месторождений для защиты объектов от разрушения талыми и подземными водами являются: цементирование, силикатизация, холодная битумизация, замораживание, цементация и глинизация, которые реализуются в виде инъекций в земельное полотно или поверхностного нанесения. В условиях сезонного оттаивания-промерзания грунта эти способы малоэффективны, поскольку традиционные материалы в ходе замерзания – оттаивания разрушаются.

Для гидроизоляционных работ, в частности для создания гидробарьерных экранов на нефтегазовых месторождениях в условиях Севера, перспективно применять в качестве армирующего слоя криотропные полимерные композиции с регулируемыми гидрофобными свойствами. Армирующий слой земляного полотна, скрепленный криогелеобразующей композицией, защищает слои грунта от смещений друг относительно друга, а также служит гидроизоляцией в ходе сезонных колебаний температур. Криотропный материал формируется после цикла замораживания – оттаивания в результате фазового перехода криогелеобразующей композиции из вязкотекучего состояния в упругое полимерное тело (криогель), способное к большим обратимым деформациям. С каждым циклом прочность криогеля увеличивается [2].

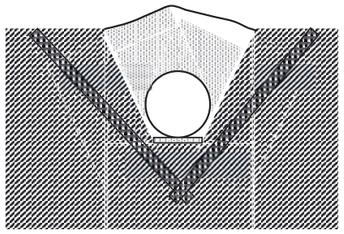
Мы предлагаем метод, который подразумевает под собой нагнетание в грунт основания дна траншеи через скважины строительного криогелеобразующего полимерного состава, который нагнетают с двух сторон так, что под основанием траншеи образуется прочная опорная система в виде пространственной решетки из грунта, связанного со строительным криогелем.

Введение в матрицу криогеля разных наполнителей позволит получить материал с улучшенными гидроизоляционными, теплоизоляционными и механическими свойствами. Таким образом, разработка новых составов криогелей и их применение на нефтегазовых месторождениях в условиях северных регионов позволит защитить объекты нефтегазового месторождения от разрушения и продлить их срок службы.

Строительный криогелеобразующий полимерный состав, нагнетаемый в грунт, вначале образует гель, затем при отрицательных температурах гель преобразуется в криогель, отличительной чертой, которой является: водонепроницаемость, высокая прочность, упругость и высокая адгезия к породе. Важно отметить, что многократное повторение циклов «замораживание – оттаивание» только улучшает физико-механические свойства строительного геля: увеличивается его прочность, при этом упругость сохраняется. Практическое применение строительного геля в перспективе достаточно высоко в связи с тем, что его можно изготовить непосредственно на производстве и закачивать в скважины с использованием стандартной техники.

Строительный криогелеобразующий полимерный состав предлагается нагнетать в грунт основания дна траншеи с двух сторон через скважины, пробуренные наклонно с целью создания прочной опорной системы в виде пространственной решетки. При этом элементами решетки будут являться цилиндры упрочненного грунта. В местах пересечения образуются узлы решетки, придающие ей пространственную прочность и устойчивость. Правая и левая решетки соединяются в средней части основания траншеи. Такое соединение решеток в упругую пространственную структуру дает возможность значительно увеличить общую прочность системы, позволяет воспринимать статические нагрузки трубопровода, равномерно их распределять и передавать на лежащие ниже слои грунта, тем самым исключать неравномерную осадку основания траншеи, предотвращая ее расползание.

РИС. 1. Предполагаемая схема сечения пространственной решетки



Введение в матрицу криогеля разных наполнителей позволит получить материал с улучшенными гидроизоляционными, теплоизоляционными и механическими свойствами. Таким образом, разработка новых составов криогелей и их применение на нефтегазовых месторождениях в условиях северных регионов позволит защитить объекты нефтегазового месторождения от разрушения и продлить их срок службы.

Криогели образуются в системах полимер – вода с верхней критической температурой растворения (ВКТР) в процессе замораживания – оттаивания. В состав криогелей входят экологически безопасные продукты. Созданы новые формы криогелей – эффективного тампонирующего материала, значительно снижающего фильтрацию воды в пористой среде.

РИС. 2. Фазовая диаграмма системы полимер с верхней критической температурой растворения (ВКТР) – растворитель

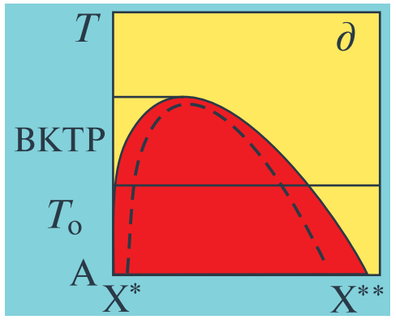
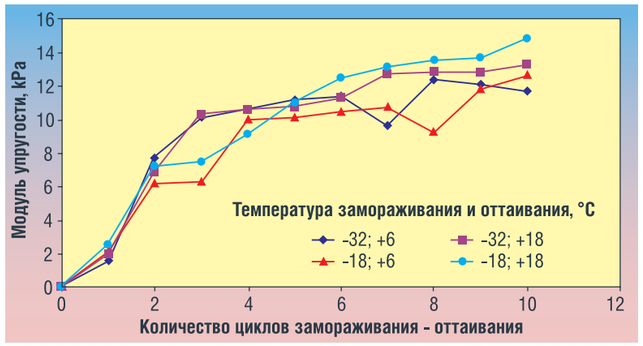


РИС. 3. Зависимость модуля упругости криогелей от количества циклов замораживания – оттаивания



Растворы полимеров с добавками электролитов или неэлектролитов при температуре 0–20 °С образуют гели, которые в циклах «замораживание – оттаивание» превращаются в криогели с высокой упругостью и хорошей адгезией к породе. Чем больше таких циклов, тем лучше становятся механические свойства криогеля: увеличивается его прочность, упругость, усиливается сцепление с породой [3].

В работе [3] было проведено исследование, связанное с определением оптимального состава «грунт + криогель», направленного на повышение несущей способности вечномерзлых грунтов (содержание криогеля в грунте должно быть не более 5 %).

В настоящей же работе предлагается рассмотрение результатов проведенных лабораторных испытаний уже на грунтах, характерных для Дальнего Востока, чем являются суглинки с влажностью около 30 %.

В данном эксперименте есть особенность, связанная с улучшением свойств самих криотропных композитов. Механические, теплофизические и гидроизоляционные свойства образующихся криогелей зависят от состава, концентрации компонентов исходного раствора, молекулярной массы полимера, а также от режимов криогенной обработки исходных растворов. Показано [4–7], что введение в раствор ПВС различных веществ, способствует упрочнению гелей. В данной работе будет рассмотрен в качестве такого наполнителя технический углерод [8].

Для лабораторных испытаний были подготовлены образцы [9] различного состава (рисунок 4), компонентами которых являются: суглинок с влажностью 30 %, криогель и технический углерод марки N774. Технический углерод добавляли для увеличения гидрофобных и механических свойств грунта. Технический углерод 30 г смешивали с 920 г грунта (влажность 30 %) и 50 г криогеля. Аналогично готовили следующие композиции, состав которых указан в таблице 1.

В результате проведения испытаний зафиксировано, что наибольший предел прочности на одноосное сжатие наблюдается у смеси «суглинок + 5 % криогель + 5 % углерод» (рисунок 5).

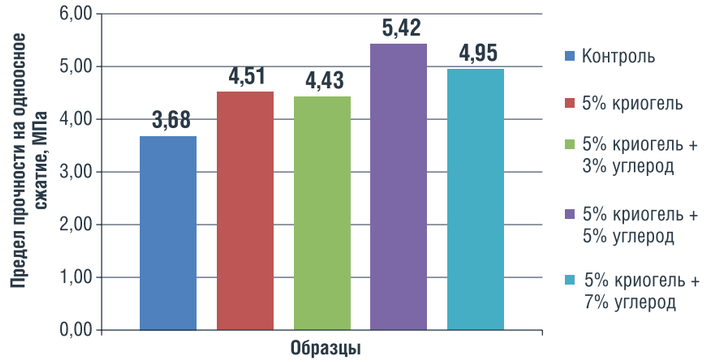
В настоящее время в нормативных документах, определяющих порядок расчета напорных трубопроводов, указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта. Данное требование правомерно, поскольку грунт для трубопровода является не только внешней нагрузкой, но и средой, в которой развиваются деформации линейного сооружения. В то же время в нормативных документах нет указаний на то, как выполнять расчет. Неопределенность в нормативной базе осложняется необходимостью корректного проведения нелинейного анализа. Внутренние усилия в трубопроводе нелинейно зависят от сопротивления окружающего его массива грунта. Действие осевого температурного перепада и внутреннего давления продукта приводят к возникновению продольно-поперечного изгиба. Обозначенные проблемы служат причиной отказов в работе трубопроводов, причиняющих урон окружающей среде. Актуальность проекта, его научная новизна и значимость заключаются в том, что для преодоления перечисленных негативных факторов требуется проведение дополнительных исследований в области разработки методов расчета трубопроводов. Следует отметить

ТАБЛИЦА 1. Составы образцов

Название образца	Состав	Масса, г
Контроль	Суглинок	1000
5 % криогель	Суглинок + 5 % криогель	950 + 50
5 % криогель + 3 % углерод	Суглинок + 5 % криогель + 3 % углерод	920 + 50 + 30
5 % криогель + 5 % углерод	Суглинок + 5 % криогель + 5 % углерод	900 + 50 + 50
5 % криогель + 7 % углерод	Суглинок + 5 % криогель + 7 % углерод	880 + 50 + 70

РИС. 4. Испытание подготовленного образца

РИС. 5. Результаты испытаний



также, что существуют условия, при которых затруднительно найти альтернативу методу конечных элементов. Анализируя существующие способы расчета трубопроводов под естественными и искусственными препятствиями, такие как микрощитовая проходка, наклонно-направленное бурение, траншейная укладка трубопровода, вибропрокол и т.д., приходим к выводу, что данные технологии, описанные с помощью МКЭ, имеют как очевидные преимущества, так и недостатки, связанные с ограниченностью по граничным условиям. Данный метод весьма перспективен, т.к. в дальнейшем для прокладываемого трубопровода имеется возможность обслуживания, т.е. контролирования его состояния. Теоретически МКЭ при соответствующей доработке можно применить для расчета трубопроводов, к тому же технологически МКЭ сравнительно легко реализуется. Использование метода конечных элементов для расчета трубопроводов требует научного обоснования и разработки технических решений по адаптации МКЭ для совместного расчета трубопроводов и морозного пучения грунтов, а также промерзающих грунтов в природных условиях. Ожидаемые научно-технические результаты позволят решить ряд проблем, возникающих при обустройстве месторождений: укрепить грунт под основание автомобильных дорог, а также стабилизировать грунт при обустройстве на нефтегазовых месторождениях.

