ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА

ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

ССК
Сибирская Сервисная Компания

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

2 [98] 2020

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Входит в перечень ВАК

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

- поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное
- текущий и капитальный ремонт скважин
- разработка и сопровождение буровых растворов, подбор рецептур
- цементирование скважин
- услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

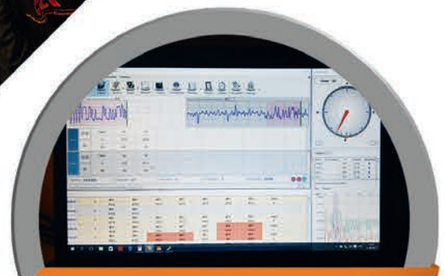
Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

www.sibserv.com

РЕКЛАМА

поисково-разведочное
и эксплуатационное бурение
нефтяных и газовых скважин,
в т.ч. горизонтальное

текущий
и капитальный
ремонт скважин



услуги по технологическому
сопровождению
наклонно-направленного
бурения

цементирование
скважин

ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал: +7 (3463) 313-331
Ремонт скважин: +7 (3463) 313-340
ССК-Технологии: +7 (3463) 313-336
Управление цементирования скважин: +7 (3463) 313-334
Красноярский филиал: +7 (391) 278-87-90
Томский филиал: +7 (3822) 90-95-96
Ямальский филиал: +7 (3494) 23-99-99

разработка и сопровождение
буровых растворов,
подбор рецептур

ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЛУКОЙЛ
НОВАТЭК
Компания РуссНефть
TATNEFT
Салым Петролеум
ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Нефтиса Нефтяная компания
Imperial Energy (группа компаний ONGC Videsh Ltd)
АЛРОСА
АРКТИКГАЗ

Конституционная реформа

6

ТрИЗ: испытательные полигоны

12

СОДЕРЖАНИЕ

Повышение эффективности строительства скважин

16

Альтернативная технология заканчивания горизонтальных скважин

26

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Конституционная реформа 6

ГРР без аукциона 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

ТрИЗ: испытательные полигоны 12

НЕФТЕСЕРВИС

Повышение эффективности строительства скважин 16

Независимое российское нефтесервисное предприятие АО «ССК». 20 лет на рынке 22

НЕФТЕСЕРВИС

Альтернативная технология заканчивания горизонтальных скважин 26

Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды 28

Инновационные технологии сварочного производства для работы в Арктике 32

БУРЕНИЕ

Сибирская Сервисная Компания – история побед 36

Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы 40

Перспективы применения углеродных материалов 46

Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды

28

Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин

52

О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ

62

Эффективная эксплуатация малодебитного фонда скважин

72

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровизация производства – залог конкурентоспособности 50

Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин 52

Система видеомониторинга для обнаружения лесного пожара 58

ДОБЫЧА

О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ 62

Эффективная эксплуатация малодебитного фонда скважин 72

ЮБИЛЕЙ

Покоряя глубину: Сибирская Сервисная Компания отмечает юбилей 76

ОБОРУДОВАНИЕ

Акустико-эмиссионный контроль и диагностика состояния криогенных газификаторов 80

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Пассивная защита трубопроводов от коррозии 86

Пневматическая очистка резервуаров 92

Ресурсосбережение и повышение надежности эксплуатации резервуарных парков 98

Исследование реологических свойств вязкой нефти при различных параметрах ее транспортирования 102

Россия в заголовках 106

Хронограф 107

Нефтегаз Life 108

Классификатор 110

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

3142 года назад

В 1122 году до н.э. во времена правления династии Чоу, китайцы бурили скважины ударным способом. Бур изготавливали из бамбука, прикрепляя к его основанию металлическое зубило.

836 лет назад

В 1184 году, по мнению историка В. Татищева, половцы использовали нефть для битвы с князем Игорем. Они победили, в том числе, благодаря осадному оружию, которое метало огненные снаряды, заправленные нефтью.

208 лет назад

В 1812 году инженер П. Соболевский создал и испытал «термоламп» – первую отечественную установку искусственного газа. За это изобретение, Александр I наградил Соболевского орденом Св. Владимира 4-й степени.

172 года назад

В 1848 году на Дворцовой площади и Армянском базаре зажглись первые газовые фонари.

130 лет назад

В 1890 году в Дании построили первую ветроэлектростанцию.

127 лет назад

В 1803 году в русском языке появилось слово «гас». Его использовали строго в научных кругах, и значение приходилось искать в словаре. Позже, в 1834 году это слово приняло знакомую форму – «газ».

64 года назад

В 1956 году на XX съезде Коммунистической партии принимают решение о переходе железнодорожного транспорта на электрическую и тепловозную тягу.

31 год назад

В 1989 году Министерство газовой промышленности СССР переименовано в государственный газовый концерн «Газпром».

26 лет назад

В 1997 году Volkswagen создают первый автомобиль на водородном топливе. Модель называют VW Hybrid.

23 года назад

В 1925 году Mitchell Energy изобрели метод гидроразрыва, значительно снизив стоимость гидравлического разрыва пласта.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

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

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

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

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

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

Поправки коснутся в основном структуры власти в стране

Президент выступил с посланием к Федеральному Собранию

КОНСТИТУЦИОННАЯ РЕФОРМА

Анна Павлихина

Обычно не столь заметное широкой публики ежегодное послание президента к Федеральному Собранию в этом году стало, мягко сказать, резонансным. Само обращение было направлено на необходимость в срочном порядке внести изменения в основной закон страны и кабинет министров. И если отставка правительства – лишь небольшая рокировка, то с поправками в Конституцию все несколько тоньше.

Изменения коснутся в основном структуры власти в стране, но дьявол, как известно, кроется в деталях. В данном случае в деталях нескольких, ставших неудобными, статей Конституции, изменение которых по факту приведут к изменениям конституционного строя в России. С момента принятия Конституции прошло больше четверти века, политическая и экономическая, а главное, международная конъюнктура, изменились. По выражению президента, некоторые положения необходимо привести в соответствие с текущими потребностями и целями развития страны. О каких потребностях идет речь?

Во-первых, о потребностях ограничить полномочия региональных властей. Эксперты считают, что это не только нарушает ст. 12 действующей Конституции, но и «может привести к восстановлению единой вертикали исполнительной власти по советскому образцу». На эти мысли наталкивает использованный президентом термин «единая система публичной власти» в отношении местного самоуправления.

Еще одна поправка – наделение Совета Федерации полномочиями отрешать от должностей судей Конституционного и Верховного суда РФ. Таким образом, судьи теряют независимость, нарушается система сдержек и противовесов.

Дальше Госсовет. Изменение его статуса и полномочий вызывает у многих опасения. Так, экс-сенатор К. Добрынин полагает, что Госсовет может стать надпарламентским органом по аналогии с Госсоветом Российской империи в начале XX века. Bloomberg считает, что новый орган «становится чем-то вроде коллективного президентства». Financial Times пишет, что часть поправок, касающаяся Госсовета, позволит В. Путину «продлить свое правление на неопределенный срок».

В целом и сами поправки и методы их внесения уже нарушают действующий закон, начиная от принципа разделения ветвей власти (нововведения предусматривают организационное руководство президента работой судов, прокуратуры и силовых министров с согласия представителей, большинство из которых назначаются органами исполнительной власти) и заканчивая противоречием отдельным статьям

Статья 15 гарантирует приоритет международных договоров над российскими законами

Европейские страны декарбонизируют свои производства

(например, ужесточение требований к кандидатам в президенты, в частности препятствием к занятию этой должности может стать двойное гражданство, что уже является нарушением ч. 2 ст. 6, согласно которой «каждый гражданин РФ обладает всеми правами и свободами»).

В целом, если не обращать внимание на эти мало для кого имеющие значение подробности, все выглядит удручающе безукоризненно. Предлагается даже закрепить в Конституции некоторые социальные гарантии, а именно, зафиксировать положение о том, что МРОТ не должен опускаться ниже прожиточного минимума. Сама по себе идея отличная. Однако при повышении минимальных окладов на любом предприятии повышается налоговая нагрузка. При росте расходов на оплату труда и налоги, предприятие повышает стоимость свой продукции, чтобы сохранить уровень прибыли, а потребители этой, теперь уже более дорогой продукции – каждый из нас. Так что получается разговор в пользу бедных (и это не аллегория).

Измененная Конституция должна быть одобрена народным голосованием, хотя законом не предусмотрены возможность создания какой-либо конституционной комиссии и плебисцит «по одобрению». К слову, финансирование поправок опять же ложится на плечи налогоплательщиков. Но это уже просто незначительная ремарка ради справедливости.
И еще одна: ограничение прав местного самоуправления и расширение полномочий президента в отношении силового блока – это те поправки, которые фактически узаконивают существующее положение вещей (может быть, именно это имел ввиду президент, говоря о необходимости привести Конституцию в соответствие с изменившимися реалиями сегодняшнего дня?). А раз так, то в чем может заключаться беспокойство?

В том же послании президент озвучил ряд мер, призванных стимулировать рост инвестиций в российскую экономику, среди которых налоговые льготы и различные преференции. Но самым действенным стимулом для иностранных инвесторов является определенность экономической ситуации и степень защищенности прав собственности.

Сегодня, по утверждению специалистов, «высокая неопределенность экономической ситуации в значительной мере предопределяется санкциями». И здесь вызывает опасение одна из главных поправок в Конституцию, назовем ее прямо, о возможности не исполнять международные договоры. Статья 15 пока неисправленной Конституции гарантирует приоритет международных договоров над российскими законами. Согласно новой редакции, Россия будет вправе не соблюдать решения, принятые международнымиорганами. И хотя, по мнению некоторых, поправка направлена на укрепление суверенитета страны, по факту – это шаг к обществу, в котором гражданские права становятся незащищенными, а страна может оказаться в международной изоляции. Нет сомнений, что любое обращение к этой статье, если она будет утверждена в предлагаемой редакции, будут означать введение новых санкций.

Продолжая надеяться на то, что никто не проживет без российских энергоносителей, стоит вспомнить, что европейские страны все активнее декарбонизируют свои производства и эта тенденция рано или поздно потихоньку свернет углеводородную зависимость от России и тогда нам будет крайне важно вписаться в правовое международное поле, чтобы продолжать партнерские отношения без привычных рычагов.

ГРР БЕЗ АУКЦИОНА

Елена Алифирова

Вступил в силу закон о праве недропользователей проводить геологоразведочные работы во внутренних морских водах без аукциона. Изменения призваны снизить финансовые затраты на получение права пользования недрами по участкам недр федерального значения внутренних морских вод и интенсифицировать геологическое изучение в акваториях.

С 3 февраля 2020 года правительство РФ может предоставлять недропользователям участки недр для геологического изучения в целях поиска и оценки месторождений нефти, газа и газового конденсата.

Предоставляться такие участки будут на основании заявки заинтересованных недропользователей, при условии наличия заключений Минобороны и ФСБ России об отсутствии угрозы интересам обороны и безопасности страны.

Правительство также сможет вводить дополнительные требования к совместным компаниям с иностранным участием, претендующим на такие участки.

Поскольку предоставление права пользования недрами по указанным участкам для геологического изучения будет осуществляться на основании заявки заинтересованного лица (а не аукциона), то по аналогии с существующим аукционным режимом федеральным законом предусмотрено положение о возможности установления дополнительных требований к субъектному составу.

В случае открытия месторождения пользователю недр предоставляется возможность получения права на разведку и добычу.

Замглавы Минприроды – руководитель Роснедр Е. Киселев ранее пояснял, что законопроект может применяться главным образом для новых территорий, так называемых гринфилдов.

Он также выразил надежду, что с принятием нового закона на полосе, которая тянется от Архангельской области до Чукотки и побережья Восточной Камчатки, «возможно открытие принципиально новых месторождений или даже провинций».

Рейтинги Neftegaz.RU

В. Путин заявил, что Россия имеет самую «зеленую» структуру энергетики и переходит на современные виды топлива. Действительно ли наша страна продвинулась дальше всех во внедрении экологически чистых энергоносителей?

Как Вы относитесь к высказыванию президента о том, что в России самая «зеленая» структура энергетики?

- 3% — **Все верно, в нашей стране много гидроэлектростанций**
- 46% — **Самый большой процент занимает нефтедобыча, а ее отнести к «зеленой» энергетике нельзя**
- 3% — **Так и есть, используется все больше автотранспорта, работающего на газе**
- 5% — **Сжигается огромное количество угля, о какой экологии может идти речь?**
- 5% — **В Европе переходят на электромобили, но пока не решена проблема утилизации аккумуляторов, этот вид топлива нельзя назвать экологически чистым. А в России все чаще ездят на газе**
- 12% — **Атомная энергия – безотходный вид энергоносителя, но его нельзя назвать экологичным, учитывая опасность, которую он несет в случае аварии**
- 26% — **Могла бы быть «зеленее», если вместо нефтепромыслов на шельфе построить ветропарки**

Минфин РФ разработал предложения по росту НДПИ для компаний, ведущих добычу полезных ископаемых, не относящихся к углеводородам. Оправдано ли это в период высоких экспортных цен?

Оправдано ли предложение Минфина ввести налог на добычу угля?

- 22% — **Нет, такой налог понизит рентабельность производства, что приведет к сокращению штата и росту безработицы**
- 20% — **Да, налог добавит в государственный бюджет до 40 млрд руб. в год**
- 18% — **Нет, это внесет неразбериху в ставки на экспорт**
- 40% — **Да, добыча угля в 2020 г. вырастет, и налог не повредит угольной промышленности**

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

Незаменимый российский газ и альтернативная нефть

7 февраля 2020 г. в г. Сочи состоялись переговоры президентов РФ и Республики Беларусь. В. Путин и А. Лукашенко договорились о поставках газа на 2020 г. на условиях 2019 г., то есть по цене 127 долл. США/1000 м3. А. Лукашенко хотел покупать газ по той цене, что и Смоленская область. Ему

пояснили – Смоленская область, удаленная от центров газодобычи, получает субсидии от властей РФ, а Белоруссия является близким, но все-таки иностранным государством, поэтому субсидировать ее невозможно. Ситуация с поставками нефти сложнее. Налоговый маневр в российской нефтянке чуть не убил нефтепереработку в Белоруссии. А. Лукашенко давит на РФ, добиваясь льготных поставок нефти. Не получив этого, он начал искать альтернативных поставщиков. Белоруссия закупила норвежскую нефть, ведет переговоры с Азербайджаном, Казахстаном, сообщалось о возможных поставках нефти из США, ОАЭ и др. стран. Ситуация для Белоруссии тупиковая, потому что все другие варианты поставок еще дороже.

Белоруссия, апеллируя к единству двух стран, добивается для себя льготных поставок энергоносителей. Российская позиция заключается в том, что субсидирование экономики Белоруссии при нынешней глубине интеграции нецелесообразно.

Перегрузочный СПГ-терминал НОВАТЭКа одобрен

Проектом предусмотрено выделение пяти этапов строительства и развития перегрузочных мощностей морского СПГ-терминала в бухте Бечевинская в Елизовском районе Камчатского края. По завершении четырех этапов терминал обеспечит грузооборот около 11 млн т/год СПГ. На пятом этапе мощность терминала составит около 22 млн т/год по приему и отгрузке СПГ. Мощность терминала –

обслуживание 328 танкеров-газовозов/год на промежуточной стадии и 657 танкеров-газовозов/год по завершении строительства.

Условия строительства и последующей эксплуатации СПГ-терминала осложнены высокой сейсмичностью и вулканизмом: ближайшие от проектируемого терминала вулканы расположены на расстоянии от 54,5 до 97 км.

Терминал предназначен для перегрузки СПГ, доставляемого с завода «Ямал СПГ» в районе Обской губы судами-газовозами ледового класса, на обычные суда-газовозы для дальнейшей транспортировки газа потребителям АТР.

Реализация проекта позволит оптимизировать маршрут поставок СПГ из Арктики, тем самым стимулировать развитие СМП и торгово-экономических связей Камчатского края. Запуск первой очереди терминала запланирован на 2022 г.

ГТС Урмано-Арчинской группы месторождений запущена

«Газпромнефть-Восток» запустил ГТС Урмано-Арчинской группы месторождений и Южно-Пудинского лицензионного участка недр, что стало крупнейшим инвестиционным проектом в Томской области за последние годы.

ГТС обеспечивает поставку газа с месторождений Южно-Пудинского лицензионного участка (Кулгинское, Смоляное, Южно-Табаганское и Солоновское), Арчинского и Урманского месторождений в систему магистральных газопроводов «Газпрома».

Добываемый на месторождениях Южно-Пудинского лицензионного участка и Арчинском месторождении газ поступает на дожимную насосную станцию (ДНС) Арчинского месторождения. Далее по газопроводу протяженностью 18 км сырье транспортируется на ДКС Урманского месторождения – ключевой объект ГТС Урмано-Арчинской группы месторождений. Туда же поступает газ с УПН Урманского месторождения.

Производственная мощность газовой инфраструктуры составляет 400 млн м^3 газа в год.

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

Рекордная протяженность

РН-Сахалинморнефтегаз ввел в эксплуатацию рекордную по протяженности скважину для месторождения Одопту-море на шельфе Охотского моря. Глубина скважины с большим отходом от вертикали составила 8699 м, текущий дебит – 180 т/сутки.

Технология бурения скважин со сверхдальним отходом от вертикали

на шельфе о. Сахалин была впервые применена при разработке месторождения Одопту-море.

Средняя длина таких скважин, пробуренных с суши под акваторией моря, превышает 6 тыс. м. При бурении применялись высокотехнологичные методы строительства скважин:

глубинное картирование пластов с записью пластового давления, роторно-управляемые системы с дистанционным сопровождением процесса бурения в режиме реального времени, также контроль целостности стенок скважин и очистки ствола.

Глубинное геологическое картирование выполняется в масштабах 1:50 000 – 1:25 000 на территориях с погребенным складчатым фундаментом, при наличии продуктивной толщи внутри покровного чехла, с глубокозалегающими перспективными горизонтами на месторождениях. Задача ГГК на месторождении – уточнение участков недр, перспективных на нефть и газ, а также определение вероятности нахождения промышленных запасов на каждом из таких участков до намеченной глубины.

Глубинное картирование позволило пересмотреть представления о геологическом строении восточного блока месторождения Одопту-море.

Ранее эта информация была недоступна в связи с большой удаленностью месторождения от берега – порядка 6–10 км.

Рекордная скорость

Российские ученые разработали уникальную технологию, повышающую темп добычи нефти

на 30 %. Специалистам завода инновационных технологий «Россильбер» удалось адаптировать отечественные технологии оксиалкилирования под имеющуюся сырьевую базу и требования нефтяных компаний. Во время добычи нефти продукт проходит процесс обезвоживания. Для этого применяются ПАВ. Примерно с 2000-х годов ПАВы завозили в Россию зарубежные сервисные компании. Объем ввозимого сырья достигал 100–150 тысяч бочек подобных продуктов в год.

Сегодня нефтяные компании охотно идут по пути налаживания собственных производств, поскольку экономика при таком пути развития повышается в 2–3 раза, отмечают разработчики технологии.