Основными потребителями научно-технических результатов проекта будут компании, занимающиеся обустройством месторождений, в частности: ООО «Сибстройнефтегаз» (г. Томск), ПАО «РОСНЕФТЬ» (г. Москва), ООО «Газпром трансгаз Томск» (г. Томск), ПАО «ЛУКОЙЛ» (г. Москва), ООО «Западно-Сибирская промышленная группа» (г. Новый Уренгой, ЯНАО). Исходя из прогнозных оценок, внедрение разработанных составов криогелей в практику обустройства месторождений обеспечит эффективную и безопасную эксплуатацию дорог и сооружений в условиях сезонно-мерзлых и вечномерзлых грунтов и снизит стоимость содержания дорог и оснований кустовых площадок. Разработанные в ходе выполнения НИОКР способы получения композиционных материалов на основе криогелей будут использованы для укрепления и создания высокоэффективных гидробарьерных экранов в многолетнемерзлых грунтах, а также при строительстве, эксплуатации гидротехнических сооружений и систем, работающих в условиях Крайнего Севера. Технологии укрепления грунтов и создание высокоэффективных гидробарьерных экранов с использованием композиционных материалов на основе криогелей можно применять как на стадии строительства и обустройства гидротехнических сооружений и систем, так и во время их эксплуатации и ремонта. Разрабатываемые способы можно реализовывать с использованием стандартного оборудования и техники.

Научная новизна проекта заключается в создании способов получения композиционных материалов на основе криогелей с наполнителями (грунты, горные породы, песок, строительные смеси и др.) и нанодисперсными добавками, влияющими на их физико-химические и структурно-механические характеристики (гиброфильность – гидрофобность, прочность, упругость и др.), использование концепции иерархических наноструктур для создания криотропных гелей. Улучшенные структурно-механические свойства указанных структур по сравнению с гелями на основе двухкомпонентных криогелей обеспечат инновационную составляющую способов. Составы композиционных материалов на основе криогелей, способы их получения и использования являются патентоспособными.

Разработка новых способов получения композиционных материалов на основе криогелей с регулируемыми физико-химическими свойствами позволит решить важные технические задачи, присутствующие на Крайнем Севере. ●

Литература

1. *http://www.dissercat.com/content/stroitelstvo-avtomobilnykh-dorog-s-primeneniem-kompozitsionnykh-materialov-na-osnove-gruntov.*
2. *Лозинский В.И. Криотропное гелеобразование растворов поливинилового спирта / В.И. Лозинский // Успехи химии. – 1998. – Т. 67, № 7. – С. 641–655.*
3. *Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A., Dolgikh, S.N. Cryogels for plugging in cold and permafrost regions (2010) Gidrotechnika, (3), pp. 52–57.*
4. *Никулин Е.В. Применение криогелей для повышения несущей способности грунтов при сооружении магистральных трубопроводов // Актуальные проблемы науки и техники – 2021. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 173–175.*
5. *Алтунина Л.К., Бурков В.П., Бурков П.В., Дудников В.Ю., Осадчая Г.Г., Овсянникова В.С., Фуфаева М.С. Применение криогелей для решения задач рационального природопользования и эксплуатации объектов магистральных трубопроводов в условиях Арктики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (10). – С. 173–185.*
6. *Алтунина Л.К., Бурков П.В., Бурков В.П., Дудников В.Ю., Осадчая Г.Г. Организационно-технические мероприятия по использованию криогелей для повышения несущей способности грунтов при строительстве и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 9 (2). – С. 164–173.*
7. *Манжай В.Н., Фуфаева М.С. Свойства криогелей и их применение в технологиях добычи и транспорта нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 6. – С. 102–107.*
8. *Кохановская О.А., Раздьяконова Г.И., Алтунина Л.К., Лихолобов В.А. Композитные криогели – новые конструкционные материалы для освоения Арктики // Новые материалы и технологии в условиях Арктики. – Ставрополь: Центр научного знания «Логос», 2014. – С. 322–327.*
9. *ГОСТ 12248.9-2020. Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости мерзлых грунтов методом одноосного сжатия. Введен 01.06.2021 г. – М.: Стандартинформ, 2020. – 22 с.*

KEYWORDS: *composite materials, cryogels, field development, Arctic, infrastructure.*

ОТБОР ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО КЕРНА ИЗ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

при разведке и разработке месторождений комплексного сырья

УДК 622.243.572 + 622.243.273

ОСНОВОЙ БЛАГОСОСТОЯНИЯ РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ ЕЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА, ТО ЕСТЬ ЗАПАСЫ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ВЫЯВЛЕННЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. НАРАЩИВАНИЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ВОЗМОЖНО, КАК ЗА СЧЕТ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ЗАЛЕГАЮЩИХ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ТАК И ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И КОМПОНЕНТОВ [4]. БОЛЬШОЙ ИНТЕРЕС ПРЕДСТАВЛЯЮТ ПОПУТНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ, ЗАЛЕГАЮЩИЕ В ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДАХ (ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ, ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ). ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В РОССИИ ОГРОМНЫ, ОНИ ДОСТИГАЮТ 6–7 МЛРД Т. ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ ЧАСТО ОБОГАЩЕНЫ МЕТАЛЛАМИ-ПРИМЕСЯМИ, НАПРИМЕР ВАНАДИЕМ, НИКЕЛЕМ И ТИТАНОМ. НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ РЕСУРСОВ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ПРИУРОЧЕНА К МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ, ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ [5]

THE BASIS OF RUSSIA'S WELL-BEING IS ITS MINERAL RESOURCE BASE, THAT IS, MINERAL RESERVES IDENTIFIED AS A RESULT OF EXPLORATION. THE ACCUMULATION OF MINERAL RESERVES IN MODERN CONDITIONS IS POSSIBLE BOTH DUE TO SEARCHES AND EXPLORATION OF MINERAL DEPOSITS OCCURRING IN DIFFICULT GEOLOGICAL AND GEOGRAPHICAL CONDITIONS, AND DUE TO A COMPREHENSIVE STUDY OF DEPOSITS AND CALCULATION OF RESERVES OF ASSOCIATED MINERALS AND COMPONENTS [4]. ASSOCIATED MINERALS OCCURRING IN HEAVY HYDROCARBONS (HEAVY OILS, NATURAL BITUMEN) ARE OF GREAT INTEREST. THE GEOLOGICAL RESERVES OF HIGH VISCOSITY AND HEAVY OIL IN RUSSIA ARE HUGE, THEY REACH 6-7 BILLION TONS. HEAVY OILS ARE OFTEN ENRICHED WITH IMPURITY METALS, SUCH AS VANADIUM, NICKEL AND TITANIUM. IN THE RUSSIAN FEDERATION, THE BULK OF THE HEAVY OIL RESOURCES ARE CONFINED TO THE FIELDS OF THE VOLGA-URAL, TIMAN-PECHORA AND WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCES [5]

Ключевые слова: *ССК, бурение, горная выработка, техника геолого-разведочных работ.*

Сапожков Артём Александрович

соискатель, кафедра современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ-РГГРУ, главный инженер, ООО «ДДВ»

Назаров Александр Петрович

доцент кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ-РГГРУ, к.т.н.

Классическим примером комплексного месторождения минерального сырья, то есть месторождения, содержащего несколько типов пригодных для извлечения компонентов, является Ярегское нефтетитановое месторождение [6]. Ярегское месторождение преимущественно вязкой нефти относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, находится в центральной части Республики Коми в 25 километрах к юго-западу от современного города Ухты. Коллекторы трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками (мощность 26 м) с пористостью 26%. Залежь пластовая сводовая, залегает на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. Запасы оцениваются в 131,8 млн тонн.

Кроме нефти, в песчанике обнаружено повышенное содержание лейкоксена (погребенная россыпь). Продуктивный пласт мощностью 30–100 метров несогласно перекрывает метаморфические сланцы рифея, делится на два рудных горизонта. Нижний горизонт сложен грубо- и крупнозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов 3–6 категории по буримости, верхний – полимиктовыми конгломератами и разнозернистыми кварцевыми песчаниками 3–5 категории по буримости, содержащими до 30% лейкоксена (TiO_2 – 58,5–71,9%; SiO_2 – 20–37,8%).

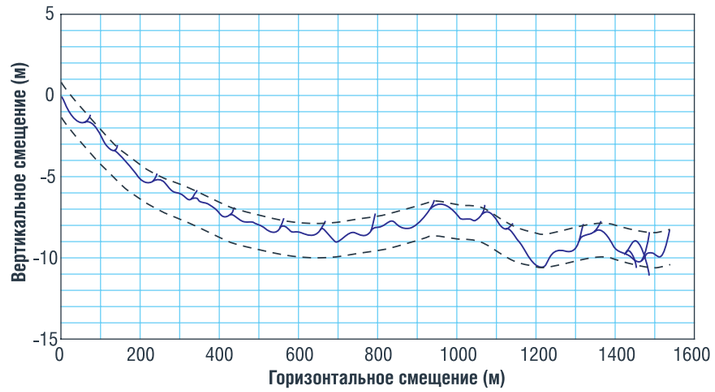
Ярегское месторождение является самым крупным месторождением титана на территории России (640 млн тонн титановой руды), содержит более 40% балансовых запасов дикосида титана (TiO_2)

промышленных категорий в РФ [6]. Значительные запасы высоковязкой нефти и титановой руды, сосредоточенные в одном продуктивном горизонте, где выше рудной залежи расположен продуктивный нефтяной пласт, определили наиболее эффективный способ для данного участка недр – подземно-поверхностный. Одним из основных типов выработок для разведки и добычи титановых руд являются пологие и горизонтальные скважины. Разведочные скважины имеют диаметр 96 мм и протяженность от 300 до 1000 метров.

Получение представительного керна при бурении скважин в пористых трещиноватых породах осадочного комплекса является непростой задачей, требующей применения специальных колонковых наборов. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что наиболее эффективными техническими средствами для бурения геолого-разведочных скважин на твердые полезные ископаемые, а в последнее время и глубоких нефте- и газо-разведочных скважин предельно малого диаметра, остаются снаряды со съемными керноприемниками (ССК). Снаряды ССК обеспечивают возможность извлечения керна на поверхность без подъема бурильной колонны, что значительно сокращает затраты времени и энергозатраты на проведение спуско-подъемных операций по сравнению с одинарными колонковыми наборами, особенно в тех случаях, когда стойкость породоразрушающего инструмента превышает величину проходки за рейс. До настоящего времени теоретических основ технологии бурения пологих и горизонтальных скважин в специфических условиях Ярегского нефтетитанового месторождения не разработано.

При этом главным фактором, сдерживающим рост объемов бурения комплексами ССК на форсированных режимах при оптимальных зазорах, обеспечивающих максимальную прочность и надежность работы бурильной колонны с возможностью гидротранспортирования съемных керноприемников при больших расходах промывочной жидкости, являются высокие гидравлические сопротивления в кольцевом канале, образованном стенками скважины (особенно трещиноватыми) и бурильной колонной. Кроме того,

РИС. 1. Профиль внутрипластовой скважины



при использовании гладкоствольных компоновок ССК, необходимо предусмотреть возможность предупреждения произвольного отклонения горизонтальные скважины от проектной трассы. Не менее важной задачей является ориентированный отбор керна.

На первом этапе работ планируется произвести:

- выбор современных моделей снарядов со съемным керноприемником в комплекте с породоразрушающим инструментом для бурения продуктивных горизонтов Ярегского месторождения;
- выбрать технические средства и разработать технологию транспортировки съемного керноприемника по горизонтально расположенной колонне ССК;
- выбрать технические средства и технологические приемы для отбора ориентированного керна в горизонтальных скважинах.

Геологи обратили внимание на возможность применения внутрипластового направленного бурения в качестве средства для геологоразведки, позволяющего обследовать пласты. Колонковое бурение (по сравнению с бескерновым) подразумевает использование более дорогого оборудования, подвергающегося риску в скважине, и требует более высокого уровня обучения и контроля за работой бурильщика для достижения необходимых навыков. Направленное бурение в основном ограничивалось внутрипластовым бурением для геологоразведки.

В условиях, когда направленное бурение рассматривалось как дорогое и неспособное сравниться по скорости с роторным бурением, соотношение затрат и выгод при бурении глубоких скважин необходимо рассматривать с точки зрения важности получаемых данных и отсутствия необходимости осуществлять дополнительную проходку горных выработок. Бурение глубоких скважин является единственным методом для непосредственной проверки области перед началом добычи [3], который обеспечивает более высокий уровень достоверности и предварительной геологической осведомленности.

Литература

1. *Алиев А.Г. и др. Методика управления разработкой месторождений высоковязких нефтей термошахтным способом / А.Г. Алиев, Ю.П. Коноплев // Народное хозяйство Республики Коми. Геология и техника разведки. – 1998. – № 2. С. 282–285.*
2. *Борисов Ю.П. и др. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 82 с.*
3. *Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2006. – с. 174.*
4. *Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов (Протокол Минприроды России (Министерства природных ресурсов и экологии РФ) от 03 апреля 2007 года № 11–17/0044-пр).*
5. *Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный материал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. – М.: Недра, 2008. – с. 115.*
6. *Электронный ресурс: https://ru.wikipedia.org/.*
7. *Н.Г. Первушин, В.Н. Корюков, С.Е. Миронов, А.А. Пегушин, М.В. Сторожев, П.С. Михеев, Н.А. Банщикова. О перспективном комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения. 2012 г. ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» г. Екатеринбург. – С. 4.*

Keywords: *removable core receivers, drilling, mining, exploration technology.*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ИЗОЭНТАЛЬПИЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ

на адсорбционной установке подготовки природного газа

Сыроватка Владимир Антонович
доцент кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета, к.т.н.

Голубева Ирина Александровна
профессор кафедры газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.х.н.

Ясьян Юрий Павлович
профессор, заведующий кафедрой технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета, д.т.н.

Шабалина Светлана Григорьевна
доцент кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета, к.т.н.

Кононенко Евгений Александрович
доцент кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета, к.т.н.

Муравлева Мария Васильевна
аспирант кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета

Сыроватка Александра Владимировна
бакалавр кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета

Neftegaz.RU
номер 12/2021 г.

УДК 66.045.7

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ НАУЧНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ АВТОРОВ – РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТРАБОТАННОГО ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОСТУПНОЙ ТЕХНОЛОГИИ (ЭДТ) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{5+} ИЗ ОТРАБОТАННОГО ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ НА АДСОРБЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ (АПГТ). ПРЕДЛАГАЕТСЯ НА АПГТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ИЗОЭНТАЛЬПИЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТРАБОТАННОГО ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ С ПОСЛЕДУЮЩЕЙ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ РЕКТИФИКАЦИЕЙ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{5+} И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО КОНДЕНСАТА. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПОКАЗАЛИ, ЧТО ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОДУЛЯ ИЗОЭНТАЛЬПИЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТРАБОТАННОГО ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ НА АПГТ СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{5+} ИЗ ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ДО 28 %, А РОСТ ВЫРАБОТКИ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА СОСТАВИЛ ДО 27 %

THE ARTICLE DISCUSSES THE ISSUES OF THE POSSIBILITY OF IMPLEMENTATION THE AUTHORS' SCIENTIFIC PROPOSAL ABOUT THE RATIONAL USE OF THE REGENERATION WASTE GAS WITH THE USE OF AN EFFECTIVE AVAILABLE TECHNOLOGY (EAT) TO INCREASE THE ECONOMIC EFFICIENCY AND THE DEGREE OF EXTRACTION OF C5 + HYDROCARBONS FROM THE REGENERATION WASTE GAS AT THE ADSORPTION UNIT FOR GAS PREPARATION FOR TRANSPORT (APGT). IT IS PROPOSED TO USE A TECHNOLOGICAL MODULE FOR ISENTHALPIC EXPANSION OF REGENERATION WASTE GAS AT THE APGT UNIT, FOLLOWED BY LOW-TEMPERATURE RECTIFICATION IN ORDER TO INCREASE THE DEGREE OF RECOVERY OF C5 + HYDROCARBONS AND ADDITIONAL PRODUCTION OF HYDROCARBON CONDENSATE. EXPERIMENTAL RESULTS AND THEORETICAL CALCULATIONS SHOWED THAT WHEN USING THE ISENTHALPIC EXPANSION MODULE OF THE REGENERATION WASTE GAS AT THE APGT UNIT, THE RECOVERY RATE OF C5 + HYDROCARBONS FROM THE REGENERATION GAS INCREASES TO 28%, AND THE GROWTH OF STABLE CONDENSATE PRODUCTION WAS UP TO 27%

Ключевые слова: *адсорбционная установка подготовки газа к транспорту, рациональное использование природных ресурсов, эффективные доступные технологии, утилизация отработанного газа регенерации, изоэнтальпийное расширение, низкотемпературная ректификация, углеводороды C_{5+}, углеводородный конденсат.*

Общим для установок подготовки природного газа методом адсорбции в газовой отрасли является многокомпонентность природного газа, но при этом содержание метана составляет до 97 % масс.

Поэтому основным товарным продуктом на данных установках газовой отрасли ранее было принято считать подготовленный природный газ с высоким давлением, транспортируемый к местам потребления по магистральным газопроводам в качестве топлива, а основной задачей – подготовку газа в соответствии с установленными показателями и нормами качества для надежной поставки на дальние расстояния по магистральным газопроводам, в рамках договорных обязательств между поставщиком и потребителем [1].

В настоящее время обеспечение в системе магистральных газопроводов требований к качеству природного газа после осушки и отбензинивания на адсорбционных установках для осуществления поставок газового топлива потребителям и выполнения договорных обязательств коррелируется с задачей рационального использования природного газа и ресурсосбережения [2, 3].

Направление «рациональное природопользование» входит в перечень восьми приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и является прямым обеспечением государственного стандарта ресурсосбережения [2]. Рациональное природопользование – система природопользования, при которой в значительной степени по назначению расходуются природные сырьевые ресурсы и соответственно снижается потребление добываемых ресурсов. Рациональное природопользование характерно для производства, которое развивается на основе научно-технического прогресса для максимально возможного извлечения пользы из природного ресурса и повышения прибыли.

ФАКТЫ

До 97 % масс.
составляет содержание метана в многокомпонентном природном газе

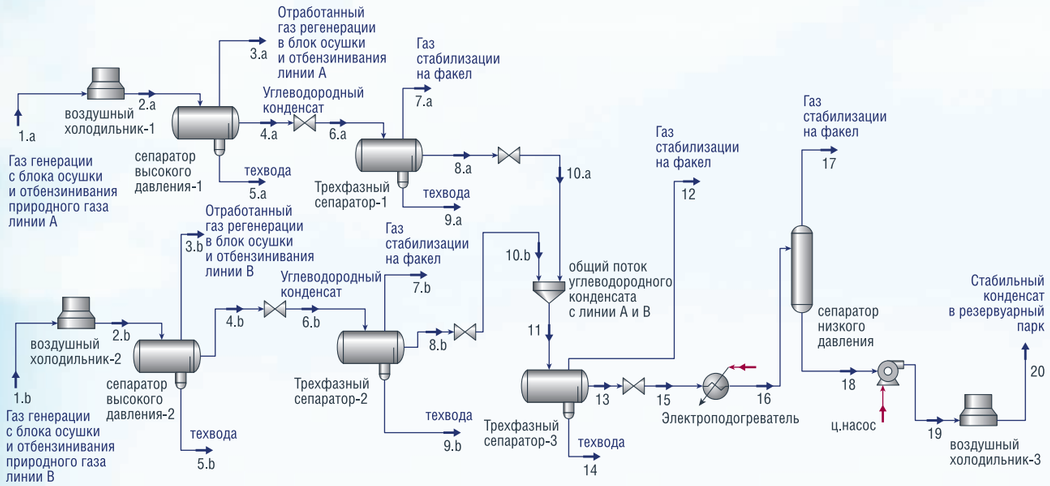
65 % масс.
в зимний период и 50 % масс. в летний период составляет степень извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации на адсорбционных установках, что снижает выработку и эффективную реализацию углеводородного конденсата как товарного продукта

Одновременная адсорбционная осушка и отбензинивание природного газа на адсорбционных установках не обеспечивают полного извлечения углеводородов C_{5+}.