Рекордный дебит

Газпром нефть впервые в России применила уникальную технологию для увеличения притока нефти на ачимовских залежах – гибридный многостадийный гидроразрыв пласта. На Вынгаяхинском месторождении в ЯНАО проведен восьмистадийный ГРП, во время которого была протестирована новая жидкость, значительно увеличивающая его эффективность. По результатам выполненных работ запускной дебит одной из скважин составил 300 т/сутки, что в три раза выше ожидаемых параметров. В дальнейшем технологию планируется применять также на месторождениях компании, где есть ачимовские запасы. Это позволит получить дополнительно более 28 млн т нефти, в том числе 7 млн т – до 2025 г. При гибридном

ГРП используются комбинации технологических жидкостей с различными свойствами. Его преимущество заключается в более обширном охвате пласта благодаря удлинению трещин ГРП и формированию вокруг них большой сети микротрещин. Этот эффект достигается за счет изменения объемов, состава закачиваемой жидкости и проппанта, а также увеличения скорости их закачки.

По итогам работ подтверждена техническая возможность создания трещин ГРП с длиной в 3–5 раз больше стандартных, более 500 м, и отсутствие образования сети трещин, как на сланцевых проектах.

Neftegaz.RU
номер 2/2020 г.

ТрИЗ: ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ПОЛИГОНЫ

Ирина Герасимова

КОЛОССАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ ТРИЗ, КОТОРЫМИ РАСПОЛАГАЕТ РОССИЯ, МОГУТ СТАТЬ ОДНИМ ИЗ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, КОГДА ТРАДИЦИОННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОКОНЧАТЕЛЬНО ИСТОЩАТСЯ. НО НАХОДИТЬ И ИЗВЛЕКАТЬ «ТРУДНУЮ НЕФТЬ» ПОКА СЛОЖНО И ДОРОГО, А РАССЧИТЫВАТЬ НА ЗАПАДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕ ПРИХОДИТСЯ. ПУТЬ ОДИН – СОЗДАВАТЬ СОБСТВЕННЫЕ. И ДЛЯ ЭТОГО КРАЙНЕ НЕОБХОДИМЫ ПОЛИГОНЫ, НА КОТОРЫХ ДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ БУДУТ РАБОТАТЬ В СОТРУДНИЧЕСТВЕ С НЕФТЕСЕРВИСОМ, УЧЕНЫМИ И ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ОБОРУДОВАНИЯ

Новый вид недропользования

2 декабря 2019 г. президент Владимир Путин утвердил изменения в закон «О недрах», которые касаются создания и эксплуатации полигонов для разработки технологий изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородного сырья. Речь идет о запасах баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых продуктивных отложений, а также сверхвязкой нефти вязкостью более 10 000 мПа·с. Поправки вступят в силу через 180 дней после официального опубликования.

Теперь разработка технологий геологического изучения, разведки и добычи ТРИЗ становится отдельным видом пользования недрами. При этом заинтересованная компания может либо получить для этих целей новый участок из нераспределенного фонда, либо использовать уже имеющийся в ее распоряжении.

В первом случае участки будут выделяться по результатам рассмотрения заявки Роснедрами или по решению конкурсной комиссии. Основным критерием выявления победителя станет научно-технический уровень программ, предложения по составу участников работ на полигоне и по доступу иных заинтересованных лиц к результатам работ. Срок такой лицензии – до 15 лет с возможностью неоднократного продления на срок до пяти лет.

Если компания создает полигон на «своем» участке, то может подать заявку на выделение из него части, содержащей ТРИЗ, а потом работать на нем по совмещенной лицензии. Ее срок составит до семи лет с возможностью однократного продления на три года.

Компании при создании полигонов освобождаются от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами в период проведения работ по поиску и апробации новых технологий.

Рынок ждал этих изменений с нетерпением. Дело в том, что в прежней редакции закона «О недрах» понятия ТРИЗ углеводородного сырья просто не было, а действующие виды лицензий не учитывают специфики пользования недрами для апробации и внедрения технологий разработки таких запасов. Существовали и другие пробелы и противоречия в законодательстве. Новые поправки снимают многие из них, что облегчает создание и функционирование технологических полигонов.

Сначала – полигон, затем – закон

Между тем несколько полигонов для разработки ТРИЗ в России уже существуют, хотя их работу трудно назвать полноценной.

ФАКТЫ

2 декабря 2019 г.

президент утвердил изменения в закон «О недрах», касающиеся создания и эксплуатации полигонов для разработки технологий изучения, разведки и добычи ТРИЗ

Строго говоря, над поиском и развитием технологий для поиска, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов в России работали еще в советские времена. Но в «девяностые» большая часть компетенций была растеряна. Работы в этом направлении стали возобновляться с 2000-х гг., и теперь ТРИЗами занимаются все ВИНК: «ЛУКОЙЛ» (в особенности принадлежащий компании «РИТЭК»), «Татнефть», «Газпром нефть», «Роснефть» и «Сургутнефтегаз» развивают ряд проектов каждая на своих участках. Однако «слабым звеном» в этой деятельности является проведение опытно-промышленных испытаний – для этого нужны технологические полигоны.

В западных странах технологические полигоны или тестовые центры – давно сложившаяся практика. При этом большая часть испытываемых и внедряемых технологий в отрасли приходится на долю нефтесервиса, а не добывающих компаний. Некоторые зарубежные полигоны частные, другие – с участием государства. Государства, как правило, взамен на свою поддержку требуют от компаний открытости результатов работ.

В России необходимость создания подобных центров активно обсуждают несколько лет. В 2014 г. Росгеология предложила создать федеральную систему опытных полигонов для ТРИЗ. В Томской и Тюменской областях – полигоны по разработке баженовской свиты, в Башкирии и Татарстане – нефти доманиковых отложений, в Калининградской области – газа силурийских сланцев, в Иркутской области – нефти и газа венд-кембрийских низкопроницаемых карбонатных коллекторов, на сахалинском шельфе – газогидратов и, наконец, в Арктике – юрско-меловых терригенных отложений.

В рамках проекта предполагается тесное сотрудничество между госорганами, регионами и недропользователями. Вслед за этим было заявлено о старте проектов по созданию технологических полигонов в Томской области, ХМАО и Татарстане.

«Баженовский»

Сегодня наиболее активно развивается технологический полигон по созданию комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования для разработки запасов баженовской свиты в ХМАО. Проект «Бажен» получил статус национального и претендует стать федеральным. Оператором является ООО «Технологический Центр Бажен» – дочерняя структура «Газпром нефти» (создан в 2018 г.). Технологической площадкой проекта стала Пальяновская площадь Красноленинского месторождения компании.

Проект получил поддержку со стороны профильных федеральных министерств и администрации ХМАО. К работе подключились более двух десятков компаний и организаций, включая вузы и научно-исследовательские организации, нефтесервисные и нефтяные компании.

Главная задача проекта – разработка рентабельной технологии добычи нефти из баженовской свиты, геологические запасы которой в Западной Сибири достигают, по разным оценкам, 18–60 млрд тонн. Из этого объема в перспективе возможно извлечь от 700 млн до 5 млрд тонн, озвучивало ранее Минэнерго.

На базе центра разрабатывают оборудование и технологии бурения, многостадийного ГРП, стимуляции и заканчивания горизонтальных скважин, создают приборы и методы для геофизических исследований, устройства термохимического воздействия. Ведется работа над специализированными программными продуктами, а также созданию на базе окружного кернохранилища уникального центра исследования керна и флюидов, состоящего из пяти лабораторий.

В январе «Газпром нефть» объявила об успешном тестировании нового метода увеличения нефтеотдачи на баженовской свите – с использованием жидкости для ГРП на основе ксантановой камеди. Применение технологии на 66% увеличило добычу со скважины.

Директор НАЦ РН им. В. Шпильмана Александр Шпильман высоко оценивает деятельность «Бажена». «Я считаю, что проект работает хорошо», – заявил он в декабрьском интервью агентству «Интерфакс-Урал». На полигоне получают «приличные» притоки нефти – более 30–40 тонн в сутки. Но, по словам эксперта, добыча баженовской нефти сейчас ведется на пределе рентабельности даже с учетом всех предоставляемых проекту льгот.

ФАКТЫ

В 2014 Г.

Росгеология предложила создать федеральную систему опытных полигонов для ТРИЗ

Впрочем, глава «Газпром нефти» Александр Дюков в сентябре на Восточном экономическом форуме рассказывал, что бажен «всё ближе к точке окупаемости его разработки». «В 2021 году мы уже сможем добывать нефть бажена в промышленных объемах», – заявил топ-менеджер (цитата по ТАСС).

Полигон Томской области

Томская область первая в стране (в 2014 г.) получила статус полигона по внедрению новейших технологий поиска, разведки и разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья. Ведущим участник проекта стала «дочка» «Газпром нефти» «Газпромнефть-Восток». В 2018 г. 44% последней выкупила Mubadala Petroleum (ОАЭ), еще 5% получил Российский фонд прямых инвестиций.

Ресурсной базой полигона стала Урмано-Арчинская группа месторождений. Здесь компания запустила проект «Палеозой», целью которого является создание методики поиска перспективных объектов и оценки запасов в отложениях доюрского комплекса. Западная Сибирь обладает обширными геологическими ресурсами «палеозойской» нефти – более 25 млрд тонн (оценка ЗапСибНИИГГ), однако поиск серьезно осложнен из-за особенности залегания углеводородов. В работах участвуют Технологический центр «Бажен» и НИЦ «Газпром нефти», а также научно-образовательные

учреждения Томской области и нефтесервисные компании. Технологическим партнером является «Росгеология».

В феврале «Газпромнефть-Восток» сообщила об открытии. Обнаружена новая залежь в карбонатных отложениях палеозоя на юго-востоке Урманского месторождения. По предварительной оценке, прирост извлекаемых запасов по залежи превысит 1,5 млн т н.э., геологических – составит около 5 млн т.

К 2022 г. «Газпром нефть» планирует создать комплексную технологию прогноза нефтеносности отложений доюрского комплекса, а затем протестировать ее. В 2024–2025 гг. новый подход начнет тиражироваться в других поисковых зонах, говорилось в ноябрьской публикации корпоративного издания компании. Успешная реализация проекта призвана обеспечить дополнительную ежегодную добычу углеводородов в регионе до 1,3 млн тонн с 2025 г.

Проект активно поддерживает руководство Томской области, предоставляя налоговые льготы, подключая научно-исследовательский потенциал региона, а также продвигая «Палеозой» на федеральном уровне. В прошлом году губернатор Томской области Сергей Жвачкин выступил с инициативой придать проекту «Палеозой» общенациональный статус, а также предоставления налоговых преференций для компаний, работающих с подобными месторождениями в Западной Сибири.

ФАКТЫ

18-60

МЛРД ТОНН

составляют геологические запасы баженовской свиты в Западной Сибири

«Трудная» нефть Татарстана

Разработка ТРИЗ уже много лет актуальна для Татарстана, на территории которого доля трудноизвлекаемых запасов превысила 70%. В этом регионе работает старейшая российская площадка для отработки технологий и техники для разработки ТРИЗ – Ашальчинское месторождение сверхвязкой нефти. Испытания здесь начались в 1978 г., в 90-х были прерваны. С 2006 г. работы на месторождении возобновила «Татнефть».

В 2016 г. Минэнерго РФ и Татарстан подписали соглашение о создании в регионе двух новых технологических полигонов – «Битум» и «Доманик». Первый создается на Елаурском участке для геологического изучения и создания технологий для разработки залежей сверхвязких нефтей и природных битумов пермского комплекса. Второй – «Доманик» – формируется на Булгарском участке «Татнефти» для разработки доманиковых отложений, аналога американского «сланца» (ресурсы такой нефти в Татарстане оцениваются в 4–16 млрд тонн). В качестве задач было озвучено найти метод поиска доманиковых отложений в европейской части России, а также создать технологии для их извлечения.

Ожидание нового

В ближайшие годы ожидается появление в России новых полигонов для ТРИЗ. Например, «Газпром нефть» планирует создать технологический центр для изучения запасов Ачимовской толщи в ЯНАО. В прошлом году руководители компании и региона подписали соответствующий меморандум о взаимопонимании.

Кроме того, нефтяные компании собираются объединять свои усилия. Так, в декабре «Татнефть», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» создали СП «Новые технологии добычи нефти», в котором стороны получили равные доли. Компания зарегистрирована в Оренбургской области. Сообщалось, что СП займется разработкой технологий для добычи доманиковских отложений.

Однако ждать скорого прорыва в создании отечественных технологий разработки ТРИЗ не стоит. Эксперты указывают, что в этом направлении пока нет системного подхода и требуется более активная роль государства. Нужно решать вопросы финансирования – сейчас в создание полигонов и поиск технологий вкладываются главным образом сами компании. При этом необходимо поддерживать деятельность не только нефтедобывающих, но и сервисных компаний, а также производителей оборудования.

УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Снижение энергоемкости путем применения растворов с улучшенными триботехническими характеристиками

Нуцкова Мария Владимировна,
доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

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

Сидоров Дмитрий Андреевич,
аспирант кафедры бурения скважин

Пантюхин Антон Андреевич,
аспирант, кафедра бурения скважин

Будовская Маргарита Евгеньевна,
аспирант кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет

ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН, ОСОБЕННО С БОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ ВЕРТИКАЛИ, НА ПРОСТРАНСТВЕННО-ИСКРИВЛЕННЫХ УЧАСТКАХ СТВОЛА ИМЕЮТ МЕСТО БОЛЬШИЕ КОНТАКТНЫЕ НАГРУЗКИ И ОГРОМНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЮ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ПОДЪЕМЕ, ЧТО ПРИВОДИТ К ПРОТИРАНИЮ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, ПОВЫШЕННОМУ ИЗНОСУ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И ВЫСОКИМ ЭНЕРГОЗАТРАТАМ. ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГООЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ТАКИХ СКВАЖИН – СНИЖЕНИЕ ТРЕНИЯ НА ГРАНИЦАХ «МЕТАЛЛ – МЕТАЛЛ», «МЕТАЛЛ – ГОРНАЯ ПОРОДА» И «МЕТАЛЛ – ФИЛЬТРАЦИОННАЯ КОРКА», ОБЕСПЕЧИТЬ КОТОРОЕ МОЖНО ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С УЛУЧШЕННЫМИ ТРИБОТЕХНИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ. ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВЕДЕННЫЕ НА КАФЕДРЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПОКАЗАЛИ, ЧТО ВКЛЮЧЕНИЕ В СОСТАВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК ИЛИ ЗАМЕНА РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНЫЙ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К СНИЖЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ НА 35–75%, ЧТО ПРИВЕДЕТ К МИНИМИЗАЦИИ КОЛИЧЕСТВА ОСЛОЖНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ИЗНОСОМ ТРУБ, УМЕНЬШЕНИЮ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ПРИ ВРАЩЕНИИ КОЛОННЫ, А ТАКЖЕ УВЕЛИЧЕНИЮ СРОКА СЛУЖБЫ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

DURING THE CONSTRUCTION OF DIRECTIONAL WELLS, ESPECIALLY WITH LARGE WASTE FROM THE VERTICAL, LARGE CONTACT LOADS AND ENORMOUS RESISTANCE TO THE MOVEMENT OF DRILL STRING DURING LIFTING OCCUR IN SPATIALLY CURVED SECTIONS OF THE BORE, WHICH LEADS TO RUBBING OF CASING STRING, INCREASED WEAR OF DRILL PIPES AND HIGH ENERGY COSTS. ONE OF THE WAYS TO INCREASE THE ENERGY EFFICIENCY OF DRILLING SUCH WELLS IS TO REDUCE FRICTION AT THE "METAL – METAL", "METAL – ROCK, AND "METAL – FILTER CAKE" BOUNDARIES, WHICH CAN BE ACHIEVED BY USING DRILLING FLUIDS WITH IMPROVED TRIBOTECHNICAL FEATURES. THE STUDIES CONDUCTED AT THE WELL DRILLING DEPARTMENT SHOWED THAT INCLUSION OF LUBRICATING ADDITIVES IN THE COMPOSITION OF WASHING LIQUIDS OR SOLUTION REPLACEMENT WITH A HYDROCARBON ONE CAN LEAD TO A DECREASE IN THE FRICTION COEFFICIENT BY 35–75%, WHICH WILL MINIMIZE THE NUMBER OF COMPLICATIONS ASSOCIATED WITH PIPE WEAR, REDUCE TORQUE AT STRING ROTATION, AS WELL AS INCREASE THE SERVICE LIFE OF DRILL AND CASING PIPES

Ключевые слова: *бурение скважин, буровые растворы, энергоэффективность.*

Потребление энергии является серьёзным фактором, оказывающим влияние на эксплуатационные расходы на бурение, поскольку на него приходится от 10 до 30% эксплуатационных расходов, поэтому снижение энергозатрат является актуальным направлением исследований и разработок. Особенно это важно при освоении и разработке крупных месторождений, особенно – с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся проекты бурения скважин с большими отходами от вертикали, в том числе на шельфе Арктики.

При строительстве наклонно направленных скважин, в том числе с горизонтальным окончанием, является одним из направлений повышения нефтеотдачи пласта за счет увеличения зоны дренирования. Данная проблема особенно остро встаёт при бурении с использованием роторных управляемых систем (РУС). Применение РУС подразумевает вращение бурильной колонны по всей её длине, что повышает износ бурового инструмента. А применение смазывающих агентов значительно повышает технико-экономические характеристики данных систем [1–3, 6, 7].

Помимо этого трудности, обусловленные большим крутящим моментом и силами натяжения, также наблюдаются в подобных скважинах. Бурильная колонна лежит на нижней стенке скважины и имеет большую площадь контакта с породой и обсадной колонной. В таких условиях значительно возрастают силы трения между контактирующими поверхностями. Большое трение инструмента о стенки скважины и (или) обсадной колонны приводит к увеличению вероятности возникновения различных осложнений (прихваты колонны обвалившимися породами, заклинивание колонны в желобной выработке, дифференциальные прихваты) обуславливает повышенный износ бурового оборудования [1, 2, 8].

ФАКТЫ

До 40 %

снижается трение бурильной колонны об обсадную при уменьшении коэффициента с 0,34 до 0,2

Для снижения силы трения между бурильной колонной и стенкой скважины в настоящее время чаще всего применяют буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами. Улучшение смазочных (триботехнических) свойств буровых растворов, как правило, достигается путем введения в них специальных смазочных добавок [3, 7].

Состав и свойства промывочных жидкостей способны обеспечить более успешный процесс бурения скважин, так, например, при снижении коэффициента трения с 0,34 до 0,2, при зенитных углах от 30 до 90° обеспечивается снижение энергозатрат на трение бурильной колонны об обсадную от 7 до 40%.

Снизить энергоемкость процесса бурения можно различными способами, так например:

1. Использование попутного нефтяного газа (ПНГ) для повышения энергоэффективности процессов добычи и подготовки нефти. Позволяет решить две задачи: использовать ПНГ для производства электроэнергии; обеспечить экономию электроэнергии [4].

2. Снижение количества затрачиваемых реагентов за счет совершенствования технологий бурения скважин и очистки буровых растворов (снижение энергозатрат на транспорт и хранение материалов для буровых растворов, вывоз и утилизацию отходов бурения).

3. Снижение трения бурильной колонны о стенки скважины и обсадной колонны за счет использования современных эффективных составов растворов.