В газовой отрасли адсорбционные установки подготовки газа обеспечивают надежную поставку качественного топлива потребителю при дальнем транспорте природного газа, но не характеризуются высокой степенью извлечения углеводородов C_{5+} в присутствии влаги. Избирательная способность адсорбента по углеводородам C_{5+} в условиях одновременной адсорбционной осушки и отбензинивания природного газа невысокая, что объясняет остаточное содержание углеводородов C_{5+} в природном газе после подготовки [4, 5].

Метод ступенчатой сепарации не позволяет полностью извлечь углеводороды C_{5+} из газа регенерации, что увеличивает их содержание в газе регенерации после предварительной сепарации (в отработанном газе регенерации) и газе стабилизации при получении стабильного углеводородного конденсата на узле извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации в составе адсорбционной установки (рис.1).

РИС. 1. Действующая принципиальная технологическая схема узла извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации методом ступенчатой сепарации на адсорбционной установке подготовки природного газа (математическая модель)



Согласно рис. 1, газ регенерации, насыщенный парами воды и углеводородами C_{5+}, двумя потоками линий А и В охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения АВО 1, 2, отделяется от технической воды и углеводородного конденсата в трехфазном сепараторе высокого давления 1, 2 и, как отработанный газ регенерации, подается на смешение с исходным газом, который подается на адсорбцию. Выделенный конденсат проходит трехступенчатую стабилизацию в трехфазных сепараторах 1, 2, 3 и сепараторе низкого давления с промежуточным подогревом и направляется в резервуарный парк. При этом техническая вода утилизируется, а газ стабилизации отводится на факел.

Невысокая степень извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации на адсорбционных установках 65 % масс. и 50 % масс. в зимний и летний период соответственно (см. таблицу 1), существенно снижает выработку и эффективную реализацию углеводородного конденсата как товарного продукта. Эффективность возрастающих объемов реализации жидких углеводородов C_{5+} в качестве товарного продукта может быть значительно выше потерь при реализации, возникающих при снижении теплоты сгорания природного газа, используемого как топливо после адсорбционной подготовки. Остаточное содержание углеводородов C_{5+} в составе подготовленного углеводородного газа на адсорбционной установке создает условия недостаточно рационального использования жидких углеводородов C_{5+} и не в полном объеме обеспечивает стандарт ресурсосбережения [2]. Природные ресурсы – углеводороды C_{5+} – используются недостаточно рационально.

Задача увеличения степени извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации и снижения потерь этих углеводородов на адсорбционной установке является актуальной и практически значимой для газовой отрасли. Рациональность процесса подготовки углеводородного газа существенно зависит от количества извлеченных целевых компонентов из исходного газа. В настоящее время в газовой отрасли эксплуатируются АУПГТ на КС «Краснодарская», КС «Казачья» и КС «Портовая». В процессах подготовки природного газа, где применяются методы ступенчатой сепарации при обработке газа на адсорбционных установках, одной из проблем является низкое извлечение углеводородов C_{5+} из газа регенерации.

ФАКТЫ

Рациональность

процесса подготовки углеводородного газа зависит от количества извлеченных целевых компонентов из исходного газа

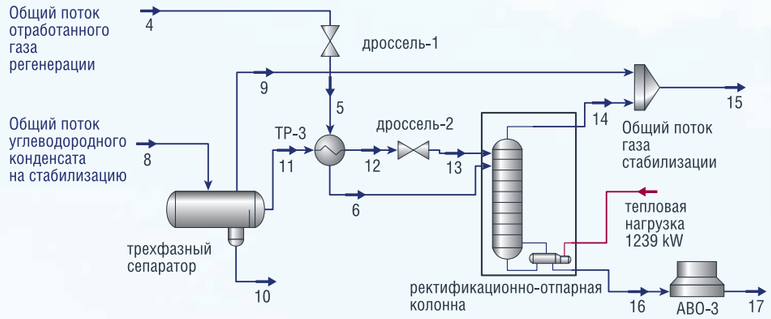
В РФ предусмотрен комплекс мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы эффективных доступных технологий и внедрение современных технологий [6].

Правительством РФ проводится политика, направленная на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий. Переход к практике применения эффективных технологий является очевидным преимуществом, так как реально только через технологическую модернизацию можно обеспечить высокий уровень производственного прогресса, экологической безопасности и энерго- и ресурсосбережения [7].

В качестве эффективной технологии извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации при подготовке природного газа предложен «Технологический модуль изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией» (рис. 2).

РИС. 2. Технологический модуль изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией (математическая модель)

4			5		6		14		15	
Temperature	20,00	C	-0,7549	C	8,533e-003	C	0,9364	C	0,9362	C
Pressure	6,344	MPa	1,991	MPa	1,961	MPa	1,961	MPa	1,961	MPa
Mass Flow	8,217e+004	kg/h	8,217e+004	kg/h	8,217e+004	kg/h	8,129e+004	kg/h	8,129e+004	kg/h



17		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,957	MPa
Mass Flow	7582	kg/h
Reid VP at 37.8 C	5,591e-002	MPa

8			9		10		11		12		13		16	
Temperature	19,96	C	19,96	C	19,96	C	19,96	C	6,245	C	2,733	C	219,1	C
Pressure	6,276	MPa	6,276	MPa	6,276	MPa	6,276	MPa	6,246	MPa	1,961	MPa	1,987	MPa
Mass Flow	6700	kg/h	5,417	kg/h	0,000	kg/h	6695	kg/h	6695	kg/h	6695	kg/h	7582	kg/h

Расчетное исследование изоэнтальпийного расширения и низкотемпературной ректификации газа регенерации [8] проводилось на моделирующей программе «HYSYS Process». Согласно рисунку 2, предлагается общий поток 4 отработанного газа регенерации линий А и В с температурой 20 °С при давлении 6,3 МПа от сепаратора высокого давления направить на дросселирование в дросселе-1 для конденсации тяжелых углеводородов C_{5+}, которые затем выделить путем ректификации в ректификационно-отпарной колонне.

Охлажденный до температуры минус 0,75 °С при давлении 1,9 МПа после дросселирования поток 5 отработанного газа регенерации перейдет в двухфазное состояние и далее направится через теплообменник ТР-3 и линию подачи потока 6 охлажденного отработанного газа регенерации в среднюю часть колонны для получения стабильного конденсата и газов стабилизации [8, 9]. При этом общий поток углеводородного конденсата 12 охладится до температуры 6,2 °С при давлении 6,2 МПа в рекуперативном теплообменнике ТР-3. Охлаждение углеводородного конденсата осуществляется посредством подвергнутого дросселированию в дросселе 1 потока 4 отработанного газа регенерации, который затем направляется через линию подачи потока 12 охлажденного углеводородного конденсата на дальнейшее охлаждение до температуры 2,7 °С при давлении 1,9 МПа путем дросселирования в дросселе 2 и далее по линии потока 13 на стабилизацию в верхнюю часть ректификационно-отпарной колонны [9]. В ректификационно-отпарной колонне охлажденная жидкая фаза стекает и контактирует с поступающей снизу газовой фазой. В нижней части колонны происходит выпаривание рибойлером при температуре 219,1 °С легких углеводородов и получение стабильного конденсата, который подается по линии потока 16 в АВО-3. Вместе с легкими углеводородными газами стабилизации выпариваются и более тяжелые углеводороды, которые в верхней части колонны при температуре 0,9 °С конденсируются и переходят в жидкую фазу, стекающую в нижнюю часть ректификационно-отпарной колонны. Полученный поток 15 газов стабилизации направляют на собственные нужды. Стабильный конденсат по линии потока 17 направляют в резервуарный парк после охлаждения в АВО-3 до 20 °С [9].

ФАКТЫ

Технологический модуль

изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией предложен в качестве эффективной технологии извлечения углеводородов C_{5+} из газа регенерации при подготовке природного газа

Согласно расчетным исследованиям, использование технологического модуля изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией на адсорбционной установке, позволяет повысить

ТАБЛИЦА 1. Содержание C_{5+} в отработанном газе регенерации после ступенчатой сепарации и низкотемпературной ректификации

Описание потока	Отработанный газ регенерации (ступенчатая сепарация в зимний период)		Отработанный газ регенерации (ступенчатая сепарация в летний период)		Отработанный газ регенерации (ступенчатая сепарация + низкотемпературная ректификация)	
Давление Температура Массовый расход	6,3 МПа 20 °С 82 174,3 кг/ч		6,3 МПа 40 °С 84 549,5 кг/ч		1,9 МПа 0,9 °С 81 286,3 кг/ч	
Массовое содержание компонентов	масс. %	кг/ч	масс. %	кг/ч	масс. %	кг/ч
$i\text{-}C_5H_{12}$	0,60	493,2	0,61	514,6	0,51	411,7
$n\text{-}C_5H_{12}$	1,02	841,8	1,09	921,9	0,79	640,7
C_6H_{14}	1,61	1319,6	2,82	2387,7	0,85	693,9
C_7H_{16}	0,47	383,4	0,94	795,3	0,18	147,5
C_8H_{18}	0,18	148,5	0,41	347,2	0,05	41,5
C_9H_{20}	0,06	45,3	0,14	117,9	0,01	9,3
$C_{10}H_{22}$	0,02	16,1	0,05	44,5	0,00	2,5
Итого	3,96	3247,9	6,06	5129,1	2,39	1947,1
φ – Степень извлечения C_{5+}, %	65		50		78	

степень извлечения целевых компонентов C_{5+} на 13% в зимний период и на 28% в летний период и утилизировать газы стабилизации на собственные нужды (см. таблицу 1).

Технологический модуль изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией попадает под требования ЭДТ. Данный проект направлен на повышение показателей по ресурсосбережению.

Окупаемость проекта «Технологический модуль изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией» зависит в основном от стоимости жидких углеводородов, которая в разы выше стоимости топливного газа. Преимущество АУПГТ применения модуля изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией состоит в возможности использования извлекаемых жидких углеводородов в качестве сырья для нефтеперерабатывающей отрасли и снижения количества целевых компонентов C_{5+} в топливном газе. Это существенно повысит эффективность работы АУПГТ.

Таким образом, совокупность предложенных нами решений позволяет обеспечить ресурсосбережение вследствие дополнительной выработки углеводородного конденсата. ●

ФАКТЫ

На 13 %

в зимний период и на 28% в летний период повышается степень извлечения целевых компонентов C_{5+} при использовании технологического модуля изоэнтальпийного расширения отработанного газа регенерации с последующей низкотемпературной ректификацией на адсорбционной установке

Литература

1. *СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 2010-25-10 – М.: Стандарт организации: 2010. – 20 с.*
2. *ГОСТ 30166-2014 Ресурсосбережение. Основные положения. – Введ. 2016-01-01. – М.: Межгосударственный стандарт: Стандартинформ, 2016. – 16 с.: ил.*
3. *Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации: Указ Президента РФ от 7 июля 2011 № 899.*
4. *Кондауров С.Ю. Перспективы использования адсорбционных технологий для подготовки газа к транспорту / С.Ю. Кондауров // Газовая промышленность. – 2010. – № 10. – С. 52–55.*
5. *Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов – М.: ОАО «Недра», 1998. – 479 с. – ISBN 5-247-03801-0.*
6. *ГОСТ Р 56828.32-2017 Наилучшие Доступные Технологии Ресурсосбережение. Методологии идентификации. – Введ. 2017-12-01. – М.: Национальный стандарт РФ: Стандартинформ, 2017. – 16 с.: ил.*
7. *ИТС 50-2017 «Переработка природного и попутного газа». Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Введ. 2018-05-01. – М.: Национальный стандарт РФ: Бюро НТД, 2018. – 213 с.: ил.*
8. *Сыроватка В.А. Совершенствование технологии извлечения тяжелых углеводородов C_{5+} из газа регенерации адсорбционной установки подготовки углеводородного газа: дис. канд. техн. наук: 05.17.07 / Сыроватка В.А. – Астрахань, 2018. – 139 с.*
9. *Пат. № 2645105 Российская Федерация МПК51 F25J 3/00. Способ подготовки углеводородного газа и установка для его осуществления / Ю.П. Ясьян, В.А. Сыроватка; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ». – № 2016151570; заявл. 26.12.2016; опубл. 15.02.2018, Бюл. № 5. – 21 с.: ил.*

KEYWORDS: *adsorption gas treatment plant for transport, rational use of natural resources, efficient available technologies, utilization of spent regeneration gas, isoentalpy expansion, low-temperature rectification, C_{5+} hydrocarbons, hydrocarbon condensate.*

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ
ОСНОВАН В 1930 ГОДУ

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ

В БАКАЛАВРИАТЕ
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»
ПРОФИЛЬ
Экономика и проекты устойчивого развития энергетики

«МЕНЕДЖМЕНТ»
ПРОФИЛЬ
Управление бизнесом в энергетике

В МАГИСТРАТУРЕ
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

«ЭКОНОМИКА»
ПРОГРАММЫ
Внутренний аудит и контроль
Инженерная экономика в ТЭК*
Цифровая экономика глобальных систем энергетики*
Экономика нефтегазового комплекса

«МЕНЕДЖМЕНТ»
ПРОГРАММЫ
Управление проектами, финансами и персоналом в организациях топливно-энергетического комплекса*
Управление системой снабжения на предприятиях нефтегазового комплекса*

АКАДЕМИЧЕСКИЕ КАФЕДРЫ
- Экономика нефтяной и газовой промышленности
- Производственный менеджмент
- Финансовый менеджмент
- Управление трудом и персоналом

БАЗОВЫЕ КАФЕДРЫ
- Управления системой снабжения в нефтегазовом комплексе (ПАО «НК «Роснефть»)
- Системных исследований энергетических рынков (ИНЭИ РАН)

Символом «*» отмечены программы, на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году

КОНТАКТЫ
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65
+7 (499) 507-81-22
economy-dekanat@gubkin.ru

РЕКЛАМА

ОГНЕСТОЙКОСТЬ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

при воздействии стандартного и углеводородного режимов пожара

УДК 614.84; 624.014

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ ПРОИСХОДИТ ИНТЕНСИВНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТАКИХ ОБЪЕКТОВ НЕОБХОДИМЫ РАСЧЕТЫ И ИСПЫТАНИЯ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРЕДЕЛЫ ОГНЕСТОЙКОСТИ СТРОИТЕЛЬНЫХ И БЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ В СЛУЧАЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОЖАРОВ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ, ПОДАВЛЯЮЩЕЕ ЧИСЛО ОГНЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ ПРОВЕДЕНО ПРИ СТАНДАРТНОМ ТЕМПЕРАТУРНОМ РЕЖИМЕ ПОЖАРА, ХОТЯ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЯТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ПОЖАРА. В СЛОЖИВШЕЙСЯ СИТУАЦИИ СТАНОВИТСЯ АКТУАЛЬНЫМ ВОПРОС О ВОЗМОЖНОЙ ЧИСЛЕННОЙ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ПРЕДЕЛАМИ ОГНЕСТОЙКОСТИ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ СТАНДАРТНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ, ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГРАНИЦ ПРИМЕНЕНИЯ ЭМПИРИЧЕСКОГО СООТНОШЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕГО СООТВЕТСТВИЕ ПРЕДЕЛОВ ОГНЕСТОЙКОСТИ ДЛЯ РАЗНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ, ПРИ РАСЧЕТЕ ПРЕДЕЛОВ ОГНЕСТОЙКОСТИ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ С ОГНЕЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ ИЗ МИНЕРАЛЬНОЙ ВАТЫ

OVER THE PAST DECADES, THERE HAS BEEN AN INTENSIVE CONSTRUCTION OF FUEL AND ENERGY FACILITIES IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIAN FEDERATION. IN THE DESIGN AND OPERATION OF SUCH FACILITIES, CALCULATIONS AND TESTS ARE REQUIRED TO DETERMINE THE FIRE RESISTANCE LIMITS OF BUILDING AND CONCRETE STRUCTURES IN THE EVENT OF FIRES. CURRENTLY, MOST FIRE TESTS WERE CARRIED OUT AT A STANDARD FIRE TEMPERATURE REGIME, ALTHOUGH A HYDROCARBON FIRE TEMPERATURE REGIME MUST BE USED FOR TESTING GAS AND OIL PRODUCTION FACILITIES. IN THIS SITUATION, THE QUESTION OF A POSSIBLE NUMERICAL RELATIONSHIP BETWEEN THE FIRE RESISTANCE LIMITS OF STRUCTURES UNDER THE INFLUENCE OF STANDARD AND HYDROCARBON TEMPERATURE REGIMES BECOMES RELEVANT. IN THIS ARTICLE, THE RESULTS OF A NUMERICAL EXPERIMENT ARE PRESENTED TO CLARIFY THE BOUNDARIES OF THE APPLICATION OF THE EMPIRICAL RELATIONSHIP, WHICH DETERMINES THE CORRESPONDENCE OF THE FIRE RESISTANCE LIMITS FOR DIFFERENT TEMPERATURE CONDITIONS, WHEN CALCULATING THE FIRE RESISTANCE LIMITS OF STEEL STRUCTURES WITH A FIRE RETARDANT MINERAL WOOL COATING

Ключевые слова: *огнестойкие материалы, добыча углеводородов в Арктике, стальные конструкции, режимы пожаров, огневые испытания.*

Черкасов Евгений Юрьевич
к.т.н.

Воронцова Анна Анатольевна
к.ф.-м.н.

ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, Санкт-Петербург

Митько Арсений Валерьевич
вице-президент, Арктическая общественная академия наук, главный специалист ВНИИМ имени Д.И. Менделеева, доцент, к.т.н.

Стандартный температурный режим пожара, при котором производят расчетные испытания строительных конструкций, определяется в виде следующей зависимости [1]:

$$T = T_0 + 345 \cdot \lg(8 \cdot \tau + 1), \quad (1)$$

где T_0 – начальная температура; τ – время с момента начала испытаний, мин.

Для нефтехимической промышленности и на морских нефтяных платформах используется углеводородный температурный режим пожара [2]:

$$T = T_0 + 1080 \cdot \cdot \left(1 - 0{,}325 \cdot e^{-0{,}167 \cdot \tau} - 0{,}675 \cdot e^{-2{,}5 \cdot \tau}\right). \quad (2)$$

В работе [3] предложено эмпирическое соотношение:

$$t_h = K \cdot t_s, \quad (3)$$

где K – коэффициент, равный 0,6 для бетонной плиты и 0,28 для стальной конструкции, а t_h и t_s – время достижения одной и той же температуры для углеводородного и стандартного режимов пожара.

Для проверки эмпирического соотношения применительно к стальным конструкциям с огнезащитным покрытием из минераловатных плит плотностью 150 кг/м³ были проведены расчеты времени прогрева до температур 450, 500, 550, 600 °С при стандартном и углеводородных режимов пожара при разных толщинах покрытия и приведенных толщинах металла.

Расчет распределения температуры в поперечном сечении конструкции производился путем численного решения уравнения теплопроводности с учетом зависимости теплофизических характеристик материалов от температуры:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau} = div\left(\lambda \cdot gradT\right), \quad (4)$$

где c, ρ, λ – удельная теплоемкость, плотность и теплопроводность материала.