Третий путь является минимально затратным с точки зрения проведения исследований и разработок, а также внедрения в производственный процесс, при этом одними из наиболее простых путей являются:

- использование растворов на углеводородной основе [5];
- введение смазывающих добавок [2, 36].

ФАКТЫ

На 35–75 %

снижается коэффициент трения при включении в состав промывочных жидкостей смазывающих добавок или замена раствора на углеводородный

Методология

Исследования, проведенные на кафедре бурения скважин показали, что включение в состав промывочных жидкостей смазывающих добавок или замена раствора на углеводородный может привести к снижению коэффициента трения на 35–75 %, что приведет к минимизации количества осложнений, связанных с износом труб, уменьшению крутящего момента при вращении колонны, а также увеличению срока службы бурильных и обсадных труб [1, 2].

Методика исследования смазывающей способности раствора складывается из нескольких этапов:

1. Приготовление водного и глинистого (плотностью 1,03 г/см^3) растворов (концентрация добавки 1 %);

2. Оценка качества приготовления;

3. Определение коэффициента трения на приборе КТК-2;

4. Замер реологических параметров на приборе Fann 35SA;

5. Фильтрация раствора на приборе ВМ-6 для оценки pH фильтрата на приборе Crison GLP 21 и коэффициента трения на границе «металл – глинистая корка» на приборе Fann EP/Lubricity Tester Model 212.

Для оценки оптимальной концентрации вводимых добавок – тот же комплекс исследований с разными концентрациями.

ТАБЛИЦА 1. Смазочные добавки к буровым растворам

Реагент	Описание	Особенности приготовления	pH фильтрата раствора
Lubristeel	темно-коричневого цвета со специфическим запахом	Хорошо взаимодействует с водой, раствор приобретает темно-коричневый оттенок. Со временем, на поверхности выделяется маслянистая пленка	8,83
FRW A	Однородная жидкость темно-коричневого цвета запах специфический	Удовлетворительная диспергируемость, наблюдается осадок на стенках оборудования, иногда образуются частицы крупной фракции. Появляется пленка на поверхности воды	9,06
FRW B			9,75
FRW			9,61
Lubrital	Однородная жидкость темно-коричневого цвета запах специфический	Хорошо растворяется, равномерная масса, сохраняет устойчивость со временем, почти без выделений осадка	9,3
PolyMudLiquid	Беловато-мутная гомогенная жидкость	Хорошо взаимодействует с водой, раствор приобретает вязкую (как кисель) структуру с беловатым оттенком. Однородный	9,57
ASP 820			9,54

Лабораторные исследования и обсуждение результатов

В настоящее время на рынке представлен значительный ассортимент смазывающих добавок, большинство из которых – зарубежные, поэтому актуальны и экономически целесообразны разработка и исследование новых эффективных реагентов.

Авторами проведено исследование смазочных добавок к буровым растворам (таблица 1).

Проведено исследование водных и глинистых (на основе бентонита ПБМА плотностью 1,03 г/см^3) растворов с концентрацией добавок 1 % (PolyMudLiquid и ASP 820 – концентрацией 0,1 %, так как при концентрации добавки 1 % образуются вязкоупругие составы, определить коэффициент трения и реологические свойства которых не представляется возможным). В таблице приведены характеристики получаемых водных растворов и pH фильтрата

РИС. 1. Коэффициент трения в растворах со смазывающими добавками

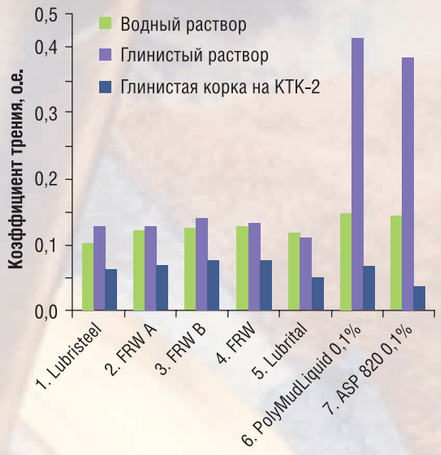
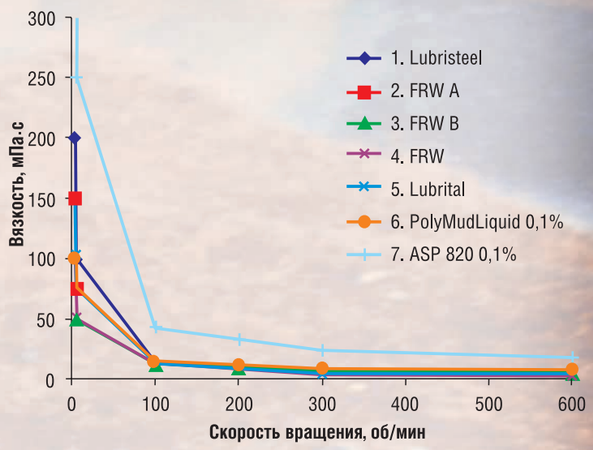


РИС. 2. Нормальная вязкость глинистых растворов со смазывающими добавками в момент приготовления



глинистых растворов (при pH фильтрата чистого глинистого раствора 9,46).

На рис. 1 показаны результаты исследования смазочной способности, основанной на определении коэффициента трения пары металл – металл в жидкой среде, характеризующей вращение колонны бурильных труб в обсаженном участке ствола скважины, и пары металл – глинистая корка, характеризующей «прилипание» колонны бурильных труб к глинистой корке на стенке скважины.

Исходя из практики бурения скважин наиболее рационально применение добавок к буровым растворам, позволяющих поддерживать коэффициент трения пары металл – металл в пределах до 0,18–0,20 [7, 8]. Из рис. 1 видно, что смазывающая способность реагента FRW различных модификаций находится в тех же пределах, что и смазывающая способность других применяемых в настоящее время добавок. Глинистые растворы с добавками 0,1 % PolyMudLiquid и ASP 820 обусловливают повышенные значения коэффициента трения пары металл – металл за счет более высокой вязкости получаемого состава, поскольку эти добавки являются комплексными и влияют не только на смазывающие свойства, но и на вязкость раствора.

На рисунке 2 приведен результат замеров вязкости глинистых растворов со смазывающими добавками. На рисунках 3–4 представлены результаты расчета значений пластической вязкости и динамического напряжения сдвига соответственно.

Видно, что добавки PolyMudLiquid и, особенно, ASP 820 значительно увеличивают показания пластической вязкости, а последняя – и динамического напряжения сдвига. Увеличение этих показателей приводит к росту гидравлических сопротивлений, что оказывает негативное влияние на гидродинамику процесса бурения скважины.

ФАКТЫ

До 0,12 %

добавки снижают коэффициент трения при концентрации в пределах 1,5–2%

Рисунок 5 показывает влияние концентрации смазывающих добавок группы FRW на коэффициент трения пары «металл-металл». Видно, что эти добавки позволяют снизить коэффициент трения до 0,12 при концентрации в пределах 1,5–2%, что соответствует относительному снижению коэффициента трения

РИС. 3. Пластическая вязкость глинистых растворов со смазывающими добавками

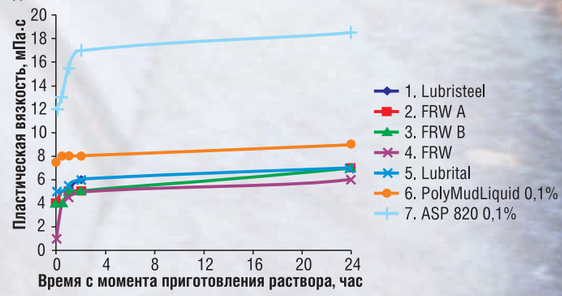


РИС. 4. Динамическое напряжение сдвига глинистых растворов со смазывающими добавками

по сравнению с необработанным глинистым раствором на 75%.

На рисунке 6 представлена зависимость снижения коэффициента трения глинистой корки раствора, обработанного реагентом FRW, и его относительное снижение по сравнению с необработанным раствором. Коэффициент трения корки обработанного глинистого раствора варьируется в пределах 0,1–0,06, при этом относительное снижение коэффициента трения достигает 37%. При увеличении концентрации смазывающей добавки более 2% снижение коэффициента трения корки затухает, что характеризуется уменьшением угла наклона кривой.

На основе анализа полученных данных смазывающая добавка FRW различных модификаций показала результаты, сопоставимые с применяемыми в настоящее время реагентами: снижение коэффициента трения пары «металл – металл» в глинистом растворе составило 70–75%, в водном растворе 70%.

Выводы и рекомендации

Дальнейшие исследования направлены на оценку смазывающей способности сред на границе трения «металл – горная пород» на образцах кернового материала.

На основе анализа полученных данных смазывающая добавка FRW различных модификаций показала результаты, сопоставимые с применяемыми в настоящее время реагентами: снижение коэффициента трения пары «металл – металл» в глинистом растворе составило 70–75%, в водном растворе 70%.

Тестирование большого количества смазывающих добавок в условиях глинисто-полимерного и безглинистого полимерного буровых растворов показало, что смазочные добавки могут являться активными компонентами раствора, т.е могут заметно влиять на структурно-механические и реологические (в т.ч. тиксотропные) свойства буровых растворов, а также на водоотдачу, что объясняется их адсорбцией на поверхности твердых частиц в растворе. Основной акцент при сопоставлении образцов сделан на первичные свойства – смазывающую способность. Смазочные добавки являются необходимым компонентом промывочного раствора для бурения глубоких и горизонтальных скважин. ●

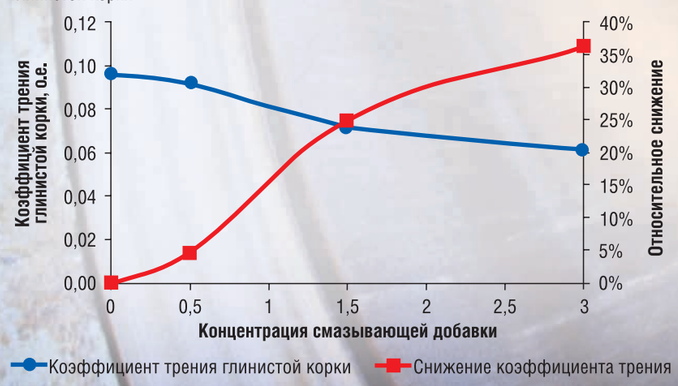
РИС. 5. Коэффициент трения пары «металл-металл» в глинистом растворе с различной концентрацией FRW

ФАКТЫ

70-75%

составило снижение коэффициента трения пары «металл – металл» в глинистом растворе, в водном растворе – 70%

РИС. 6. Влияние концентрации смазывающей добавки FRW на коэффициент трения глинистой корки



Литература

1. *Закиров А.Я. Разработка составов промывочных жидкостей с высокой смазывающей способностью для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин: дисс. ... канд. техн. наук. Санкт-Петербург: СПГГУ, 2012.*
2. *Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Блинов П.А., Нуцкова М.В. Исследование смазывающих добавок к буровым растворам для снижения коэффициента трения при строительстве скважин роторными управляемыми системами // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 52–55.*
3. *Мойса Ю.Н., Фролова Н.В., Бармотин К.С. Современные тенденции развития смазочных добавок в бурении. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 10–14.*
4. *Моренов В.А. Применение попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя// Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2012. № 154 (2). С. 61–65.*
5. *Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 2. – С. 138–149.*
6. *Паньков И.Л., Морозов И.А. Изучение влияния коэффициента трения на механические показатели соляных пород при сжатии образцов различной высоты//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 7. – С. 57–67.*
7. *Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.*
8. *Шерстнев Н.М., Расидзе Я.М., Ширинзаде С.А. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М.: Недра, 1979. – 304 с.*

KEYWORDS: *drilling wells, drilling fluids, energy efficiency.*

ССК 20 лет
ССК 20 Сибирская Сервисная Компания
ГАЗПРОМ НЕФТЬ | ХАНТОС

Уважаемый Алексей Николаевич!

От всего коллектива и от себя лично поздравляю Вас с юбилеем Компании!

20 лет работы - солидный возраст для Компании, у которой уже сложилась своя история и традиции. От всей души благодарю Вас и коллектив «Сибирской Сервисной Компании» за плодотворное сотрудничество, основанное на высочайшем качестве и эффективности. Ваши сотрудники неизменно демонстрируют профессионализм, глубокие знания своего дела и смекалку.

Надеюсь, что мы и дальше будем реализовывать самые смелые и амбициозные проекты, направленные на развитие нефтегазовой отрасли.

Желаю Вам и всему коллективу новых грандиозных побед, стремлений, счастья, здоровья, благополучия и отличного настроения!

С уважением,

Генеральный директор
ООО «Газпромнефть-Хантос»
А.Г. Кан

Neftegaz.RU
номер 2/2020 г.

УДК 622.06

НЕЗАВИСИМОЕ РОССИЙСКОЕ НЕФТЕСЕРВИСНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ АО «ССК». 20 лет на рынке

Алена Яценко,
к.э.н.

Юлия Соболева

АО «Сибирская Сервисная Компания»

ДВАДЦАТЬ ЛЕТ НАЗАД В ХМАО К ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРИСТУПИЛ НЕФТЕЮГАНСКИЙ ФИЛИАЛ, СОЗДАННЫЙ НА БАЗЕ ЧЕТЫРЕХ СЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ВХОДИВШИХ В СОСТАВ НЕФТЕЮГАНСКОГО УБР. РОВНО ЧЕРЕЗ МЕСЯЦ УЖЕ НАЧАЛ РАБОТУ СТРЕЖЕВСКОЙ ФИЛИАЛ, А ЕЩЕ ЧЕРЕЗ ТРИ МЕСЯЦА – ОТРАДНЕНСКИЙ. В ДАЛЬНЕЙШЕМ БЫЛИ ОСНОВАНЫ ТОМСКИЙ И КРАСНОЯРСКИЙ ФИЛИАЛЫ. СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ СТАЛА ПРЕЕМНИЦЕЙ БОГАТЕЙШЕГО ОПЫТА И ТРАДИЦИЙ НЕСКОЛЬКИХ ПОКОЛЕНИЙ БУРОВИКОВ. СЕГОДНЯ В СЕМИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ФИЛИАЛАХ АО «ССК» РАБОТАЮТ БОЛЕЕ 4,5 ТЫСЯЧИ ПРОФЕССИОНАЛОВ

TWENTY YEARS AGO A NEFTEYUGANSK SUBSIDIARY ESTABLISHED ON THE BASIS OF FOUR SERVICE ENTERPRISES BEING A PART OF THE NEFTEYUGANSK DRILLING DEPARTMENT STARTED OPERATING IN THE KHANTY-MANSI AUTONOMOUS AREA. IN A MONTH A STREZHEVSK SUBSIDIARY STARTED WORKING, AND IN THREE MONTHS – OTRADNENSK SUBSIDIARY. FURTHER TOMSK AND KRASNOIARSK SUBSIDIARIES WERE ESTABLISHED. THE SIBERIAN SERVICE COMPANY HAS BECOME A SUCCESSOR OF GREAT EXPERIENCE AND TRADITIONS OF SEVERAL GENERATIONS OF DRILLERS. NOWADAYS 4.5 THOUSAND OF PROFESSIONALS WORK IN SEVEN REGIONAL SUBSIDIARIES OF SSC JSC

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная Компания, бурение, нефтесервис, нефтегазодобыча, технологические разработки.*

От Печоры до Ангары

Сибирская Сервисная Компания работает во всех нефтегазоносных регионах страны. География деятельности охватывает территории ХМАО, ЯНАО, Томской области, Красноярского края, Республики Коми, Поволжского региона, Восточной Сибири.

ФАКТЫ

2367 м
– глубина скважины, пробуренной за 4,54 суток

АО «ССК» – независимое российское предприятие

Член «Международной Ассоциации буровых подрядчиков»

Один из ключевых участников рынка нефтесервиса

20 лет качественно и своевременно оказывает услуги крупнейшим недропользователям России

На объектах действует перечень «ТОП-15 основных нарушений экологической безопасности, требующих остановки работ», осуществляется раздельный сбор отходов.

С каждым годом требования заказчиков повышаются, скважины становятся все сложнее. Сибирская Сервисная Компания берется за трудные проекты, успешно справляется с поставленными задачами. Предприятие всегда качественно и в полном объеме реализует требования партнеров и заказчиков, благодаря профессионализму, современному оборудованию и собственным технологическим разработкам.

Основные виды деятельности

- разведочное и эксплуатационное бурение скважин на нефть и газ, в т.ч. наклонно-направленных и горизонтальных скважин протяженностью более 1000 метров;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- цементирование скважин;
- подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов;
- телеметрия: широкий спектр услуг по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения;
- прокат винтовых забойных двигателей.

Сложность растет, уровень сервиса повышается

ССК эффективно работает с крупнейшими нефтегазовыми компаниями в России. Большое внимание здесь уделяют вопросам обучения персонала и модернизации оборудования. Предприятие имеет сертификацию ISO.

Собственное оборудование

- Более 60 буровых установок различной грузоподъемности
- БК-250 МКС-Ч
- 4200/250 ЭК БМЧ
- ZJ-50 DBS
- 5000/320 ЭК БМЧ
- ZJ-20, 30 и 40
- Более 40 установок ТКРС
- Парк цементировочных агрегатов

Главные принципы в работе АО «ССК»

- Промышленная безопасность
- Забота об окружающей среде
- Качество исполнения работ
- Социальная ответственность

Большой путь всегда начинается с первого шага. Однако важно и удачно стартовать, и на протяжении десятилетий преодолевать трудности, справляться с кризисами, ставить новые цели, качественно решать амбициозные задачи. В Сибирской Сервисной Компании уверенно смотрят в будущее, а значит, 20 лет – только часть большого пути. Ведь партнерами-заказчиками Сибирской Сервисной Компании на протяжении всей её истории являются крупнейшие недропользователи: ПАО «НК «Роснефть»; ПАО «Газпром нефть»; ПАО «ЛУКОЙЛ»; ПАО «НОВАТЭК»; ПАО НК «РуссНефть»; ПАО АНК «Башнефть»; Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»; ООО «Иркутская нефтяная компания»; АО «Новосибирскнефтегаз» и другие компании.

Такое доверие на высококонкурентном рынке услуг нефтегазодобывающим предприятиям завоевывается эффективной экономической, инвестиционной и кадровой политикой компании. Лидирующие позиции по основным производственным показателям позволяют Сибирской Сервисной Компании уверенно занимать первые строчки в рейтингах заказчиков. Темпы роста эффективности, сфокусированные инвестиции с максимальной отдачей на вложенный капитал – важные сильные стороны АО «ССК», которое своим примером доказало, что независимая (частная) компания способна существовать на рынке, достойно выдерживая конкуренцию с российскими и зарубежными компаниями.

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!
Качество в работе!
Уверенность в будущем!

Достижения

В послужном списке компании сверхглубокие (свыше 5 тысяч метров) параметрические скважины «Восток-1» и «Восток-3», пробуренные в правобережном районе Оби, – уникальный проект для АО «Ванкорнефть» в северных районах Восточной Сибири.

2009 год:

рекорд бурения на скважине компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». Бурение скважины глубиной 2367 метров за 4,54 суток (включая передвижку, каротаж, цементирование колонны).

ФАКТЫ

В 2014 г.

буровая установка ССК признана лучшей наземной буровой установкой из всех работавших на Shell в мире

2013 год:

благодаря заслугам геологов Красноярского филиала ССК была поднята на поверхность большая нефть Ичёдинского месторождения, а в 2015 году первая нефть с Ичёды отправилась в нефтепровод ВСТО.

2014 год:

буровая установка ССК – лучшая наземная буровая установка из всех работавших на Shell в мире.

2014 и 2015 годы:

команда Томского филиала ССК признана лучшим коллективом по итогам конкурса среди буровых команд, строивших геологоразведочные скважины для компании «Газпромнефть-Развитие».

2015 год:

новый рекорд бурения на Салымской группе месторождений. Нефтеюганский филиал пробурил самую глубокую добывающую скважину на к. 57 Ваделыпского месторождения глубиной 4288 метров за 17 дней.

2016 год:

новый рекорд бурения на Западно-Салымском месторождении. Нефтеюганский филиал установил новый рекорд суточной проходки скважины из-под башмака длинного кондуктора – 1204 м.

2017 год:

на Верхнесалымском месторождении Нефтеюганский филиал установил новый рекорд суточной проходки скважины – 1251 м.

2017 год:

строительство многозабойной горизонтальной скважины на Ичёдинском месторождении (заказчик АО «ИНК-Запад»). Первая пробуренная таким образом скважина в Иркутской области и вторая в Восточной Сибири.

2018 год:

- определяя победителей конкурса «Эко-лидер» в компании «Мессояханефтегаз» сотрудникам Томского филиала присудили второе место в номинации «Геологоразведочное бурение»;

- по итогам конкурса компании «Газпромнефть-Восток» «Лучшей командой эксплуатационного бурения 2018 года» стала команда Томского филиала ССК;
- сотрудники Нефтеюганского филиала и филиала «ССК-Технологии» – лидеры в конкурсе ООО «Газпромнефть-Хантос».

2019 год:

- Ямальский филиал ССК возглавил рейтинг подрядных организаций ООО «НОВАТЭК-ТСНГ». Досрочно завершено строительство трех скважин на Восточно-Таркосалинскм НГКМ (коммерческая скорость увеличена на 20 процентов, сроки строительства сокращены более чем на девять суток);
- успешно и раньше графика бригадой Ямальского филиала пробурена высокотехнологичная скважина повышенной сложности на Восточно-Таркосалинском месторождении. Протяженность по стволу 4710 м, с отходом от вертикали 2281 м и длиной горизонтального участка 1013 м. Построена скважина с опережением на 14 суток. Первоначальный план составлял 52 дня;
- Красноярский филиал завершил уникальный проект строительства рассолодобывающей скважины Братской 7Б. Такие работы проводились в этом районе более 30 лет назад – в 90-х годах прошлого столетия. Особенность объекта в том, что верхние секции выполняются большими диаметрами, а сами породы очень крепкие – вулканического происхождения;
- сотрудники Томского филиала ССК стали призерами конкурса ПАО «Газпром нефть» на использование модели 5С;
- буровые бригады Томского филиала достигли рекордных показателей при строительстве скважин на проектах «Газпромнефть-Востока». Новый рекорд по бурению горизонтальной скважины № 1904 на кусте № 6 Арчинского месторождения. Строительство данной скважины осуществлено сотрудниками Томского филиала с рекордным показателем:

ФАКТЫ

1251 м

новый рекорд суточной проходки, установленный Нефтеюганским филиалом в 2017 г. на Верхнесалымском месторождении

на 16% быстрее по сравнению с лучшим из ранее достигнутых результатов;

- в конкурсе компании «Газпромнефть-Хантос» «Лучшая команда эксплуатационного бурения» по итогам второго полугодия 2018 года филиал «ССК-Технологии» и Нефтеюганский филиал заняли второе и третье места соответственно;
- бригады Нефтеюганского филиала завоевали второе и третье места в конкурсе «Черное золото Югры»;
- бригада филиала «Ремонт скважин» стала лучшей бригадой ТКРС в конкурсе компании «Газпромнефть-Хантос»;
- работники Ямальского филиала получили награды от «Мессояханефтегаза» за участие в работе по совершенствованию культуры безопасности;
- сотрудники филиала «Ремонт скважин» заняли первое место в конкурсе компании «Газпромнефть-Хантос» «Лучшая команда по управлению исполнением договоров»;
- ССК открыла собственный учебный центр, оснащенный уникальным буровым тренажером;
- сервисом наклонно-направленного бурения филиала «ССК-Технологии» в интервале 0–2600 м в акватории Обской губы пробурена первая морская скважина Р-65 Геофизического НГКМ с платформы СПБУ «АМАЗОН»;
- новый заказчик ССК – госкомпания АО «Алроса». Красноярский филиал победил в тендере на выполнение буровых работ по разведочному бурению на алмазы с комплексом геофизических и гидрогеологических исследований на объектах «Среднекембрийский» и «Нижнекембрийский юго-восточный» в 2020–2022 гг.

Keywords: *Siberian Service Company, drilling, oil service, oil and gas production, technological developments.*

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

ДАННАЯ СТАТЬЯ ОПИСЫВАЕТ АЛЬТЕРНАТИВНУЮ ТЕХНОЛОГИЮ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ХВОСТОВИКА, СОСТАВЛЕННОГО ИЗ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ (СПОТ), СПЕЦИАЛЬНОГО КЕРАМИЧЕСКОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА, КОТОРЫЙ ВОЗМОЖНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ КАК ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН, ТАК И ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН, ИЗМЕНЯЯ ОТВЕРЖДАЮЩИЙСЯ СОСТАВ И ДОБАВЛЯЯ РЕГУЛЯТОРЫ, НЕ МЕНЯЯ ОСНОВУ СОСТАВА. ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА В СКВАЖИНУ ОПИСЫВАЕТСЯ ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

THIS ARTICLE DESCRIBES AN INNOVATIVE TECHNOLOGY FOR COMPLETING HORIZONTAL WELLS. THIS IMPLIES THE USE OF A SHANK COMPOSED OF FIBERGLASS PIPES, A SPECIAL CERAMIC GROUTING COMPOSITION, WHICH CAN BE USED BOTH TO ELIMINATE LEAKS IN PRODUCTION CASING AND TO FIX BOTTOM-HOLE ZONES, CHANGING THE COMPOSITION OF HARDENING AND ADDING REGULATORS WITHOUT CHANGING THE BASIS OF THE COMPOSITION. TO CREATE FLUID FLOW INTO A WELL, A HYDRO-SANDBLASTING PERFORATION IS DESCRIBED FOLLOWED BY HYDRAULIC FRACTURING

Ключевые слова: *СПОТ, перфорация, горизонтальная скважина, гидроразрыв, хвостовик, тампонажный состав, заканчивание скважин.*

УДК 622.245

Живаева Вера Викторовна,
заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», к.т.н., доцент

Мозговой Георгий Сергеевич,
старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Биктимиркин Евгений Юрьевич,
магистр 1 курса кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»

Сагитов Фаиль Камильевич,
исполнительный директор ООО «НТЦ-Технология»

Использование стальных обсадных труб в качестве эксплуатационных колонн при строительстве скважин может сопровождаться процессами коррозии. Применение стеклопластиковых обсадных колонн исключает затраты на ремонтно-восстановительные работы и проведение катодной защиты. Основными компонентами материала стеклопластиковых труб являются эпоксидная смола и стеклонить. Для ускорения процесса полимеризации в смолу добавляют отвердитель и ускоритель. Эпоксидная смола относится к термоактивным пластикам: после добавки отвердителя и соответствующей термообработки в этой смеси происходят химические реакции, вследствие которых макромолекулы сшиваются, что повышает прочность пластика.

В составе хвостовика, составленного из СПОТ, не применяются металлические элементы. При спуске в скважину внутренний диаметр каждой СПОТ проверяют специальным пластиковым шаблоном длиной 350 мм и диаметром 92 мм. Свинчивание СПОТ проводится вручную ременными ключами. Так как плотность материала СПОТ в 4 раза меньше плотности стали, на последнем этапе цементирования возникает вероятность всплытия колонны, составленной из таких труб. Для исключения всплытия, необходимо чтобы плотности тампонажного раствора и продавочной жидкости были близки.

Существует достаточно методов, технологических мероприятий и технических устройств, применение которых позволяет устранить заколонные перетоки в скважинах и восстановить герметичность заколонного пространства.

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики керамического состава

Наименование показателей	Значение		
Водоотделение, мл	5,0		
Сроки схватывания, час–мин: Начало, не ранее Конец, не позднее	 5–25 6–30		
Время загустевания, мин	При 0,1 МПа	При 0,7 МПа	
30 ВС	235	232	
70 ВС	273	270	
Время выдержки, часы	48	100	150
Прочность, МПА Изгиб Сжатие	 10,2 32,3	 14,2 44,26	 15,34 45,19
Адгезия, МПа Колонна порода	 6,3 2,3	 6,3 3,7	 8,9 4,0

Центральное место занимает установка заколонных пакеров, но наряду с преимуществами этот метод имеет недостатки, такие как:

- отсутствие методов определения герметичности посадки пакера;
- высокий риск невозможности извлечения пакеров;
- увеличение стоимости последующих ремонтов скважин;
- установка пакера не гарантирует предотвращение перетока флюида через коллектор.

Исходя из этого, предлагается вариант использования специальных керамических составов с низкой водоотдачей и расширяющимся эффектом. Данная композиция имеет плотность равную 1500 кг/м^3, что обуславливает возможность ее применения в данной технологии. Этот состав способен проникать в минимальные зазоры, тем самым гарантирует отсутствие перетока флюида. Преимущества данной композиции – возможность использования состава как для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, так и для крепления призабойных зон пескопроявляющих скважин, изменяя состав отвердения и добавляя регуляторы, не меняя основу состава.

Состав состоит из синергетической смеси неорганических материалов и минеральных добавок.

Преимуществом состава является водная микродисперсия растворенного полимера, который обладает высокой адгезией к породе, цементу и металлу, низкой вязкостью, способствующей высокой проницаемости, высокими прочностными характеристиками. Ограничением является приемистость от 0 до 150 м^3/сут. Оптимальная рабочая температура от 0 до плюс 90 °С.Прочность на сжатие керамического состава 45,91 МПа. Технические характеристики керамического состава описаны в таблице 1.

Рассмотрим технологию ускоренного ввода скважины в работу ГПП + ГРП.

Технология основана на непрерывной работе флота ГНКТ, выполняющего, помимо основной работы, еще и гидропескоструйную перфорацию, и флота ГРП, выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов.

Главной особенностью многостадийного ГПП + ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах является то, что они должны быть инициированы из определенных интервалов пласта и геометрические параметры создаваемых при этом трещин (длина, ширина) определяются предельной высотой трещины. В горизонтальных скважинах принципиальное значение имеет количество и ориентация трещин относительно ствола, а также длина трещин. Многостадийный ГПП + ГРП как средство воздействия на участок залежи наиболее эффективны при системном их использовании в добывающих и нагнетательных скважинах в комплексе с методами увеличения нефтеотдачи пластов.

Эффективное применение ГПП + ГРП в скважинах позволит:

- вскрыть несколько пластов, особенно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности;
- провести несколько последовательных операций ГРП, обойтись меньшей массой проппанта, так как он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих зонах.

Проблема селективных ГРП в горизонтальных скважинах успешно может быть решена при объединении технологий гидропескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта. При этом технология селективного создания трещин состоит в предварительной резке колонны, образовании серии каверн путем проведения ГПП и разрыве пласта из них. При выполнении ГПП энергия давления смеси жидкости и песка в колонне НКТ трансформируется в кинетическую энергию скоростной струи. В образованной полости скорость струи снижается, статическое давление в полости возрастает и при определенных параметрах струи и давления в кольцевом пространстве из нее происходит инициация образования трещины. Инициируемые из серии отверстий перфоратора трещины формируют общую трещину, поэтому путем соответствующего размещения перфорационных отверстий обеспечивается возможность точного позиционирования интервала начала развития трещины.

Литература

1. *И.Д. Лаврентьев. Применение стеклопластиковых обсадных труб.*
2. *И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков, Р.И. Катеев, А.М. Зарипов. Опыт строительства скважин с эксплуатационной колонной, составленной из стеклопластиковых обсадных труб, в ПАО «Татнефть».*

Keywords: *spot, perforation, horizontal well, hydraulic fracturing, liner, grouting composition, completion of wells.*

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

УДК 622.692

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД). ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРЫХ МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ И ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, МЕТАЛЛА И УМЕНЬШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

THE ARTICLE CONSIDERS ISSUES OF CONCERN ON RESOURCE CONSERVATION AND OPERATING RELIABILITY OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS REGARDING COLLECTION, PREPARATION AND INJECTION OF PRODUCED WATER TO MAINTAIN THE FORMATION PRESSURE (MFP). THE RESULTS OF CALCULATIONS ARE PRESENTED, WHICH ALLOW FOR CONCLUSIONS THAT IT IS NECESSARY TO RECONSTRUCT TECHNOLOGICAL SCHEMES, AS WELL AS INTRODUCE INNOVATIVE TECHNOLOGIES REDUCING THE CONSUMPTION OF ELECTRICITY, METAL AND OPERATING COSTS IN OIL PRODUCTION

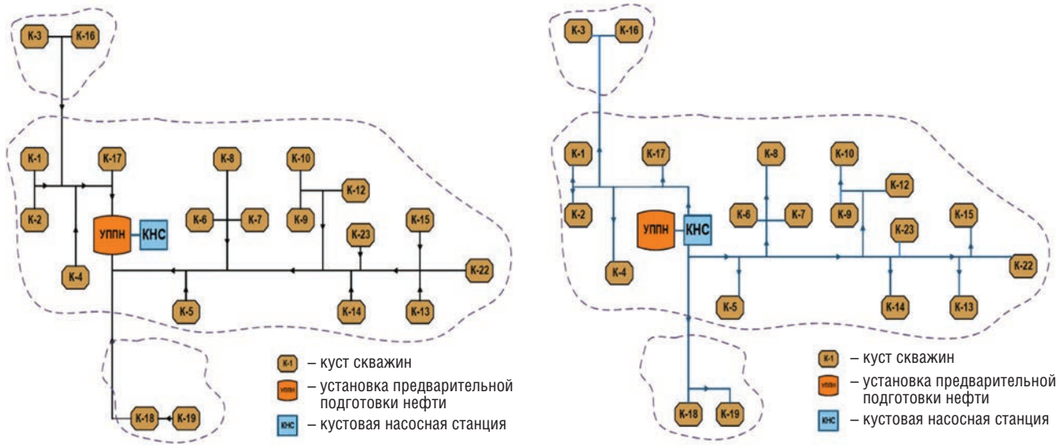
Ключевые слова: *промысловые трубопроводы, ресурсосбережение, повышение надёжности, подготовка нефти, сброс воды, нагнетательная скважина.*

Гусев Вячеслав Владимирович,
старший преподаватель кафедры «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета

Добыча нефти в Российской Федерации в 2019 году достигла рекордного объема – 560,26 млн т [1] (около 630,0 млн м³). Эта добыча была на 90 % обеспечена эксплуатацией месторождений, находящихся в разработке более 25 лет (Ромашкинское, Арланское, Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Мегионское, Покачевское и др.), при этом средняя обводненность всей добываемой продукции составляет не менее 90 %.

Таким образом, добывая 630,0 млн м³ нефти, нефтяные компании (НК) извлекли из недр не менее 3 млрд 800 млн м³ пластовой воды, которую после отделения от нефти и очистки закачали обратно в пласт. Транспортировка скважинной продукции до установок по подготовке нефти (УПН) и установок предварительного сброса воды (УПСВ), а затем повторная транспортировка отделенной воды обратно к нагнетательным

РИС. 1. Эталонное месторождение



а) технологическая схема сбора нефти и газа

б) технологическая схема ППД

скважинам достигает в среднем 5 км/м³ закачиваемой воды.

По результатам энергоаудита, проведенного в нефтяной отрасли РФ в 2014–2017 годах, удельное энергопотребление всех процессов добычи нефти составляет 32–34 кВт на 1 м³ добываемой жидкости. Следовательно, на добычу, подготовку и очистку нефти в 2019 году было потрачено около (630,0 + 3800) · 33 = 146 млрд кВт, что составляет 13,3 % из 1096,43 млрд кВт произведенной в РФ электроэнергии [2].

Такие сверхвысокие энергозатраты на добычу нефти в РФ связаны с высокой обводненностью добываемой продукции и огромными объемами закачиваемой воды обратно в нефтяные пласты, как для ППД, так и с целью ее утилизации (захоронении), а также с несовершенством технологических процессов по добыче нефти.

Проектирование и обустройство основной части нефтяных месторождений РФ выполнено также более 20 лет назад и рассчитывалось на существующий в то время уровень добычи нефти. Расположение оборудования из-за опережающего ввода месторождений в эксплуатацию проектировалось по недостаточно полной геологической изученности района работ и, как правило, закладывалось в центральных зонах месторождений, а «безводный», начальный период разработки сглаживал все недостатки технологических схем обустройства месторождений.

В процессе разработки и последующей «доразведки» площадь месторождений увеличивалась в 2–3 раза. Требуемый уровень добычи нефти обеспечивался форсированным отбором жидкости, а объем попутной пластовой воды увеличился с 1995 г. в 4 раза и в 2019 г. составил 3,8 млрд м³, что сопровождалось естественным ростом обводненности добываемой продукции, которая достигла 86–92 %.

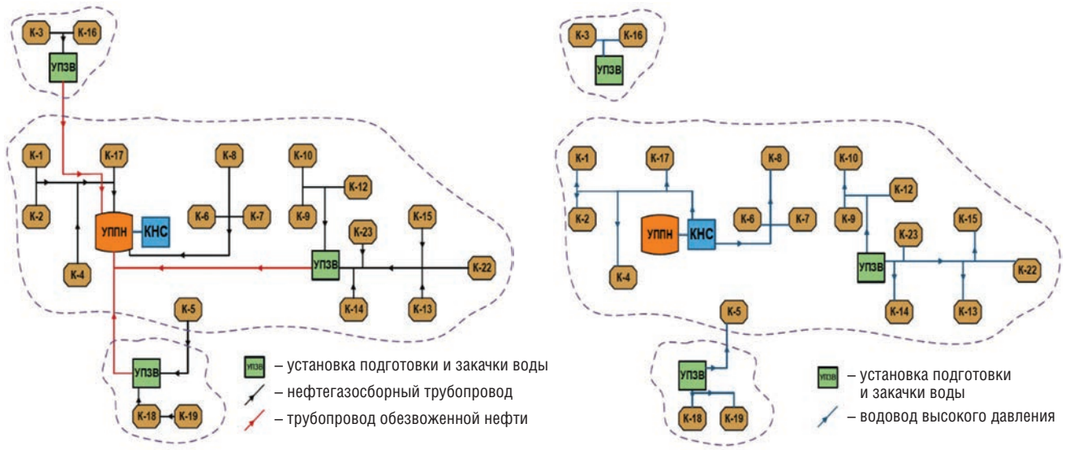
С ростом обводненности скважинной продукции происходило увеличение зоны агрессивной коррозии в системах ПТП, соответственно происходило увеличение операционных затрат и энергопотребления. Только за последние 7 лет себестоимость добычи нефти в РФ увеличилась в два раза – с 7491,9 руб./т до 14 942,94 руб./т [3].