Граничные условия задачи описывались уравнением лучистого и конвективного теплообмена между внутренней поверхностью конструкции и окружающей средой:

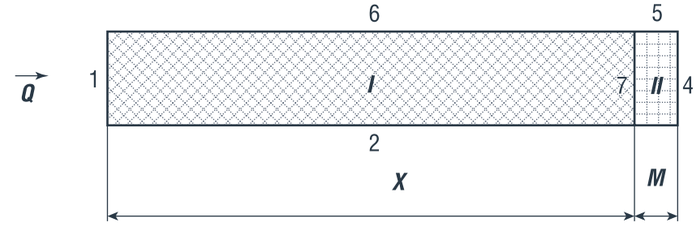
$$-\lambda gradT = \alpha_к\left(T_Г - T_П\right) + + \varepsilon_{пр} \cdot \sigma\left((T_Г + 273)^4 - (T_П + 273)^4\right), \quad (5)$$

где $\alpha_к$ – коэффициент конвективного теплообмена для обогреваемой поверхности, $\alpha_к$ = 29 Вт/м², $\varepsilon_{пр}$ – приведенная степень черноты системы обогревающая среда – поверхность конструкции, σ – постоянная Стефана–Больцмана, $T_П$, $T_Г$ – температура соответственно поверхности конструкции и газовой фазы, °С.

При расчете на поверхностях контакта разных материалов конструкции учитывается условие равенства температур и тепловых потоков, а также предполагается, что целостность конструкции сохраняется.

На рисунке 1 приведена расчетная схема, использованная при проведении тепловых расчетов прогрева конструкции стойки. Область I – сталь. Область II – слой минеральной ваты. На линиях 2–6 определено условие теплоизоляции (расчетные линии на которых тепловой поток равен нулю); 7 – линия, на которой выполняется условие равенства температур и тепловых потоков, представляет границами раздела двух материалов.

РИС. 1. Расчетная схема прогрева конструкции



I – минеральная вата, **II** – сталь,
Q – направление теплового воздействие на исследуемую конструкцию

По расчетной линии 1 происходит воздействие стандартного температурного режима пожара. ***X*** – толщина огнезащитного слоя.

M – приведенная толщина металла конструкции, приведенная толщина металла.

Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м °С) составляет [5]:

$$\lambda = 0{,}0487 + 0{,}000197\,T_{ср}.$$

Изменение теплоемкости минеральной ваты от температуры прогрева определяется уравнением [6]:

$C = 754 + 0{,}63 \cdot T$, где Дж/(кг °С).

Степень черноты поверхности минеральной ваты принята ε = 0.96.

Результаты численного эксперимента приведены в таблице 1. В крайней правой колонке приведено отношение

ТАБЛИЦА 1. Время прогрева стальной конструкции до критической температуры

$T_{кр}$, °С	Приведенная толщина металла, мм	Толщина минераловатной плиты, мм	Стандартный режим пожара S, сек	Углеводородный режим пожара H, сек	$K = \frac{H}{S}$
450	1	30	1980	1155	0,58
	1	40	2640	1620	0,61
	1	50	3330	2190	0,66
	1	60	4090	2820	0,69
	2	30	2850	1740	0,61
	2	40	3720	2430	0,65
	2	50	4620	3180	0,69
	2	60	5580	4020	0,72
	3,4	30	3960	2580	0,65
	3,4	40	5100	3540	0,69
	3,4	50	6240	4560	0,73
	3,4	60	7440	5640	0,76
	5	30	5100	3510	0,69
	5	40	6530	4770	0,73
	5	50	7950	6100	0,77
	5	60	9420	7520	0,80
	8	30	7080	5270	0,75
	8	40	9000	7080	0,79
	8	50	10920	9000	0,83
	8	60	12900	11040	0,85
	12	30	9540	7620	0,80
	12	40	12060	10200	0,85
	12	50	14700	12900	0,88
	12	60	17400	15720	0,90
500	1	30	2220	1290	0,58
	1	40	2940	1830	0,62
	1	50	3720	2440	0,66
	1	60	4560	3120	0,68
	2	30	3180	1980	0,62
	2	40	4170	2670	0,64
	2	50	5160	3600	0,70
	2	60	6240	4530	0,72
	3,4	30	4470	3000	0,67
	3,4	40	5760	4020	0,70
	3,4	50	7020	5220	0,75
	3,4	60	8340	6480	0,78
	5	30	5760	4050	0,70

Продолжение таблицы 1 ⟶

Продолжение таблицы 1

$T_{кр}$, °С	Приведенная толщина металла, мм	Толщина минераловатной плиты, мм	Стандартный режим пожара S, сек	Углеводородный режим пожара H, сек	$K = \frac{H}{S}$
500	5	40	7380	5520	0,75
	5	50	8940	7020	0,79
	5	60	10560	8640	0,82
	8	30	8040	6120	0,76
	8	40	10200	8280	0,81
	8	50	12360	10500	0,85
	8	60	14580	12780	0,88
	12	30	10800	8880	0,82
	12	40	13740	11940	0,87
	12	50	16800	15060	0,89
	12	60	19980	18300	0,92
550	1	30	2490	1440	0,58
	1	40	3270	2040	0,63
	1	50	4140	2700	0,65
	1	60	5040	3480	0,69
	2	30	3620	1980	0,55
	2	40	4680	3120	0,67
	2	50	5760	4060	0,70
	2	60	6900	5100	0,74
	3,4	30	5040	3360	0,67
	3,4	40	6420	4620	0,72
	3,4	50	7860	5940	0,76
	3,4	60	9300	7350	0,79
	5	30	6480	4650	0,72
	5	40	8280	6300	0,76
	5	50	10020	8040	0,80
	5	60	11820	9900	0,84
	8	30	9060	7080	0,78
	8	40	11460	9540	0,83
	8	50	13920	12120	0,87
	8	60	16500	14730	0,89
	12	30	12180	10200	0,84
	12	40	15600	13800	0,88
	12	50	19080	17400	0,91
	12	60	22740	21120	0,93
600	1	30	2790	1605	0,57
	1	40	3660	2260	0,62
	1	50	4560	3020	0,66
	1	60	5560	3870	0,69
	2	30	4050	2550	0,63
	2	40	5160	3510	0,68
	2	50	6420	4560	0,71
	2	60	7680	5760	0,75
	3,4	30	5640	3840	0,68
	3,4	40	7200	5220	0,72
	3,4	50	8760	6720	0,77
	3,4	60	10320	8340	0,81
	5	30	7260	5340	0,74
	5	40	9240	7200	0,78
	5	50	11160	9240	0,83
	5	60	13200	11310	0,85
	8	30	10140	8120	0,80
	8	40	12840	10920	0,85
	8	50	15660	13860	0,88
	8	60	18600	16920	0,91
	12	30	13740	11820	0,86
	12	40	17640	15900	0,90
	12	50	21720	20040	0,93
	12	60	25860	24300	0,94

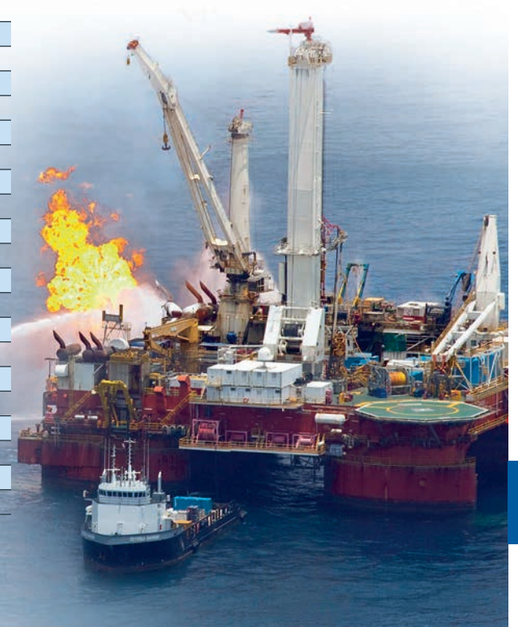
времени достижения критической температуры при углеводородном и стандартном температурных режимах.

Как можно видеть из результатов проведенных расчетов, при использовании огнезащитного минераловатного покрытия плотностью 150 кг/м^3 по стальной конструкции связь, предложенная в [3], между временами прогрева до критической температуры при воздействии на конструкцию стандартного и углеводородного температурных режимов пожаров, не выполняется. Следовательно, при применении соотношения типа $t_h = K \cdot t_s$ [3] необходимо учитывать возможность наличия областей, где оно не применимо. ●

Литература

1. *ГОСТ 30247.0-94. Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость. Общие требования.*
2. *ГОСТ Р ЕН 1363-2-2014. Конструкции строительные. Испытания на огнестойкость. Часть 2. Альтернативные и дополнительные методы.*
3. *А.Ю. Шебеко, Ю.Н. Шебеко. Взаимосвязь величин температуры строительных конструкций при стандартном и углеводородном температурных режимах пожара. Пожарная безопасность. 2017. № 2. Стр. 46–49.*
5. *М.Я. Ройтман Пожарная профилактика в строительном деле. Москва: Издательство министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1961, 368 с.*
6. *Проектирование, испытание и оценка огнестойкости противопожарных дверей: Рекомендации. – М.: ВНИИПО МВД СССР, 1990. – 91 с.*

Keywords: *fire-resistant materials, hydrocarbon production in the Arctic, steel structures, fire regimes, fire tests.*



Организатор:

VOSTOCK CAPITAL

ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2022

8-я ежегодная конференция
и технические визиты
2-3 марта 2022

Партнер технического визита 2021: АФИПСКИЙ НПЗ

Генеральный спонсор 2021: ГАЗПРОМБАНК

Золотые спонсоры 2021: ТЕХНОТЕКС, ЭКМ

Бронзовый спонсор 2021: BORSIG

Среди участников и докладчиков 2021:

Игорь Зуга,
Генеральный директор,
ОНХП

Алексей Ульяновский,
Заместитель технического директора,
Афипский НПЗ

Алексей Мыльцын,
Первый заместитель директора - технический директор,
Ферганский НПЗ

Наталья Лейченко,
Начальник главного управления производства и сбыта нефтепродуктов,
Белнефтехим

Андрей Бачурин,
Заместитель начальника технического отдела,
Астраханский ГПЗ филиала Газпром переработка

Сергей Литунов,
Главный инженер,
РН-Морской терминал Туапсе

- **Технический визит на нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия:** Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятий и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.
- **Стратегии повышения эффективности действующих производств:** Эффективное управление предприятием, обслуживание и продление срока эксплуатации, повышение энергоэффективности, автоматизация производства, повышение качества конечных продуктов, импортозамещение и многое другое.
- **Практические примеры эффективной реализации проектов строительства и модернизации:** планирование, проектирование, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой и графиком, риски на этапе проектирования и реализации.
- **Технологии в действии!** Технологические презентации и эксклюзивная выставка инновационных технологий, оборудования, услуг для нефтегазового комплекса. Технологии переработки, углубление переработки нефтяного сырья, повышение качества нефтепродуктов. Локализация и адаптация зарубежных технологий и проектной документации.
- **Беспрецедентные возможности делового общения в официальной и неформальной обстановке!** Гала-ужин, специализированная выставка, перерывы на кофе-брейки, тим-билдинг во время технических визитов. Уникальная возможность неформального общения с теми, от кого напрямую зависит судьба отрасли нефтегазопереработки и нефтегазохимии в России!