Сверхнормативные нагрузки получили все ПТП, так как за последние 10 лет добыча воды увеличилась в два раза и внутриромысловая перекачка такого объема жидкости возможна только за счет увеличения давления в трубопроводах. Форсированный отбор жидкости также ведет к росту нагрузки на оборудование существующих УПСВ и УПН.

Сверхнормативный срок службы ПТП сформировал условия повышенной аварийности их эксплуатации в основном из-за внутренней и внешней коррозии металла.

Так, при общей протяженности всех видов ПТП около 220 тыс. км, количество нарушений герметичности ПТП только в 2018 году составило около 30 тыс., то есть в среднем по одному нарушению герметичности ПТП на 7,1 км в год. 8126 нарушений герметичности с разливом нефти с загрязнением окружающей среды в объеме не менее 1,0 млн т. Социально-экономический ущерб оценивается в объеме около 500 млрд рублей. По оценке Минприроды РФ, замена ПТП должен быть 7–12 % в год (около 20 тыс. км), от общей длины ПТП,

РИС. 2. Эталонное месторождение после модернизации



а) технологическая схема сбора нефти и газа

б) технологическая схема ППД

а по факту происходит замена 1–2% (около 3,0 тыс. км), что создает крайне неблагоприятные социально-экологические условия в районах добычи нефти.

Целью проекта является модернизация как промысловых трубопроводов (трубопроводов ППД, нефтесборных трубопроводов и трубопроводов обезвоженной нефти), так и оптимизации самих систем по подготовке нефти, подготовке воды и закачки воды в пласты системой ППД. На примере модернизации промысловых трубопроводов Эталонного месторождения представлена ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачки воды в пласты системой ППД.

Эталонное месторождение по запасам нефти и газа характеризуется как среднее с текущим КИН = 0,51, по степени обводненности – высокообводненное – 93 %, с объемами добычи жидкости 10 000 м³/сутки, нефти – 580 т/сутки и закачки воды – 10 500 м³/сут. На месторождении пробурено 192 скважины (114 добывающих скважин и 66 нагнетательных скважин).

Промысловая трубопроводная система состоит из 24 800 м нефтесборных труб и 24 800 м высоконапорных труб системы ППД, со средним возрастом эксплуатации 26 лет. Количество нарушений герметичности составляет 9,2 в год, т.е. 0,19 нарушений/км в год.

Скважинная продукция в объеме 10 000 м³/сутки (95% воды + 5,0% нефти) собирается с 19 кустовых площадок и транспортируется на установку первичной подготовки нефти (УППН), где нефть и вода разделяются, очищаются и подготавливаются для дальнейшего использования. Затем вода подается на кустовую насосную станцию (КНС), которая под давлением 15,0 МПа транспортируется по напорным трубопроводам до нагнетательных скважин и далее закачивается в разрабатываемые пласты в объеме 10 500 м³/сутки.

Таким образом, среднее расстояние перекачки 1 м³ пластовой воды составляет 4,92 км, а энергопотребление только на ее перекачку оценивается в 6 кВт/м³.

6,0 кВт/м³ · 10000 м³ · 365 суток = 21,9 млн кВт/год, или 75 млн руб.

Новизна предлагаемого решения состоит в сбросе попутно добываемой воды непосредственно на кустах скважин или на небольшом расстоянии от них с помощью блочных установок подготовки и закачки воды (УПЗВ). Данное решение позволит существенно снизить объемы перекачиваемой жидкости, нагрузку на основные площадочные объекты подготовки нефти и количество вертикальных резервуаров.

Также резко снижаются затраты электроэнергии на транспорт воды от установок подготовки нефти до насосов системы ППД. Кроме того, благодаря снижению объема перекачиваемой жидкости за счет сброса попутной воды вблизи скважин появляется возможность замены существующих труб на металлополимерные трубы меньшего диаметра, что существенно снизит металлоемкость ПТП и затраты на их ремонт.

Кроме того, для металлополимерных труб отпадает необходимость устройства электрохимзащиты, что также снижает затраты как на проведение предлагаемой реконструкции, так и на последующую эксплуатацию. ●

Литература

1. *Министерство энергетики Российской Федерации // Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2019 – 31.12.2019 [Электронный ресурс] // URL: https://minenergo.gov.ru/activity/statistic (дата обращения: 10.02.2020).*
2. *Министерство энергетики Российской Федерации // Сведения об объеме выработки электроэнергии по России [Электронный ресурс] // URL: https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-vyrabotkaenergy (дата обращения: 10.02.2020).*
3. *Федеральная служба государственной статистики // Технологическое развитие отраслей экономики. Показатели энергоэффективности. Себестоимость добычи нефти // URL: https://gks.ru/folder/11189 (дата обращения: 08.02.2020).*

KEYWORDS: *field pipelines (FPL), resource saving, reliability improvement, oil treatment, water dumping, recharge well.*

ССК 20 лет

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | ВОСТОК

От имени сотрудников «Газпромнефть-Востока» поздравляю Сибирскую Сервисную Компанию с юбилеем!

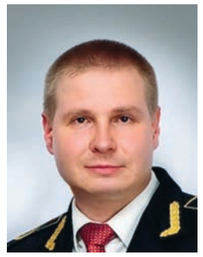
Мы много лет сотрудничаем с Томским филиалом АО «ССК». Компания стабильно выполняет взятые на себя обязательства, реализует сложные проекты, находит пути для решения непростых задач. Сотрудников наших предприятий объединяет не только работа на месторождениях, но и корпоративные мероприятия социальной направленности. Это показатель эффективного взаимодействия и настоящих партнерских отношений.

Желаю команде АО «ССК» интересных проектов и счастья в каждом новом дне!

Генеральный директор
ООО «Газпромнефть-Восток»
К.С. Карабаджак

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ РАБОТЫ В АРКТИКЕ

УДК 621.791 + 338.36



Голунов Никита Николаевич,
проректор по дополнительному профессиональному образованию ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», к.т.н.

Субботин Роман Александрович,
помощник проректора по дополнительному профессиональному образованию ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

РАЗВЕРТЫВАЮЩАЯСЯ НА НАШИХ ГЛАЗАХ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ПОЛУЧИЛА НАЗВАНИЕ «ЧЕТВЕРТОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕВОЛЮЦИИ», КОТОРАЯ БЫСТРО ИЗМЕНЯЕТ ПРИВЫЧНЫЙ ЛАНДШАФТ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА ВО ВСЕХ СФЕРАХ. НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ САМЫХ ПРОМЫШЛЕННО-, РЕСУРСНО- И ИННОВАЦИОННОЕМКИХ, ТРЕБУЮЩИХ ОГРОМНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ФИНАНСОВЫХ СРЕДСТВ, ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И РАЗЛИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ. ВАЖНЫМ РЕСУРСНЫМ АСПЕКТОМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЯВЛЯЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТАЛЛОВ, ПРИ РАБОТЕ С КОТОРЫМИ КЛЮЧЕВОЙ ЗАДАЧЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ НАДЕЖНЫХ КОНСТРУКЦИЙ, ПОДДЕРЖАНИЕ ИХ РАБОТОСПОСОБНОСТИ НА ДЛИТЕЛЬНОМ ВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ, ПРОДЛЕНИЕ СРОКА БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СВАРКИ И МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОНСТРУКЦИЙ

THE TRANSFORMATION OF INDUSTRIAL PRODUCTION UNFOLDING BEFORE OUR EYES WAS CALLED THE “FOURTH INDUSTRIAL REVOLUTION”, WHICH IS RAPIDLY CHANGING THE FAMILIAR LANDSCAPE OF INDUSTRY, ECONOMY, AND LABOR ORGANIZATION IN ALL AREAS. THE OIL AND GAS COMPLEX IS ONE OF THE MOST INDUSTRIAL, RESOURCE AND INNOVATION-INTENSIVE, REQUIRING HUGE INVESTMENTS OF FINANCIAL RESOURCES, HUMAN POTENTIAL AND VARIOUS MATERIALS. AN IMPORTANT RESOURCE ASPECT OF THE OIL AND GAS COMPLEX IS THE USE OF VARIOUS METALS. FOR WORK WITH METALS, THE KEY TASK IS TO CREATE RELIABLE STRUCTURES, MAINTAIN THEIR OPERABILITY FOR A LONG TIME PERIOD, AND EXTEND THE TROUBLE-FREE OPERATION PERIOD. THIS PAPER CONSIDERS NEW PROMISING AREAS OF WELDING AND MONITORING OF TECHNOLOGICAL STRUCTURES

Ключевые слова: *сварка, мониторинг технологических конструкций, Арктический регион, механическая обработка, импортозамещение.*

До конца 19 века все способы получения неразъемных соединений металлов сводились к кузнечному и литейному видам производства. Данные производства были весьма ограничены технологически, соединения, полученные таким образом не обладали требуемыми конструкционными свойствами. Сварные соединения, как правило, заменялись болтовыми или заклепочными.

Открытие электричества произвело революцию во многих отраслях промышленности. В 1802 году российский ученый Василий Владимирович Петров смог получить электрическую дугу между двумя угольными электродами и предложил использовать полученную технологию для мгновенного расплавления металлов с последующим их соединением. Это и было истоком той сварочной технологии, которая существует сегодня. Однако в то время к такой идее отнеслись скептически, и она была забыта до конца столетия.

Лишь спустя 80 лет русский инженер Николай Николаевич Бенардос актуализировал разработки Петрова и всерьез взялся за развитие способа электрической дуговой сварки, ставшего прародителем современной сварочной технологии. В 1882 году он получил первое сварное соединение с помощью электрической дуги.

В 1888 году другой выдающийся русский инженер, Николай Гаврилович Славянов, модернизировал способ сварки Бенардоса, взяв вместо угольного плавящийся металлический электрод. Также Славянов первым начал применять флюс для защиты сварочной ванны и улучшения характеристик сварочного шва. В таком виде принципиально сварочное производство электрической дуговой сваркой не изменилось до сих пор.

Модернизировалась сварка главным образом в применении других, более качественных сварочных материалов, в теоретических расчетах сварочных режимов, изменении оснастки и конструкций сварочных агрегатов. Нельзя не отметить достижения советского академика Евгения Оскаровича Патона, который сначала создал лабораторию, а затем первый в мире институт электросварки, из стен которого вышли новые способы сварки – порошковыми материалами, плазменная, контактная, электрошлаковая, сварка под водой, в космосе и многие другие.

По поводу подводной сварки стоит сказать, что это тоже целиком разработка советских ученых. По итогам разработок академика Константин Константиновича Хренова (в частности, метод «мокрой сварки», специальные электроды для сварки под водой) в 1936 году метод подводной сварки был успешно применен на практике в первый раз в мировой истории.

Вместе с этим появлялись новые виды сварки – газовая, плазменная, лазерная, электрошлаковая, контактная, электронно-лучевая, диффузионная, высокочастотная и другие. В целом отечественная наука внесла значительный вклад в теорию и практику сварки, что подробно изложено в работах [3, 4, 5].

Очередную промышленную революцию, последствия которой не могли не отразиться на сварочном производстве, произвело изобретение микропроцессоров и развитие электроники. Благодаря новым технологиям удалось значительно расширить возможности сварочного производства. Подверглись модернизации процессы самого возбуждения и поддержания горения дуги, увеличился спектр и точность регулировки сварочных режимов. Также благодаря развитию автоматизации появились сварочные комплексы и сварочные автоматизированные линии, оснащенные роботизированными сварочными установками.

Среди специалистов в области материаловедения, особенно в тяжелых отраслях промышленности, есть четкое понимание, что в обозримом будущем металлы по-прежнему будут играть значительную роль для производства машин, оборудования, конструкционных материалов. В то же время технологии Четвертой промышленной революции, такие как композитные материалы, наноматериалы, 3D-печать, а также их различные сочетания (в том числе при снижении себестоимости), будут представлять определенный вызов для специалистов уже в ближайшее время.

С учетом специфики нефтегазовых проектов, а также намеченного тренда на развитие проектов в Арктическом регионе и Восточной Сибири, важным «заказчиком» развития требований к оборудованию и материалам являются суровые климатические условия. Для сохранения своей конструкционной надежности материалы должны быть хладостойкого исполнения, обладающими коррозионной устойчивостью и способностью сопротивляться циклическим нагрузкам при отрицательных температурах и многократных переходах через температурный «ноль» [6].

Помимо материалов, особые требования предъявляются к сварным соединениям и сварочным работам. При сварке в условиях отрицательных температур, характерных для Крайнего Севера, изменяются условия горения сварочной дуги, увеличивается скорость остывания сварочной ванны, в ней значительно замедляются диффузионные процессы.

Отрицательные температуры также негативно влияют на прочность сварного соединения. Увеличение скорости остывания зоны термического влияния приводит к образованию закалочных структур и повышению критической температуры хрупкости материала в этой зоне.

В целом для развития инновационных технологий сварочного производства необходима комплексная взвешенная политика, которая была бы направлена на решение следующих задач:

- разработка и применение нового поколения сварочных технологий;
- разработка и внедрение новых методов диагностики сварных соединений;
- разработка и применение новых источников питания;
- разработка и внедрение средств цифровизации и роботизации в области сварки.

Авторы отмечают следующие, на их взгляд, особо заметные направления развития в рассматриваемой области с учетом происходящих изменений, вызванных Четвертой промышленной революцией.

Одним из конструкционных материалов могут являться аустенитно-ферритные (дуплексные) стали. В результате того, что структура такой стали состоит из двух фаз, они обладают высокой прочностью и коррозионной стойкостью. На данный момент основной объем таких сталей импортируются, однако потребность в таких материалах может быть повышена при освоении подводных месторождений нефти и газа.

Дуплексные стали характеризуются высоким сопротивлением разрушению и теряют способность сопротивляться разрушению при более низких температурах, нежели стали с однофазной структурой.

Обладают хорошей свариваемостью и способностью к механической обработке.

При этом стоимость таких сталей ниже, чем, например, у легированных сталей аустенитного класса, ввиду высокой стоимости самих легирующих элементов. При этом дуплексные стали нечувствительны к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Все большее внимание завоевывают другие конструкционные материалы – полимеры, композиты. Обладая рядом преимуществ (так, некоторые типы композитов – волокнистые, слоистые, упрочненные – могут заменить сварочные технологии), новые композитные материалы на основе полимеров или в сочетании с металлами или биметаллами потенциально могут обладать куда более существенными прочностными и качественными характеристиками. При этом также будет происходить расширение производства высокопрочных и легированных сталей, соответствующих требованиям по улучшению свариваемости и прочностным механическим свойствам.

В качестве инновационных материалов рассматриваются различные би- и триметаллы, наноструктурированные стали и сплавы, сочетание (построение композиций) металлов и неметаллов. Зачастую такие композиции, оснащенные современными средствами автоматизации и интегрированные с цифровыми моделями на жизненном цикле всей конструкции, называют «интеллектуальными вставками» или «интеллектуальными материалами». Данное направление обладает существенным потенциалом развития, особенно в области синтезирования указанных выше материалов для получения образцов с заданными свойствами, превышающих аналогичные материалы, изготовленные традиционными способами. Так, принято считать, что, несмотря на пока относительно высокую стоимость, замена традиционных сталей или алюминиевых сплавов на инновационные композитные может дать увеличение предела прочности на 50–100% при сокращении массы конструкции до 50 %.

Ключевым фактором являются композитные материалы и 3D-печать, что в сравнении с традиционно используемыми конструкционными материалами, требует аккумулирования и систематизации накопленных знаний для успешного внедрения композитов на рынок современных конструкционных материалов. На данный момент остро стоят вопросы получения качественных неразъемных соединений из данных типов материалов. Успешное решение данных вопросов может привести к новому качественному скачку производства конструкций. Основные требования потребителей к свойствам конструкционных материалов можно свести к следующим:

- повышение удельных механических свойств (прочность, упругость и другие показатели в расчете на единицу массы или удельного веса), что должно обеспечивать снижение массы изделий, т.е. себестоимости (CAPEX) и затрат на их эксплуатацию (OPEX);
- повышение сопротивляемости материала воздействию рабочей среды (температуры, агрессивности среды, радиационному излучению и т.п.);
- повышение ресурса службы материала и его надежности в эксплуатации.

Особые требования должны предъявляться к сварочным источникам питания. Все регуляторы источников питания должны сохранять свою чувствительность и функциональность при отрицательных температурах. Полимерные материалы, из которых изготовлены питающие кабели, должны оставаться гибкими и эластичными. Силовые блоки и индикаторы должны функционировать без перебоев на протяжении всего времени работы.

Сварочные материалы в условиях холода должны обеспечивать низкое насыщение металла шва водородом, т.к. его появление, в результате быстрого остывания ванны и замедленной диффузии, приводит к повышению хрупкости зоны термического влияния и образованию холодных трещин.

Параллельно с этим важной отраслью технологической цепочки производства стальных конструкций, в том числе и в нефтегазовой отрасли, является процесс диагностики сварных соединений. Работы, направленные на совершенствование привычных технологий контроля, позволят ускорить процесс диагностики и увеличить скорость производства сварных конструкций. Дополнительно улучшение технологии ультразвукового и других видов контроля, особенно с существенно большей частотой сигналов, возможностью определения дефектов в многокоординатных плоскостях и в автоматическим режиме, с применением «искусственного интеллекта» позволит не просто находить все более сложные дефекты, а существенным образом повысить работоспособность и надежность оборудования.

Заключение

Как показывает история отечественных изобретений в области сварочного производства, успех в данной области возможен только при сочетании нескольких, зачастую разнонаправленных факторов. При этом в нынешних условиях парадигмы «импортоопережения» необходимо действительно проводить государственную политику через увеличение доли НИР и НИОКР, проводить исследования конкурентной продукции методом «обратного реинжиниринга», лоббировать и продвигать отечественные образцы продукции в регионах присутствия российских компаний на зарубежных рынках, актуализировать и разрабатывать профессиональные стандарты для образовательных организаций с целью подготовки кадров.

Литература

1. *Шваб К. Четвертая промышленная революция: перевод с английского. – Москва: Издательство «Э». 2017.*
2. *Мартынов В.Г., Голунов Н.Н., Макарова Е.Д. Четвертая промышленная революция и ее вызовы для отраслевого рынка труда нефтегазового комплекса. Кадры в ТЭК будущего или будущее для кадров ТЭК. Энергетическая политика. – 2017. – № 5. – С. 3–12.*
3. *Скоренко Т.Ю. Изобретено в России: История русской изобретательской мысли от Петра I до Николая II / «Альпина Диджитал», 2017.*
4. *Скоренко Т.Ю. Изобретено в СССР / «Альпина Диджитал», 2017.*
5. *История сварочной техники и технологий. Учебное пособие. Автор-составитель К.И. Томас. Юргинский технологический институт. – Томск. Издательство Томского университета, 2014.*
6. *Голунов Н.Н. Трансформация энергетического пространства и модели логистики углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Нефть, газ, бизнес. – 2017. – № 11. – С. 44–47.*

KEYWORDS: *welding, monitoring of technological structures, Arctic region, machining, import substitution.*

ССК 20 лет

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

НОВАТЭК

Наша компания с Сибирской Сервисной Компанией работает относительно недавно - чуть более года. За этот период силами Ямальского филиала качественно и в срок построены две эксплуатационные скважины с горизонтальным окончанием ствола на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении. Завершено бурение уже и третьей скважины, которая в настоящее время на этапе освоения.

По итогам работы могу сказать, что «НОВАТЭК-Пур» удовлетворен сотрудничеством с ССК. На всех этапах производства буровики Ямальского филиала продемонстрировали высокий профессионализм, мастерство, грамотную организацию технологических процессов.

Уверен, что наше сотрудничество впредь будет только расширяться и крепнуть. Успешное начало - залог успешного продолжения.

От всей души поздравляю АО «Сибирская Сервисная Компания» с 20-летием!

Желаю юбиляру дальнейшего процветания, реализации намеченных планов и смелых проектов!

Коллективу предприятия - крепкого здоровья, счастья, благополучия!

Заместитель генерального директора - главный геолог ООО «НОВАТЭК-Пур»

Беник Викторович Хачатурян

Neftegaz.RU
номер 2/2020 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 622.06

СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ – история побед

Людмила Фризицкая,
АО «Сибирская Сервисная Компания»

Елена Давыдова,
журналист

1 ФЕВРАЛЯ 2020 ГОДА АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» ОТМЕТИЛО КРУГЛУЮ ДАТУ – 20 ЛЕТ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ. ПРЕДПРИЯТИЕ, ОБРАЗОВАВШЕЕСЯ НА СТЫКЕ ДВУХ ТЫСЯЧЕЛЕТИЙ, ПРОШЛО ЗА ЭТО ВРЕМЯ БОЛЬШОЙ И НЕПРОСТОЙ ПУТЬ И ЗАРЕКОМЕНДОВАЛО СЕБЯ КАК ПРОФЕССИОНАЛ НА РЫНКЕ НЕФТЕСЕРВИСА. ЗАКАЗЧИКИ ЗНАЮТ: СПЕЦИАЛИСТЫ ССК СПОСОБНЫ КАЧЕСТВЕННО РЕШИТЬ САМЫЕ СЛОЖНЫЕ ВОПРОСЫ – НАЧИНАЯ ОТ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ЗАКАНЧИВАЯ БУРЕНИЕМ ТАМ, ГДЕ ЕЩЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ НАЗАД ЭТО КАЗАЛОСЬ НЕВОЗМОЖНЫМ

ON FEBRUARY 01, 2020, SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC CELEBRATED GOOD ROUND FIGURE – 20 YEARS FROM THE DATE OF INCORPORATION. THE ENTERPRISE INCORPORATED AT THE BORDERLINE OF TWO MILLENNIA HAS PASSED A HUGE AND CHALLENGING WAY AND HAS PROVED TO BE A PROFESSIONAL AT THE PETROLEUM SERVICES MARKET. THE CLIENTS KNOW THAT SSC SPECIALISTS ARE CAPABLE OF SOLVING QUALITATIVELY THE MOST COMPLEX ISSUES RANGING FROM WELL-WORKOVER OPERATION TO DRILLING AT PLACES WHERE A FEW YEARS AGO IT SEEMED TO BE IMPOSSIBLE TO DO SO

Ключевые слова: *бурение, юбилей, образование компании, нефтесервис, Сибирская Сервисная Компания.*

Рождение бренда

АО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК) появилось в непростое время – как для рынка нефтесервисных услуг, так и для России в целом. «В те годы существовало множество мелких разрозненных предприятий, кооперативов, обществ с ограниченной ответственностью. Они оказывали отдельную услугу, не видя конечный результат и не отвечая за него. Это был сложный период, когда предприятия не имели достаточного объема работ, не могли своевременно выплачивать заработную плату своим сотрудникам, – вспоминает заместитель директора по экономике и финансам Красноярского филиала АО «ССК» Галина Мельник. – И именно в это трудное время появилась идея создать многопрофильное сервисное предприятие, которое объединило бы весь цикл работ по строительству скважин: от вышкостроения до сложного технологического процесса бурения, освоения скважин и капитального ремонта».

В рабочую группу по созданию нового предприятия вошли представители ОАО «Юганскнефтегаз»: директор Усть-Балыкского нефтепромысла Геннадий Почуев, начальник управления капитального строительства скважин Анатолий Бортов и Галина Мельник, в те годы работавшая начальником планово-экономического управления. Делать все приходилось с нуля – начиная от названия будущей компании и устава предприятия. Бренд «Сибирская Сервисная Компания» появился не случайно: он связан с территорией присутствия – Сибирским регионом и тем, что предприятие оказывает большое количество сервисных услуг.

С набором сотрудников проблем не возникло: работники понимали, что в сложное время небольшим предприятиям тяжело оставаться «на плаву», а шансы у многопрофильных компаний были на порядок выше. Большинство коллективов массово перешли в состав ССК, усомнились единицы. 1 февраля 2000 года начал работу Нефтеюганский филиал ССК, потом появились Стрежевской и Отрадненский. История подразделения в Красноярке началась в сентябре 2002 года, когда было создано ООО ГРК «Эвенкия». В 2006 году оно было преобразовано в Красноярский филиал.

Ямальским филиалом ССК досрочно завершено строительство трех скважин на Восточно-Таркосалинском НГКМ (коммерческая скорость увеличена на 20 %, сроки строительства сокращены более чем на 9 суток). На том же месторождении с опережением на 14 суток бригада Ямальского филиала пробурила высокотехнологичную скважину повышенной сложности. Протяженность по стволу 4710 м, с отходом от вертикали 2281 м и длиной горизонтального участка 1013 м. Работники Ямальского филиала получили награды от «Мессояханефтегаза» за участие в работе по совершенствованию культуры безопасности

ФАКТЫ

На НГКМ

Восточно-Таркосалинское досрочно завершено строительство трех скважин, а также пробурена высокотехнологичная скважина повышенной сложности

«Главное в бурении – это люди»

Константин Густов возглавил Красноярский филиал АО «ССК» в 2016 году. К тому времени у него был большой опыт работы в нефтяной отрасли. Он прошел путь от технолога до директора филиала «ССК-Технологии». «В бурение я влюбился, как только пришел в профессию, – признался Константин Густов. – Несмотря на все особенности работы буровика: тяжелый физический труд, хроническую усталость и суровые сибирские морозы».

«ССК-Технологии» признаны «Лучшей командой эксплуатационного бурения» по итогам второго полугодия 2018 года в конкурсе компании «Газпромнефть-Хантос». Сервисом наклонно-направленного бурения филиала «ССК-Технологии» в интервале 0–2600 м в акватории Обской губы пробурена первая морская скважина Р-65 Геофизического НГКМ с платформы СПБУ «АМАЗОН»

Любовь к профессии, её глубокое понимание, уважение к тому, что сделали его предшественники, позволили Константину Юрьевичу стать настоящим лидером уверенно руководящим Красноярским филиалом, который входит в число компаний-лидеров, оказывающих услуги нефтегазодобывающим предприятиям на территории Восточной Сибири.

Компания всегда отличалась продуманным и взвешенным подходом: ССК берется за реализацию самых сложных проектов и с успехом их выполняет. Ставится задача, и ССК идет к цели – реализовать все требования заказчика, соблюдая все правила и нормы в области охраны труда и промышленной безопасности в нефтегазовом секторе. Практически каждый день буровики встречаются с трудноразрешимыми, казалось бы, задачами. Буквально каждую скважину сопровождают такие проблемы, как поглощение бурового раствора до полной потери циркуляции, газоводопроявление с аномально высоким пластовым давлением, сужение стенок скважины, кавернообразование и многое другое. Но бурение в Восточной Сибири для ССК уже не является невыполнимым. Серьезный опыт, знание специфики региона и грамотное применение новых технологий стабильно дают положительные результаты.

Год от года разработка месторождений становится все сложнее, растут и требования заказчиков: они всегда заинтересованы в том, чтобы добывать больше нефти и газа, бурить скважины более протяженные. «Если раньше мы бурили горизонты по 300–500 метров, то сейчас тысячей метров горизонтального участка уже никого не удивишь. Но наш персонал, наша компания способна решить любую поставленную задачу. Именно поэтому к нам и обращаются наши заказчики», – считает Константин Юрьевич. Он уверен: «Самые главные в бурении – это люди, которые работают на месторождении – буровые бригады вместе со своими руководителями, супервайзерами, мастерами».

Время вызовов

За 20 лет ССК состоялась как мощнейшее российское предприятие нефтегазового сервиса и имеет собственный авторитет на рынке. Имя предприятия – это символ качества и надежности. «За два десятилетия проделан огромный путь, компания постоянно идет вперед, развивается. Она активно продвинулась на север, на восток, – рассказала Галина Мельник. – Об этом свидетельствуют солидные объемы работ, с которыми ежегодно справляются Нефтеюганский, Ямальский, Томский, Красноярский филиалы, УЦС и ССК-Т, а также филиал «Ремонт скважин».

Томский филиал ССК признан лучшим коллективом по итогам конкурса среди буровых команд в 2014 и 2015 гг., строивших геологоразведочные скважины для компании «Газпромнефть-Развитие». В 2018 году сотрудники Томского филиала ССК стали призерами конкурса «Эко-лидер» компании «Мессояханефтегаз». В этом же году «Газпромнефть-Восток» присудила Томскому филиалу звание «Лучшей команды эксплуатационного бурения 2018 года». В 2019 году буровые бригады Томского филиала достигли рекордных показателей при строительстве скважин на проектах «Газпромнефть-Востока». Новый рекорд по бурению горизонтальной скважины № 1904 на кусте № 6 Арчинского месторождения. Строительство данной скважины осуществлено сотрудниками Томского филиала с рекордным показателем: на 16 % быстрее по сравнению с лучшим из ранее достигнутых результатов

Идет освоение новых месторождений в Иркутской области, Красноярском крае, Республике Саха (Якутия). В нынешнем году, как и прежде, Красноярскому филиалу вновь нужно решать сложнейшие задачи. Помимо продолжения работ на Аянском, Ичёдинском и Верхненепском месторождениях предстоит провести буровые работы с комплексом геофизических и гидрогеологических исследований в Якутии для компании «АЛРОСА». Объектом исследований станет кимберлитовая трубка «Удачная». Горно-геологические условия отработки этого месторождения по сложности не имеют аналогов в мировой горной практике.

ФАКТЫ

На 16 %

быстрее, по сравнению с лучшим из ранее достигнутых результатов, построена скважина № 1904 на кусту № 6 Арчинского месторождения. Таким образом, был установлен новый рекорд в бурении горизонтальных скважин

Красноярский филиал победил в тендере на выполнение буровых работ по разведочному бурению на алмазы с комплексом геофизических и гидрогеологических исследований на объектах «Среднекембрийский» и «Нижнекембрийский юго-восточный» АО «Алроса». Благодаря заслугам геологов Красноярского филиала ССК в 2013 году была поднята на поверхность большая нефть Ичёдинского месторождения, а в 2015 году первая нефть с Ичёды отправилась в нефтепровод ВСТО

Следующий вызов – бурение поисковой скважины № 1 Мундукшинского лицензионного участка в Кежемском районе Красноярского края, где ранее бурение глубоких скважин не проводилось. Проект весьма важен с точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности. Для Красноярского филиала – это очередной этап развития. «ССК идет впереди многих отечественных сервисных компаний, – говорит Галина Мельник. – Естественно, что таких результатов мы смогли добиться благодаря профессиональному и дружному трудовому коллективу, благодаря нашим заказчикам. Они доверяют нам, и мы гордимся нашим сотрудничеством! Важную роль в активном становлении нашего предприятия сыграла конкуренция на рынке нефтесервиса: ССК постоянно развивается, стремится быть современной, в технологиях, оборудовании, компетенциях, словом, постоянно совершенствоваться, не стоять на месте».

В 2009 году был установлен рекорд бурения на скважине «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». Бурение скважины глубиной 2367 метров за 4,54 суток, включая цементирование колонны, проведенное специалистами филиала ССК – Управление цементированием скважин

«Нам действительно по силам любая задача, – уверен Константин Густов. – Мы оперативно включаемся, соответствуем меняющимся требованиям заказчика, всегда находим верные решения – в процессе ли бурения одной скважины или в многолетнем сотрудничестве. 20 лет – солидная дата для любого предприятия. Приятно, что наша компания известна, на нее равняются, считают первопроходцем. Что дальше? Только рост, расширение географии, диапазона оказываемых услуг. Будем продолжать работать! Безопасно, качественно и стабильно! На благо нашей страны. Вместе с нашими заказчиками». ●

Фото из архива АО «ССК»

KEYWORDS: *drilling, anniversary, company formation, oil service, Siberian Service Company.*

ОПТИМИЗАЦИЯ НОВОГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ

В РАБОТЕ РАССМОТРЕН ПОДХОД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТАДИЙ ОСВОЕНИЯ КРАЕВЫХ ЗОН НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПУТЕМ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИХ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ФОРМИРОВАНИЯ СТРАТЕГИИ ВВОДА УЧАСТКОВ В РАЗРАБОТКУ, ОРИЕНТИРОВАННОЙ НА ДОСТИЖЕНИЯ ВЫСОКИХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

THE PAPER CONSIDERS AN APPROACH THAT ALLOWS IMPROVING THE DESIGN QUALITY OF THE DEVELOPMENT STAGES OF BOUNDARY ZONES OF OIL DEPOSITS BY IDENTIFYING PROMISING AREAS FOR DRILLING WELLS BASED ON THEIR PROBABILISTIC GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELS, FORMING A SITE COMMISSIONING STRATEGY AIMED AT ACHIEVING HIGH TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS

УДК 622.276

Ключевые слова: *сценарии разработки, оптимальный вариант разработки, оптимизация бурения, неопределенность геологической модели, устойчивость к геологическим рискам.*

Сенцов Алексей Юрьевич,
начальник Центра проектирования разработки месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»

Полякова Наталья Сергеевна,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», инженер 1 категории

Грачев Сергей Иванович,
Тюменский Индустриальный Университет, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», профессор, доктор технических наук

В последнее время, несмотря на появление новых технологий, экономическая привлекательность бурения и эксплуатации новых скважин на разрабатываемых месторождениях становится отрицательной. При этом, разбуренность освоенных месторождений зачастую составляет 60–80 %. Как известно, [1] краевые части залежей нефти, характеризуются сложным, неоднозначным строением. В таких зонах не подтверждение первоначальной геологической основы может превышать 30 % [1]. Моделирование подобных сложных систем нефтедобычи предлагается Мирзаджанзаде А.Х., Хасановым Р.Н. и Бахтизиным Р.Н. как один из методов повышения степени разбуренности месторождения, и как следствие, увеличения общей экономически эффективной нефтеотдачи пласта [2].

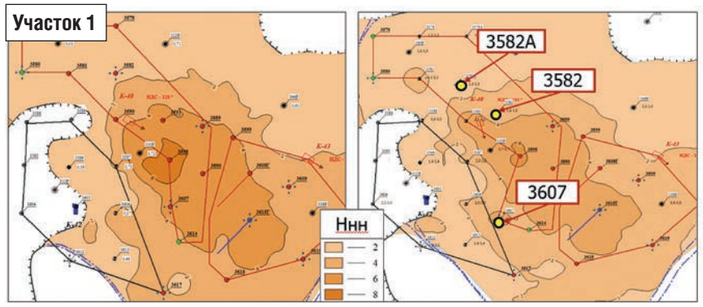
Для минимизации рисков и повышения прогнозной эффективности бурения применяются постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель, актуализация геолого-гидродинамической модели перед началом бурения, адаптивная система разработки В.Д. Лысенко [3]. В последнее время развиваются статистические методы «datamining», которые дают лишь вероятность успешности бурения скважины в рассматриваемом районе. Каждый подход имеет свои плюсы и при этом все подходы могут взаимно дополнять друг друга. Известно [4], что объекты нефтегазодобычи требуют использования целой иерархии моделей – от дифференциальных до интегральных, от детерминированных до адаптивных.

Рассмотрим примеры, объясняющие потери или увеличение добычи при ухудшении или улучшении первоначального представления о геологической модели (рисунки 1–2).

На участке 1 (ухудшение ГФХ) предполагалось формирование избирательной системы заводнения с расстоянием между скважинами 600 м (рисунок 1). По результату бурения скважин 3582, 3582А отмечается неподтверждение насыщения коллектора, сокращение нефтенасыщенных толщин (таблица 1).

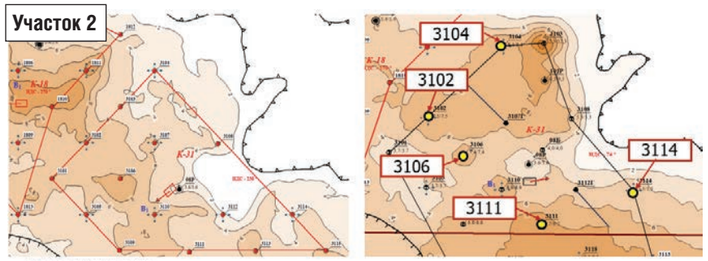
С целью уточнения геологического строения, дополнительно было пробурено несколько наклонно-направленных скважин, геолого-физические параметры которых также оказались ниже плановых. В связи с тем, что по участку отсутствовал сценарий развития, при ухудшении геологического строения залежи, бурение было остановлено.

РИС. 1. Пример изменения геологического строения в худшую сторону. Участок 1



● Проектные скважины
● Скважины, по результатам бурения которых изменилось геологическое представление залежи

РИС. 2. Пример изменения геологического строения в лучшую сторону. Участок 2



● Проектные скважины
● Скважины, по результатам бурения которых изменилось геологическое представление залежи

При прогнозной накопленной добыче нефти в 600 тыс. т (41 тыс. т./скв.), накопленная добыча нефти по результатам актуализации модели, ожидаемая накопленная добыча нефти составила 57 тыс. т (19 тыс./скв.). Предприятие понесло экономические потери, при этом вовлечение участка в разработку отнесено на более поздний срок после уточнения геологической модели и формирования нового варианта разработки участка.

Участок 2 (улучшение ГФХ) прогнозная добыча нефти до реализации бурения при формировании системы разработки с сеткой скважин 700×700 м (рисунок 2) составила 583 тыс. т (37 тыс. т/скв.).

По результату бурения первых скважин участка произошло значительное улучшение геологической основы. Дальнейшее бурение велось, в соответствии с проектом, и подтвердило развитие коллектора. В целом по участку получено улучшение ГФХ, по сравнению с первоначальной моделью. По результату актуализации модели, ожидаемая накопленная добыча нефти составила 742 тыс. т (56 тыс./скв.).

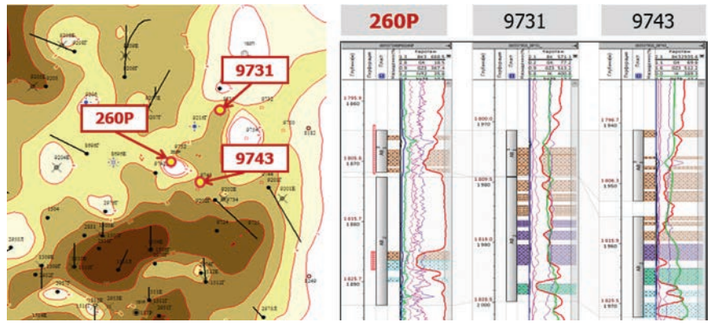
В тоже время, при своевременном, по результату первых скважин, изменении размещения проектного фонда скважин и уплотнения сетки скважин до 500×500 м, накопленная добыча нефти составила бы 1053 тыс. т (52 тыс. т/скв.). Последующие мероприятия по оптимизации системы разработки, в любом случае, обеспечат меньший отбор по участку. Таким образом, «потери» по участку могут составить до 300 тыс. т нефти.