РЕКЛАМА

Подробнее: www.oilandgasrefining.ru events@vostockcapital.com +7 (495) 109 9 509

2021 – ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ

Электродвигатели для нефтедобычи

УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА СОЗДАЮТ НОВЫЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИТ УЛУЧШИТЬ ТОЧНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ОБРАБОТКИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ. Его можно будет применять в сферах нефтедобычи, робототехники, металлургии и транспорта. Сегодня станки для обработки металлических деталей оснащены механизмами, нуждающимися в смазке. Это влечет дополнительные затраты. Поэтому интерес вызывают линейные электродвигатели. Их важной особенностью является преобразование электрической энергии в линейное или возвратно-поступательное движение без дополнительных устройств. Линейный электродвигатель сможет напрямую взаимодействовать с механизмами, которые обрабатывают металлические изделия. Помимо сферы добычи нефти и обработки металлов, разработку можно будет использовать в робототехнике.

«Разрушение» нефтяных отходов

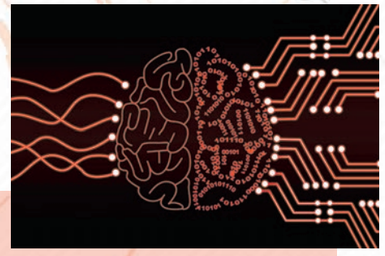
УЧЕНЫЕ ИЗ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБОТАЛИ ТЕХНОЛОГИЮ, КОТОРАЯ ПОМОЖЕТ ЭФФЕКТИВНО ОЧИСТИТЬ ПОЧВУ И ВОДУ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. Ученые создают биосорбент на основе отходов целлюлозно-бумажного производства. Для этого они использовали скоп – волокно, которое образуется на целлюлозно-бумажных предприятиях. Если правильно подобрать носитель, это стимулирует микробный метаболизм. Используются различные биосорбенты. Большой интерес вызывает использование в качестве «разрушителей» нефти отходов производства и нефтеокисляющих микроорганизмов.
Новый биосорбент будет полезен для внедрения на предприятиях нефтегазового сектора и в компаниях, которые специализируются на очистке почвы и воды от нефти и нефтепродуктов.

Отредактированные бактерии для синтеза искусственной нефти

УЧЕНЫЕ ИЗ США СОЗДАЛИ ШТАММ КИШЕЧНОЙ ПАЛОЧКИ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ ПРОИЗВОДИТЬ БИОТОПЛИВО НА ОСНОВЕ САХАРОВ. Они использовали двухступенчатый биохимический процесс, благодаря которому глюкозу можно превращать в непредельные углеводороды при помощи катализаторов.

Новая разработка ученых – бактерии, которые могут напрямую превращать растительное сырье и содержащиеся в нем сахара в смесь непредельных углеводородов. Последние по составу и свойствам похожи на нефтепродукты. Чтобы добиться такого результата, ученые встроили в геном обычной кишечной палочки четыре гена, в которых есть «инструкции» по производству ферментов, которые постепенно превращают глюкозу и другие сахара в жирные кислоты. Белки адаптировали для работы друг с другом и проверили, сможет ли созданная кишечная палочка превращать сахар в аналог нефтепродуктов.

Оказалось, для производства нужен катализатор на основе окиси ниобия, который превращает жирные кислоты в непредельные углеводороды. В комбинации с микробами этот катализатор может превращать около 8 % от изначальной массы глюкозы в биологический аналог нефти.



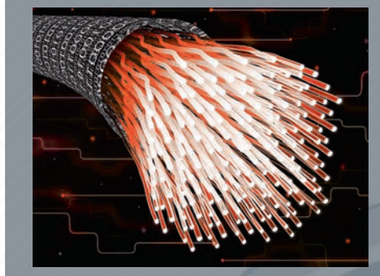
Нейросеть в поиске катализатора

УЧЕНЫЕ ИЗ НОВОСИБИРСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА (НГУ) ИСПОЛЬЗОВАЛИ НЕЙРОННУЮ СЕТЬ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА КАТАЛИЗАТОРА, ПРЕВРАЩАЮЩЕГО ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ В ЛЕГКУЮ. Они разработали telegram-бот Nanoparticles – сервис анализа изображений, для сканирования и анализа микроскопических изображений, который используется в Институте катализа для создания катализатора, превращающего тяжелую нефть в легкую. Этот бот позволяет быстро получать статистические данные о частицах катализатора, используемого при синтезе катализатора переработки тяжелой нефти, что позволяет в итоге оптимально дробить длинные молекулы углеводородов. Nanoparticles позволяет делать оперативные замеры размеров шариков с точностью и скоростью, недоступной для ручных методов.

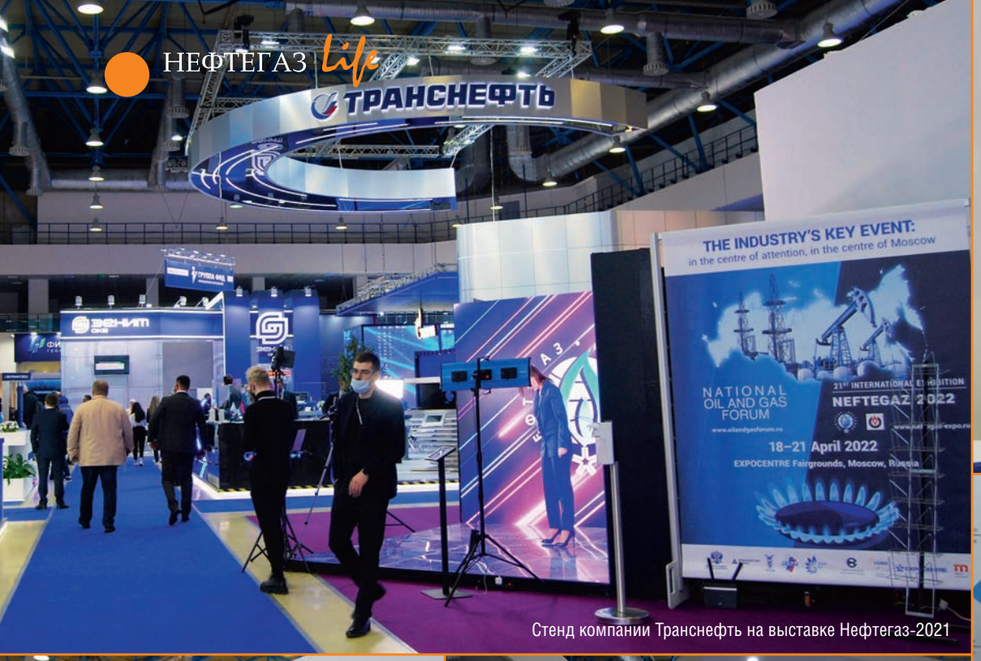
Тестирования трассеров по-новому

УЧЕНЫЕ ИЗ НЦМУ «РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ» РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЕ МЕТОДИКИ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ПРОВОДИТЬ ТЕСТИРОВАНИЯ ТРАССЕРОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА. Одна из перспективных методик определения остаточной нефтенасыщенности – тестирование одиночных скважин. В НЦМУ была разработана методика по определению необходимых критериев оценки применимости трассеров. Способ уже успешно опробовали в лабораторных условиях НЦМУ и применили в полевых условиях на месторождениях Западной Сибири, где он показал свою эффективность. Суть нового способа в том, что коэффициент распределения трассеров с высоким давлением паров определяется методиками газовой хроматографии с равновесным паром и ИК-спектрометрии.

Оптоволоконные нити отследят разрушение конструкций



ИССЛЕДОВАТЕЛИ ИЗ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБОТАЛИ УНИКАЛЬНУЮ ТЕХНОЛОГИЮ, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ МГНОВЕННО ОТСЛЕЖИВАТЬ РАЗРУШЕНИЕ ОТВЕТСТВЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ. Это можно будет сделать с помощью Smart-слоев – оптоволоконных «нитей», которые внедряются внутрь изделий из композитных материалов, а также их можно крепить на поверхность готовых конструкций. Разработка, у которой пока нет аналогов в мире, поможет проводить мониторинг состояния изделий в режиме реального времени без остановки рабочего процесса производства. Ученые предложили применять тонкостенные Smart-слои, они смогут осуществлять диагностику в режиме реального времени и определять долговечность изделий. Smart-слои созданы на основе волоконных брэгговских решеток и полимерных пленок. В отличие от аналогов, тонкие конструкции могут работать в широком диапазоне температур и обеспечивать высокую точность диагностики.