Необходимость оптимизации проектного фонда скважин перед началом бурения обусловлена тем, что в проектно-технологических

ТАБЛИЦА 1. ГФХ рассматриваемых участков до и после разбуривания

Параметр	Участок 1		Участок 2	
	План	Факт	План	Факт
Нефтенасыщенная толщина, м	6,3	4,1	3,8	6,7
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,506	0,480	0,495	0,512
Пористость, д. ед.	0,17	0,17	0,17	0,17
Проницаемость, ·10-3 мкм2	18	12	16	22
Запасы на проектную скважину, тыс. т	31	24	37	56

РИС. 3. Пример различия геологического строения соседних скважин



документах на разработку нефтяных месторождений фонд размещается, с использованием только детерминированных моделей. Риск неподтверждения проектных показателей добычи нефти оценивается укрупненно, при выполнении анализа чувствительности проекта, при этом риск бурения отдельной кустовой площадки не учитывается. По факту, нефтяные компании рассматривают эффективность бурения новых скважин по кустовым площадкам и все риски, связанные с неподтверждением геологической модели, учитывают в плановом дебите новой скважины, что зачастую делает бурение заведомо неэффективным.

Необходимость применять альтернативные модели, при планировании бурения конкретных кустовых площадок, обусловлена более сложной геологией [5–6], чем представляемой в начальных (стартовых) геологических моделях, где межскважинное пространство прогнозируется, с использованием интерполяционных методов. По факту, нефтяные пласты характеризуются высокой природной неоднородностью. Так, по соседним скважинам, расположенным на расстоянии сетки скважин, геолого-физические характеристики (литология, насыщенность, проницаемость) имеют значительные изменения и, как следствие, коэффициент продуктивности может варьироваться в широких пределах. При этом усредненные ГФХ по крупным участкам одной залежи, вскрытым большим числом скважин, отличаются гораздо меньше, чем между соседними скважинами [2] (рисунок 3).

Карты параметров (карты нефтенасыщенных толщин, проницаемости), на которых размещается проектный фонд, имеют вероятностный, а не истинный характер [2]. Для максимально достоверного характера карт параметров, необходимо проводить большое количество геофизических и гидродинамических исследований, что в настоящее время не выполняется, ввиду больших затрат.

Подходя к планированию бурения на уже разбуренных участках разрабатываемого месторождения, можно выделить параметры, наиболее влияющие на геологическую модель. Например, положение структуры, положение водонефтяного контакта, нефтенасыщенность, наличие или отсутствие русловых отложений. Изменчивость выбранных характеристик можно использовать на участках нового бурения для построения различных вариантов геолого-гидродинамических моделей. Основываясь на таких исследованиях, был сформирован подход к формированию стратегии ввода в разработку отдельных участков залежей, устойчивой к геологическим рискам [7–8].

В вариативных моделях величина запасов и добыча углеводородов определяется не конкретным значением рассматриваемых параметров, а диапазоном их возможных значений. Соответственно, и величина запасов, и величина добычи могут изменяться. Вариативные модели основаны на учете неопределенностей входных параметров, путем «нормирования на факт», суть которого заключается в использовании на неразбуренных участках основных геологических характеристик, присущих разбуренным (особенностей поведения структурного плана, различных параметров, характеризующих геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства коллектора). При этом, для каждого объекта необходим индивидуальный подход, при выборе методики расчета неопределенностей. Диапазон изменения выбранных геологических характеристик на разбуренном участке транслируют на неразбуренные участки.

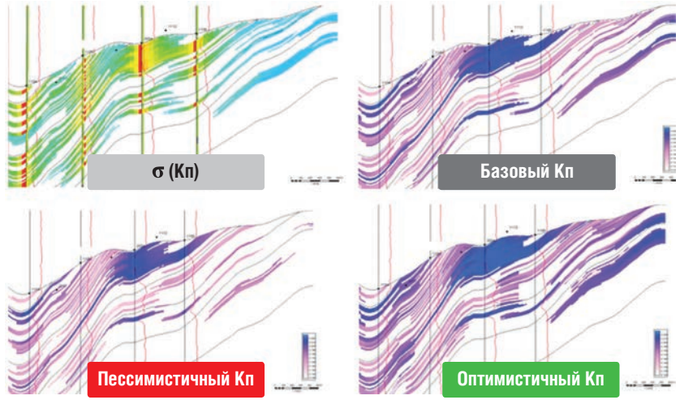
Формирование оптимальной, наиболее устойчивой к прогнозируемым рискам, стратегии ввода неразбуренных участков в разработку включает в себя создание вероятностных трех геолого-гидродинамических моделей (P10, P50, P90), формирование вариантов разработки, предполагающих применение различных систем разработки, конструкций скважин и методов повышения нефтеотдачи, направленных на максимальное нефтеизвлечение с учетом возможного (прогнозного) изменения геологического строения. При этом при возможном концептуальном изменении геологического строения вариант должен предусматривать переход к оптимальной системе.

Выбор наиболее оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму:

- расчет показателей по вариантам с применением ГГДМ (модель P50);
- экономическая оценка, выбор наилучших вариантов;
- расчет выбранных наилучших вариантов с применением ГГДМ (модель P90);
- определение методом схождения наиболее уверенных скважин по моделям (P50 и P90);
- экономическая оценка вариантов, рассчитанных на модели P90, выбор наиболее устойчивого варианта;
- определение зависимого и независимого фонда по каждой кустовой площадке.

Выбор скважины (модель P10), целью которой является доизучение геологического

РИС. 4. Пример моделирования пористости с учетом геологической неопределенности



строения участка. При подтверждении модели насыщения – размещение проектного фонда на доизученный участок.

Предложенный подход был применен на неразбуренном участке объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения, разработка которого ведется с 1997 года по обращенной семиточечной системе заводнения с переходом на избирательную, расстояние между скважинами – 550 м. Основной геологической неопределенностью объекта БВ7 является удаленность линий выклинивания зональных интервалов, соответственно, и строения их проницаемой части залежи. Таким образом, неразбуренные участки характеризуются высокими прогнозными рисками. Исходя из этого, по рассматриваемому участку созданы три геологические модели: базовая (P50), пессимистическая (P90), оптимистическая (P10). Во всех геологических моделях используется единый набор данных: данные сейсморазведки, структурной поверхности, результаты интерпретации ГИС и неизменная схема водонефтяного контакта (ВНК) (рисунок 4).

Учитывая геологические особенности объекта и фактические результаты работы наклонно-направленных скважин, характеризующихся низкой продуктивностью, сформировано восемь вариантов размещения проектного фонда скважин с применением горизонтальных скважин. Варианты различаются расстоянием между скважинами и способом их заканчивания. Выбор рекомендуемого варианта осуществлялся с использованием вышеописанного подхода.

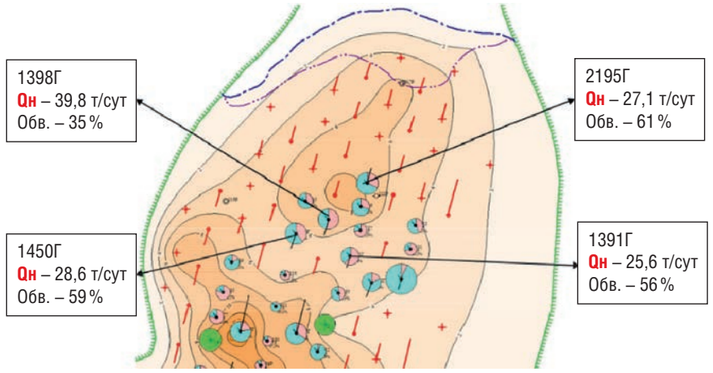
Ниже представлены основные технико-экономические показатели вариантов, рассчитанных на базовой модели P50 на примере рассматриваемого участка (таблица 1). Наиболее предпочтительным оказался вариант 6, предусматривающий формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м, в добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 300 м и расстоянием между скважинами 400 м; в нагнетательном ряду: бурение, через одну, наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 525 м.

Сформированный вариант разработки устойчив к геологическим и технологическим рискам и обеспечивает превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (по результатам

ТАБЛИЦА 1. ГФХ рассматриваемых участков до и после разбуривания

Параметр	Базовый вариант	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6	Вар. 7
Длина ГС, м	600/200	250	250	250	250	250	**300**	600
Расстояние между скважинами, м	500	250	300	350	350	400	**400**	500
Ряд нагнетательных скважин	ННС/ГС	ННС	ННС/ГС	ННС	ННС/ГС	ННС	**ННС/ГС**	ННС
Накопленная добыча нефти, тыс. т	1437,5	1578,9	1592,2	1534,3	1600	1485,2	**1620,8**	1169,5
Кол-во скважин, ед.	39	45	42	42	42	40	**42**	30
Кол-во добывающих скважин, ед.	22	21	26	27	26	26	**26**	13
Кол-во нагнетательных скважин, ед.	17	24	16	15	16	14	**16**	17
Накопленная добыча на скважину, тыс. т	36,9	35,1	37,9	36,5	38,1	37,1	**38,6**	39,0
Накопленная добыча на добывающую скважину, тыс. т	65,3	75,2	61,2	56,8	61,5	57,1	**62,3**	90,0
КИН, д. ед.	0,288	0,316	0,318	0,307	0,320	0,297	**0,324**	0,234
NPV (чистый приведенный доход)	-0,6	-0,5	0,8	-3,7	0,9	-2,5	**1,2**	-9,3
Срок окупаемости	5	5	4	5	4	5	**4**	6

РИС. 5. Фактические показатели работы участка



гидродинамического моделирования) в пределах рассматриваемого участка. Реализация проектного фонда предусматривалась в два этапа:

- Бурение нагнетательных наклонно-направленных скважин с проведением геофизических исследований скважин (ГИС). Уточнение геологической основы.
- Принятие решений по бурению ГС. Бурение ГС без пилотных стволов.
- Бурение осуществляется по принципу адаптивной системы разработки.

Результаты реализации подхода

Предлагаемый в работе подход успешно реализован. Горизонтальные скважины вводятся в разработку с дебитом нефти порядка 25–40 т/сут, (рисунок 5), что полностью подтверждает базовую геологическую модель (P50), при этом, по ряду скважин отмечается развитие коллектора по оптимистической модели (P10).

Выводы

Таким образом, предложенный в работе подход с применением вероятностного моделирования позволяет:

- сформировать наиболее устойчивые к возможным геологическим и технологическим рискам варианты разработки;
- оптимизировать очередность бурения скважин при применении адаптивной системы разработки;
- увеличить достигаемый по участкам коэффициент извлечения нефти.

Литература

1. *Восков Д.В. Современное гидродинамическое моделирование: неопределенности, ошибки, и новые задачи // Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей: тез. совместной техн. конф. SPE, EAGE, 18–20 марта 2014 г. / Газпром нефть, SPE, EAGE. – М., 2014.*
2. *Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х Мирзаджанзаде, Р.Н. Хасанов, Р.Н. Бахтизин // Уфа: Гилем, 1999. – С. 464*
3. *В.Д. Лысенко. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.: Недра, 2005. – С. 37, 49, 153–160.*
4. *Пичугин О.Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О.Н. Пичугин, Ю.З. Прокофьева, Д.М. Александров // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 69–75.*
5. *Муслимов Р.Х. Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью / Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 12–18.*
6. *Черкас Е.О. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е.О. Черкас, Д.А. Антоненко, П.В. Ставинский // Науч.-техн. Вестник ОАО «НК Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6–10.*
7. *Сенцов А.Ю. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ1-2 Нивагальского месторождения) / А.Ю. Сенцов, О.В. Крамар, Е.И. Овчинникова, С.В. Арефьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 50–58.*
8. *Сенцов А.Ю. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода / А.Ю. Сенцов, О.В. Крамар, И. Ю. Черкасова, С.А. Тимофеева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 31–35.*

KEYWORDS: *optimal development option, drilling optimization, uncertainty of the geological model, resistance to geological risks, development scenarios.*

ССК 20 лет

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Уважаемый Алексей Николаевич!

От имени сотрудников Иркутской нефтяной компании поздравляю Вас и весь коллектив АО «Сибирская Сервисная Компания» с 20-летием.

Ваша компания постоянно движется вперед: осваивает новые нефтегазовые месторождения, внедряет передовые технологии, реализует программы профессионального и личностного развития своих специалистов. Уникальный опыт компании в области геологоразведки и нефтедобычи является основой для ее успешного роста.

Наше сотрудничество с Красноярским филиалом ССК началось в 2011 году. В непростых условиях Ваша команда продемонстрировала профессионализм, надежность и инициативность в решении сложных задач. Уверена, что компания и дальше будет динамично развиваться, уделяя особое внимание заботе о людях и сохранению окружающей среды.

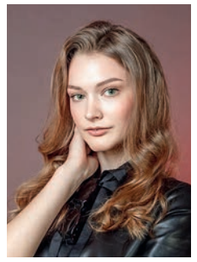
Желаю ССК новых успешных проектов, а всем сотрудникам – здоровья, счастья и благополучия!

Генеральный директор ООО «ИНК»

М.В. Седых

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

для создания тампонажных растворов с улучшенными физико-механическими свойствами



Ковальчук Влада Станиславовна,
аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет

Цыгельнюк Елена Юрьевна,
доцент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР САМЫХ ИЗВЕСТНЫХ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ И АНАЛИЗ ИХ ВЛИЯНИЯ НА РАЗЛИЧНЫЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ИЗ ОБЫЧНОГО ПОРТЛАНДЦЕМЕНТА. АВТОРАМИ СТАТЬИ ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРАКТИЧЕСКИ ПРИМЕНИМЫЕ УГЛЕРОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИХ НЕОБЫЧНЫЕ СВОЙСТВАВЛИЯЮЩИЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

THE ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF THE MOST FAMOUS CARBON MATERIALS NOWADAYS AND THE ANALYSIS OF THEIR EFFECT ON VARIOUS PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF PLUGGING MIXTURES MADE FROM REGULAR PORTLAND CEMENT. THE AUTHORS OF THE ARTICLE IDENTIFIED THE MAIN PRACTICALLY APPLICABLE CARBON MATERIALS AND THEIR UNUSUAL PROPERTIES ON THE CEMENT STONE

Ключевые слова: *цемент, крепление скважин, тампонажные смеси, углеродные материалы, графит, графен, углеродные нанотрубки, фуллереновая сажа, нефтегазовое бурение.*

УДК 620.1

В настоящее время широкое применение находят модификаторы цементов, добавление которых увеличивает прочностные характеристики цементного камня – прочность на сжатие и изгиб, уменьшает время набора прочности и одновременно замедляет первичную схватываемость, уменьшает влагопоглощение, увеличивает морозоустойчивость и др.

Проблема повышения эффективности работы скважины формирует потребности в ее качественном цементировании и межпластовой изоляции. Для повышения прочности и понижения проницаемости цементного камня, а также крепления ствола нефтегазовой скважины, требуется постоянное развитие новых технологий с применением улучшенных добавок в тампонажные составы. Для поддержания эксплуатационных характеристик скважины, предотвращения разрушения целостности ее ствола, повышения герметичности, соблюдения экологических требований в цементы внедряются различные, удовлетворяющие условия бурения, модификаторы.

На сегодняшний день разведанные запасы графита в мире сосредоточены более чем в 30 странах. Крупнейшими производителями природного чешуйчатого графита и изделий из него за последние 10–15 лет являются китайские компании: Jixi Tiansheng, Nonmetal Mineral Co Ltd, Graphite Qingdao Jinhui Ltd и другие. Затем идут бразильские компании Nacional de Grafite и Grafite do Brasil; AMG Graphit Kropfmühl (Германия); Timcal Ltd. (Канада); Skaland Graphite (Норвегия); Grafitbergbau Kaiserberg (Австрия); Tirupati Carbons (Индия); Agrawal Graphite Industries (Индия). Большой вклад в мировое производство графита вносят российское ООО «Тайгинский ГОК» и украинское ПАО «Завальевский графитовый комбинат» [4]. Из этого следует, что доступность материала для промышленности достаточно велика.

Начиная от графена и углеродных нанотрубок (УНТ) и заканчивая графитом, соединения углерода оказывают разное влияние на свойства цементного камня. Несколько лет назад была открыта двумерная модификация углерода – графен. Новаторский материал существенно повлиял на развитие науки и техники в последующие годы.

Проанализированные, экспериментально полученные результаты мировых исследований по внедрению углеродных материалов в тампонажные смеси показали неоднозначность влияния графита и его производных на качество цементного камня, а также обозначили отсутствие единой теории влияния производных углерода на таковой.

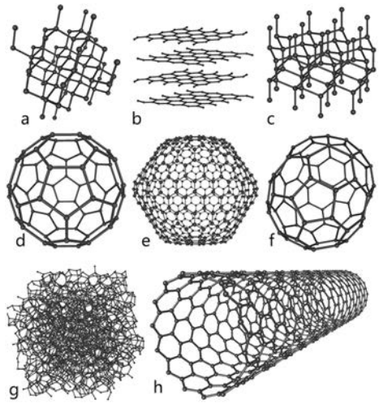
На сегодняшний день атом углерода является главным строительным материалом для десятков известных и сотен неизученных органических веществ. От природного графита до алмаза и от технической сажи до фуллеренов этот удивительный элемент периодической таблицы Менделеева активно

внедряется в нефтегазовую отрасль. Несмотря на то, что все эти материалы состоят из абсолютно одинаковых атомов углерода, их свойства могут радикально различаться.

Трудно представить жизнь без графитовых грифелей для карандашей, ювелирных и технических бриллиантов, солнечных батарей, противопожарного оборудования, лекарственных препаратов и других способов применения углерода. Области применения углеродных материалов в бурении направлены на повышение смазывающих свойств бурового раствора, создание антикоррозионных покрытий металлических изделий, высокоэффективное цементирование скважин, поверхностное армирование породоразрушающего инструмента, отделение воды от нефти, очистку от разливов нефти и пр. [1].

На рисунке 1 изображены представители удивительного семейства углерода – восемь его аллотропных модификаций.

РИС. 1. Современные восемь аллотропных модификаций углерода



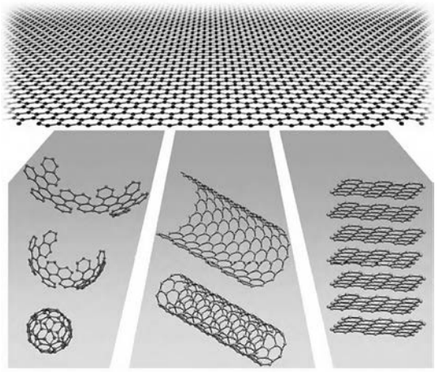
a) алмаз
b) графит
c) лонсдейлит
d) C_{60} (фуллерены)
e) C_{540}
f) C_{70}
g) аморфный углерод
h) однослойная углеродная нанотрубка

Несмотря на повсеместное распространение углерода, предположение о его удивительных свойствах не так давно послужило причиной развития применения углеродных материалов в качестве добавок в тампонажные смеси для цементирования скважин. Анализ научных статей показывает, что сегодня изучаются способы и методы по внедрению графитовых и графеновых нанопластинок, а также углеродных нанотрубок в тампонажные портландцементы для улучшения их характеристик. Рассмотрим особенности каждой модификации углерода, а также влияние новых материалов на свойства улучшенного цементного состава.