Стенд компании Транснефть на выставке Нефтегаз-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании ОМЗ на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Baudouin на выставке Нефтегаз-2021

О. Варенникова

Участники выставки Нефтегаз-2021

Стенд МФТИ на выставке Нефтегаз-2021

Стенд Краснодарского края на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании БАЗтьюб на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Сиббурмаш на выставке Нефтегаз-2021

Посетитель выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании ГидроПро на Нефтегаз-2021

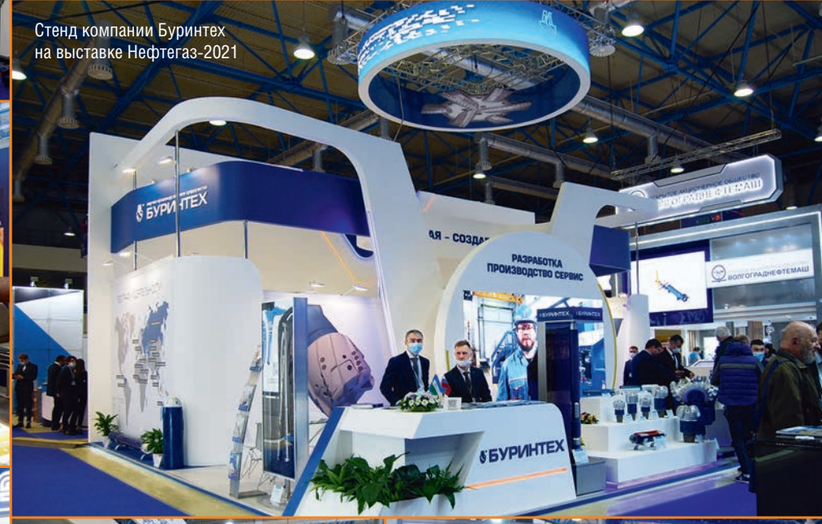
Стенд компании Дельта Энерджи Сервис на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Элмаш на выставке Нефтегаз-2021

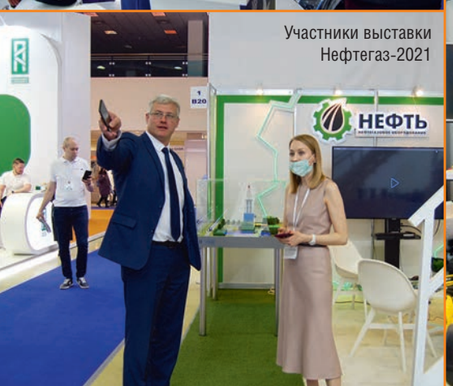
Стенд компании Кубань Кабель на выставке Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Буринтех на выставке Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании ENERPAC на выставке Нефтегаз-2021

Стенд Талнахского механического завода на выставке Нефтегаз-2021

Посетители выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании Политехника на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Аксион на выставке Нефтегаз-2021

УСТАНОВКИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.1. Геологоразведочное оборудование

1.1.1.1.2. Установки геологоразведочного бурения и узлы

Установки, предназначенные для бурения структурно-поисковых и геофизических скважин на нефть, газ, воду и др.

Установки для разведочного бурения должны характеризоваться следующими элементами:

электродвигатель; пускорегулирующая, осветительная и сигнальная аппаратура; двигатель внутреннего сгорания; устройства для отвода промывной жидкости от устья скважины; устройства для отвода пыли и шума от устья скважины; устройства для механизированной укладки керна; устройства для ведения операция по перемещению, погрузке и разгрузке технологического инструмента; ограничители переподъема; предупреждающие затаскивание фарштуля или талевого блока в кронблок; устройства сигнализации о приближении к проводам действующих ЛЭП; двусторонняя сигнализация, гидроприводы, пневмоприводы, электроприводы, электрокоммуникации, пульт управления установкой.

Основные типы установок для геологоразведочного бурения на нефти и газа:

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2А2

Предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками.

Установка главным образом имеет: перемещающийся вращатель с гидроприводом (используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении).

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах.

Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика.

Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-4Т

Бурение геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой, продувкой забоя или шнеками. Транспортной базой установки служит тралевочный трактор, на котором установлена мачта 1 и смонтированы установочная рама 3, цилиндр подъема мачты 4, раздаточная коробка 2, промежуточный вал, пульт управления 5, обвязка гидросистемы, каретка, установка опорных домкратов, патрон для шнеков, элеватор, вращатель 6, талевая система 7, герметизатор, шламозащитное устройство и сальник.

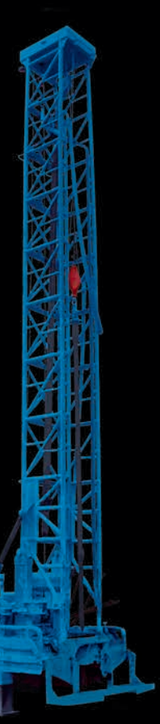
БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А

Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъема талевого блока; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для контроля; гидропневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием; звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В

Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения.

БЛОК-КОНТЕЙНЕР КОМПРЕССОРНЫЙ (БКК, МКС)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее

Установки представляют собой компрессорные станции, рассчитанные на обеспечение сжатым воздухом или азотом технологических процессов с расходом сжатого воздуха до 400 м³/мин., при рабочем давлении 15–55,0 МПа.

Блок-контейнер компрессорный выполнен из бескаркасных трехслойных панелей с арочной кровлей и в базовой комплектации оснащен:

- передвижной (на монорельсе) ручной талью грузоподъемностью до 2 т;
- системой автоматического пожаротушения;
- внутренней и наружной системами освещения;
- приточно-вытяжной вентиляцией и системой отопления.

Для организации эксплуатации БКК необходима ровная площадка и подключение к электросети. Встроенная система автоматики позволяет исключить нахождение обслуживающего персонала в непосредственном месте эксплуатации оборудования.

Контейнерные модули БКК (МКС) рассчитаны на температуры от -60 до +50°С. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ БКК (МКС)	
Всесезонность	Электроотопление и система вентиляции позволяет работать в широком диапазоне температур: от -40 °С до + 40 °С – стандартное исполнение от -60 °С до +40 °С – исполнение «Север» от -40 °С до +50 °С – исполнение «Тропик»
Автономность	Все, что необходимо для организации работы БКК это горизонтальная площадка и подключение к сети на 380 В. Каждая компрессорная станция оборудована автоматической системой отопления и пожаротушения.
Мобильность	БКК не требует специального фундамента, поэтому может перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, помимо этого БКК может быть установлен на шасси или сани.
Значительное снижение стоимости сооружения	Не требуется проектирование здания, капитальное строительство, землеотвод.
Несравнимо меньшие сроки возведения	Стандартная компрессорная станция проектируется и строится минимум год, БКК поставляется в полной заводской готовности и вводится в эксплуатацию за несколько дней.
Стабильное давление и низкие потери сжатого воздуха	Отсутствуют протяженные трубопроводы, тем самым исключаются утечки и отсутствует перепад давления.
Энергосбережение	Отсутствуют потери в трубопроводах, вследствие их незначительной длины, система отопления станции позволяет экономить энергоресурсы, т.к. электрические обогреватели используются только при запуске станции, а при дальнейшей работе обогрев станции производится за счет горячего воздуха выходящего из компрессорных установок.
Простота управления и контроля состояния оборудования	Управление группой компрессоров осуществляется дистанционно с одного операторского места – с диспетчерского пункта управления.
Высокое качество сжатого воздуха	Система очистки и осушки, установленная в блок-контейнере, обеспечивает высокое качество сжатого воздуха, что снижает износ оборудования, исключает замерзание влаги в пневмопроводах, пневмоклапанах и значительно уменьшает их коррозию.

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

4. Нефтепродукты, нефть и газ

4.2. Газ

4.2.2. Сжиженный газ

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°С и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

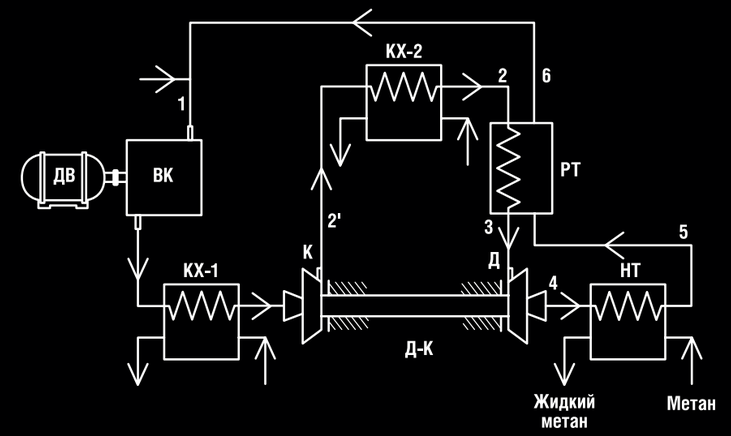
- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, **К** – компрессорная ступень детандер-компрессора, **ВК** – основной компрессор, **ДВ** – двигатель основного компрессора, **КХ-1** – концевой холодильник основного компрессора, **КХ-2** – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, **РТ** – рекуперативный (детандерный) теплообменник, **НТ** – низкотемпературный теплообменник



- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо- приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины), так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

ЦИТАТЫ

Д. Песков

Он и для нас важен, и для европейских потребителей, а дальше – это уже решение регулятора, мы не можем в это вмешиваться (*о МГП «Северный поток -2» – ред.*)

Ю. Шафраник

Углеводородный аспект и декарбонизация – это только часть экзистенциальных проблем в контексте глобальной тематики – климат, человек и будущее Земли

А. Чубайс

Я вижу до десятка отраслей, которых сегодня не существует и которые в течение ближайших 10 лет должны возникнуть в связи с большим энергопереходом

Д. Мантуров

Большая часть нефтегазового оборудования на российском рынке – отечественного производства

А. Новак

Более трети от общего торгово-экономического оборота продолжает занимать ТЭК (*о российско-китайском партнерстве – ред.*)

Н. Шульгинов

Климатические вопросы не должны затмевать задачу обеспечения всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии

А. Вучич

Мы *(с Россией – ред.)* стратегические партнеры, и Сербия считает это своей привилегией

П. Сорокин

Мы все объединены единой целью – достичь климатической нейтральности

Р. Хабек

Северный поток-2 никогда не был просто частным экономическим проектом

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

info@energas.ru www.energas.ru

РЕКЛАМА

ВЫБРАТЬ КВАРТИРУ

ПЕТРОВСКАЯ ДОМИНАНТА

ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС

Застройщик АО «Эталон ЛенСпецСМУ». ЖК "Петровская Доминанта" : СПб, Петровская коса, дом 7/2. Проектная декларация на сайте https://наш.дом.рф. 214-ФЗ. *Победитель Федеральной премии Urban Awards 2021 в номинации «Лучший строящийся жилой комплекс бизнес-класса Санкт-Петербурга».

ЛУЧШИЙ СТРОЯЩИЙСЯ ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС БИЗНЕС-КЛАССА*

ПОБЕДИТЕЛЬ URBAN AWARDS 2021

ВИДОВЫЕ КВАРТИРЫ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ
ПЕРВАЯ ЛИНИЯ НЕВЫ ПЕТРОВСКОГО ОСТРОВА

ЭТАЛОН | Петровская коса, 7/2 | +7 (812) 380-05-25