Графен

Еще 20 лет назад (в начале XXI века) были известны трехмерные (алмаз, графит), одномерные (нанотрубки) и нульмерные (фуллерены) аллотропные формы углерода. Ученые предполагали наличие 2D модификации, но не могли обнаружить ее ввиду термодинамической неустойчивости двумерных кристаллов. Долгое время предпринимались попытки по синтезу графена с помощью метода химического отслоения. Благодаря усовершенствованной технике микромеханического скалывания в 2004 году физики Андре Гейм и Константин Новосёлов смогли получить графен. Ученые придумали способ последовательного отделения слоев от кристаллического графита, используя обычный скотч. Внешний вид графена как строительного материала для других 2D модификаций углерода представлен на рисунке 2 [2].

РИС. 2. Графен представляет собой строительный материал для 2D углеродных материалов всех других размерностей



Спустя шесть лет после открытия новой двумерной разновидности углерода ученые из Манчестерского университета (Великобритания) Андре Гейм и Константин Новосёлов были удостоены Нобелевской премии в 2010 году по физике «За новаторские эксперименты с двумерным материалом графеном» (рис. 3).

РИС. 3. Нобелевские лауреаты-физики Андре Гейм и Константин Новоселов получают награду Свободы города Манчестера, Манчестер, 2014 год

Самый популярный в научном мире и в то же время уникальный углеродный материал – графен – является одним из самых прочных, и его устойчивость к механическим воздействиям сравнима с алмазом.

Для строительства и герметизации нефтегазовых скважин обычно используется тампонажный цемент. Применение только цемента и воды для приготовления тампонажного состава, как показывает практический опыт, влечет за собой значительное количество осложнений при эксплуатации скважин, связанных, как правило, с качеством цементного камня и слабым адгезионным контактом его на границе «металл – цемент – порода». Это влияет на постоянно

увеличивающиеся затраты на капитальный ремонт скважин и повышает экологическую нагрузку на окружающую среду.

Так как одной из основных проблем, возникающих при креплении обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах, является низкая прочность цементного камня, графеновые добавки в тампонажные составы заинтересовали авторов [3] статьи Alkhamis M. и Imqam A. из Миссурийского университета науки и технологий (США). Исследование фокусируется на снижении миграции газового флюида по заколонному пространству. Авторами введены графеновые нанопластинки в качестве добавки в тампонажный раствор. Для оценки последствий внедрения этих наноматериалов в цементную систему были проведены экспериментальные испытания. Результаты исследований показали, что при добавлении в тампонажные смеси графеновых нанопластинок в количестве от 0,3 до 0,9% по массе наблюдается улучшение механических свойств цементного камня: прочность на сжатие и на растяжение увеличивается на 10–30%. Анализ дифракции рентгеновских лучей показал, что наличие графеновых нанопластинок играет ключевую роль в регуляции микроструктуры продуктов гидратации. Авторы работы экспериментально доказали, что качество цементирования нефтяных скважин может быть значительно повышено за счет использования углеродных наноматериалов.

Если полагать, что графен является быстро восходящей звездой на горизонте материаловедения и физики конденсированных сред, то его 3D аллотропы – алмаз и графит – уже давно изучаются как материалы с самыми удивительными свойствами.

Графит

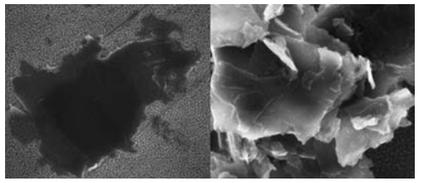
В природе чаще всего чистый углерод встречается в форме графита. Этот мягкий черный материал обладает уникальными физическими свойствами – огнеупорностью (до 1500°С), наибольшей среди неметаллов электро- и термопроводностью, тугоплавкостью, химической стойкостью, пластичностью, высокой удельной теплоемкостью и др. Графит применяется в металлургии, машиностроении, электротехнике и нефтегазовой отрасли.

Для определения влияния графита на тампонажные растворы в исследовании ученых из Оклахомского университета (США) Shawgi A., Chinedum P.E. и Saeed S. [5] использовался наносинтетический графит. Результаты испытаний, в том числе определение прочности на сжатие, реологических параметров тампонажного раствора и скорости образования цементного камня, показали целый ряд положительных свойств наносинтетического графита как добавки в цементное тесто. Введение лишь 0,5 % наносинтетического графита от массы цемента оказалось достаточным, чтобы поддерживать эффективный рост минералов в цементной системе, способствующий раннему развитию прочности. Было доказано, что новые тампонажные смеси имеют отличную тепло- и электропроводность. Реологические тесты и эксперименты по определению ОЗЦ подтвердили удовлетворительную прокачиваемость тампонажного раствора.

Для улучшения физико-механических характеристик цементного камня в [6] статье авторы Peyvandi A., Taleghani A.D., Soroushian P. и Cammarata R. использовали недорогие нанопластинки графита для наноармирования тампонажной смеси. Графитовые нанопластинки обладают такими же механическими, физическими и геометрическими характеристиками, как углеродные нанотрубки (УНТ), но при значительно меньшей их стоимости. Экспериментальные результаты выявили перспективы в достижении необходимых свойств цементного раствора путем введения графитовых нанопластинок.

Основной целью исследования Tabatabaei M. (Пенсильванский университет, США) [7] было изучение влияния недорогих графитовых нанопластинок для цементирования обсадных колонн скважин (рис. 4). Авторами было доказано, что модифицированные тампонажные смеси обладают улучшенной долгосрочной изоляцией ствола скважины и повышенной долговечностью цементного камня.

РИС. 4. Внешний вид графитовых нанопластинок под микроскопом

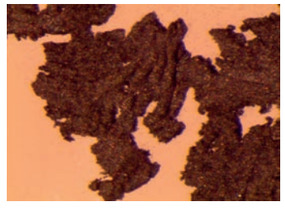


Углеродные нанотрубки

Одними из перспективных и ожидаемых наноматериалов, которые будут играть важную роль в промышленности, являются углеродные нанотрубки (рис. 5).

О первооткрывателях углеродных нанотрубок нет никаких достоверных данных. Известно, что в середине XX века разные группы исследователей, занимавшихся катализом химических реакций с участием углеводородов, обращали внимание на необычные продолговатые структуры в саже, покрывавшей катализатор.

РИС. 5. УНТ под микроскопом

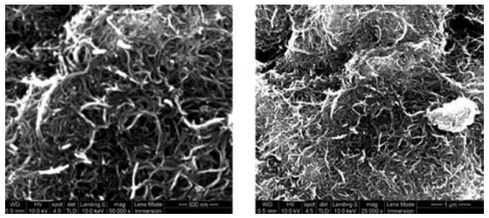


Сегодня существует множество способов синтеза одностенных и многостенных углеродых нанотрубок. Для общего понимания можно представить небольшую свернутую часть графенового листа в трубочку со склеенными краями – это и будет самая обыкновенная одностенная углеродная нанотрубка. Данный материал обладает схожими с графеном свойствами, такими как высокая механическая прочность и электропроводность. Помимо этого, углеродные нанотрубки обладают уникальными свойствами в экстремальных условиях, таких как высокое давление [8].

Растущий спрос на освоение глубоких залежей углеводородов, находящихся в сложных термобарических условиях (High Pressure High Temperature), требует усовершенствованных технологических решений, преодолевающих эксплуатационные проблемы при их разработке. Реологические свойства цементных растворов напрямую зависят от температурных условий скважины, а применяемые на практике добавки, увеличивающие прокачиваемость растворов, неоднозначно влияют на качество цементного камня.

В статьях Khan W.A. и Rahman M.K. [9, 10] описываются исследования, проведенные для изучения прочности на сжатие цементного камня, и реологические свойства (пластическая вязкость, предел текучести и прочности) тампонажных растворов с добавками многостенных углеродных нанотрубок (МУНТ) в условиях высокого давления и температуры HPHT (рис. 6).

РИС. 6. Фотографии МУНТ под микроскопом



Авторами подчеркивается значимость проектирования и внедрения новых технологий для рентабельного цементирования в смоделированных скважинных условиях HPHT нефтяных и газовых скважин. Данная сложная задача заслуживает особого внимания при выборе тампонажного раствора и его модификаторов для достижения требуемых механических и реологических свойств цементного раствора.

Исследованиями авторов статьи было установлено, что даже небольшое внедрение (0,1, 0,25 и 0,5%) МУНТ в тампонажные растворы приводит к значительному увеличению прочности цементного камня на сжатие, улучшает реологические свойства цементных растворов и, следовательно, их прокачиваемость в сложных термобарических (HPHT) условиях.

Фуллерены

Многие исследовательские группы, занимающиеся бетонами и композиционными материалами, предпринимали попытки в изучении влияния различных углеродных добавок в цементные смеси. Ученые использовали не только графит, графен и УНТ, а также рассматривали влияние фуллеренов и фуллереновой сажи на физико-механические характеристики цементов.

Для модифицирования бетона авторы статьи [11] из СПбГУ использовали свежеприготовленную (менее 24 ч. хранения) фуллереновую сажу, произведённую методом плазменно-дуговой эрозии графитовых стержней в атмосфере инертного газа (He).

Синтезированная таким методом сажа представляет собой субстрат с суммарным содержанием 12 ± 2 мас. % фуллеренов. Было определено, что введение даже сравнительно небольших добавок субстрата с содержанием фуллерена резко (иногда более, чем в 5 раз) усиливает прочностные характеристики бетона. При модификации также происходило незначительное, хотя и устойчивое уплотнение бетонов (увеличение плотности составляло от 2,5 до 3,5 отн. % в зависимости от типа углеродного модификатора).

Несмотря на высокий интерес к углероду исследователей со всего мира, результаты внедрения графита и его производных в качестве добавок в тампонажные смеси для цементирования скважин недостаточно изучены. Приведенный анализ научных работ указывает на отсутствие единого подхода к вопросу применения производных углерода и обоснования эффективности применении модификаций углерода в качестве добавок в тампонажные растворы для строительства скважин.

Качественное крепление горных выработок требует постоянного совершенствования применяемых материалов. Нетрудно догадаться, что современные материалы, модифицированные производными углерода, окажут значительное влияние на развитие новых технологий в ближайшем будущем. Графит является потенциальным кандидатом для наноармирования и может быть использован в качестве добавок для создания устойчивого строительного материала, наиболее полно отвечающего условиям его эксплуатации. Целый набор таких технологических проблем, как поглощение бурового раствора, прихват скважинного бурового оборудования, осыпи и обвалы интервалов неустойчивых пород, водо-, нефте- и газопроявления, эффективное разобщение пластов горных пород, возможно решать с помощью новых составов тампонажных смесей с добавками производных углерода [12].

Перспективы применения новых материалов в нефтегазовой индустрии являются теоретически очевидными, а практически – не доказанными. Таким образом, в настоящее время главным приоритетом заинтересованных исследователей можно смело назвать изучение и создание новых материалов с добавками углерода. ●

Литература

1. *Neuberger N., Adidharma H. & Fan M. 2018. Graphene: A review of applications in the petroleum industry. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 167.*
2. *Geim A.K. & Novoselov K.S. 2007. The rise of graphene. Nature Materials. Vol. 6 (3).*
3. *Alkhamis M. & Imqam A. 2018. New Cement Formulations Utilizing Graphene Nano Platelets to Improve Cement Properties and Long-Term Reliability in Oil Wells. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Conference Paper, 2018. DOI: 10.2118/192342-MS.*
4. *ИНФОМАЙН. 2018. Обзор рынка природного графита в СНГ. INFOMINE Research Group. Москва. Издание 5.*
5. *Shawgi A., Chinedum P.E. & Saeed S. 2018. Improvement in Cement Sealing Properties and Integrity Using Conductive Carbon Nano Materials: From Strength to Thickening Time. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-26 September, Dallas, Texas, USA 2018. DOI: 10.2118/191709-MS.*
6. *Peyvandi A., Taleghani A.D., Soroushian P. & Cammarata R. 2017. The Use of Low-Cost Graphite Nanomaterials to Enhance Zonal Isolation in Oil and Gas Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-11 October, San Antonio, Texas, USA 2017. DOI: 10.2118/187105-MS.*
7. *Tabatabaei M., Taleghani A.D. & Alem N. 2019. Economic Nano-Additive to Improve Cement Sealing Capability. SPE Western Regional Meeting, 23-26 April, San Jose, California, USA 2019. DOI: 10.2118/195259-MS.*
8. *Al-Awami A.H. 2018. Carbon Nanotube Under High Pressure. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 23-26 April, Dammam, Saudi Arabia 2018. DOI: 10.2118/192185-MS.*
9. *Khan W.A., Rahman M.K., Mahmoud M.A. & Sarmah P. 2016. MWCNT for Enhancing Mechanical Properties of Oil Well Cement for HPHT. Applications SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 26-28 January, Abu Dhabi, UAE 2016. DOI: 10.2118/178175-MS.*
10. *Rahman M.K., Khan W.A., Mahmoud M.A. & Sarmah P. 2016. MWCNT for Enhancing Mechanical and Thixotropic Properties of Cement for HPHT. Applications Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March, Kuala Lumpur, Malaysia 2016. DOI: 10.4043/26465-MS.*
11. *Золотарёв А.А., Чарыков Н.А., Семёнов К.Н., Намазбаев В.И., Летенко Д.Г., Никитин В.А., Пухаренко Ю.В., Скачков С.В., Лушин А.И. 2011. Бетон, наноструктурированный водорастворимыми фуллеренолами. Вестник СПбГУ. Сер. 4. Вып. 3.*
12. *Аль-Шиблави К.А., Першин В.Ф., Пасько Т.В. 2018. Модифицирование цемента малослойным графеном. Вектор науки ТГУ, Вып.4 (46).*

KEYWORDS: *cement, well fixing, plugging mixtures, carbon materials, graphite, graphene, carbon nanotubes, fullerene soot, oil and gas drilling.*

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА – ЗАЛОГ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

УДК 681.5

ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВОПРОС ПЕРЕХОДА НА ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА СТРАНЫ. КРОМЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ ИНИЦИАТИВ ГОСУДАРСТВА ПО ПОДДЕРЖКЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ФОРМИРОВАНИЯ СИЛЬНОЙ ФИНАНСОВОЙ СИСТЕМЫ, НЕОБХОДИМО УЧАСТИЕ НАУКИ, ЭКСПЕРТНОГО СООБЩЕСТВА И БИЗНЕСА В СОЗДАНИИ МОЩНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕЗАВИСИМОЙ ОТ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ВЛИЯНИЙ. САМЫЙ СЕРЬЕЗНЫЙ ВЫЗОВ У ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ – В СФЕРЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ЗАВИСИМОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТ ЗАПАДНЫХ КОМПАНИЙ ВЕЛИКА, НО СЕЙЧАС В ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ПОВЕРИЛИ КРУПНЕЙШИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ И ПОДПИСЫВАЮТ СОГЛАШЕНИЯ О СТРАТЕГИЧЕСКОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ В СФЕРЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ С ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ПО. В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, РАЗРАБОТЧИКИ ВЫПУСКАЮТ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, РЕШАЮЩИХ ЗАОДНО И ЗАДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE ISSUE OF SWITCHING TO DOMESTIC TECHNOLOGIES IS A STRATEGIC TASK OF THE COUNTRY'S TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY. IN ADDITION TO STATE LEGISLATIVE INITIATIVES TO SUPPORT INDUSTRY, FORMATION OF A STRONG FINANCIAL SYSTEM, THE PARTICIPATION OF SCIENCE, EXPERT COMMUNITY AND BUSINESS IS NECESSARY IN CREATING A POWERFUL TECHNOLOGICAL BASE INDEPENDENT OF GEOPOLITICAL INFLUENCES. THE MOST SERIOUS CHALLENGE FOR IMPORT SUBSTITUTION IS CREATED BY THE FIELD OF DIGITAL TECHNOLOGY. THE DEPENDENCE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY FROM WESTERN COMPANIES IS GREAT, BUT THE LARGEST STATE CORPORATIONS HAVE BELIEVED IN IMPORT SUBSTITUTION AND NOW ARE SIGNING STRATEGIC COOPERATION AGREEMENTS IN THE FIELD OF DIGITALIZATION WITH THE DOMESTIC SOFTWARE MANUFACTURERS. IN TURN, THE DEVELOPERS PRODUCE A LARGE NUMBER OF DIGITAL SOLUTIONS FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, WHICH SOLVES THE PROBLEMS OF TECHNOLOGICAL IMPORT SUBSTITUTION AT THE SAME TIME

Ключевые слова: *технологический суверенитет, цифровые технологии, программное обеспечение, импортозамещение, автоматизация документооборота.*

«Техэксперт» обеспечивает успешную цифровую трансформацию

Вопросами цифровизации нормативной и технической информации на предприятиях, перехода от электронных архивов к системе управления требованиями уже не первый год занимается АО «Кодекс». Компания разрабатывает технологии, позволяющие автоматизировать почти все стадии управления жизненным циклом нормативного документа (СУ НТД «Техэксперт»), предоставляет услуги по созданию и использованию цифровых стандартов.

Система управления требованиями (СУТр) – это целый класс систем, отвечающих за процессы идентификации, документирования, анализа, приоритизации требований, управления их изменениями и уведомления об этих изменениях соответствующих лиц. В свою очередь, требование является объектом в такой системе и представляет совокупность различных атрибутов, взаимосвязей с иными объектами, а также текстового блока, описывающего суть требования.

СУТр помогает выпустить изделие именно таким, каким оно было задумано, обеспечив его высокое качество и дальнейшую правильную эксплуатацию. Ее внедрение в работу российских компаний принесет большую пользу для всех участников производственных процессов, станет следующим шагом развития нормативной сферы промышленности. Российские предприятия, благодаря предоставляемым АО «Кодекс» программным решениям, повышают качество выпускаемой продукции и безопасность производства.

Компания берет на себя обеспечение научно-технической документацией и внедрение заказных решений для крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли: «Газпрома», «Лукойла», «Роснефти», «Транснефти», «Сургутнефтегаза» и других.

Так, для одного из флагманов нефтегазовой отрасли для создания новых стандартов была разработана система «Конструктор документов». Она дает возможность разработчику использовать ту структуру и те шаблоны НТД, которые приняты и утверждены в данной организации. Система следит за оформлением и требованиями к содержанию этих стандартов, нормативными ссылками, использованием терминов с помощью корпоративного глоссария, выполняя функции системы нормоконтроля. Также у разработчика есть возможность изучать связанные с новым документом стандарты, другую документацию и требования, которые в них содержатся.

Кроме того, в процессе разработки стандарта система позволяет его сразу обсуждать и согласовывать с другими экспертами. В том числе и по пунктам, т.е. в объеме одного требования. Таким образом, в итоге создается цифровой стандарт. Все требования, входящие в него, разделены и позволяют использовать их в других системах.

«Конструктор документов» будет апробироваться в других крупных компаниях и корпорациях.

Проектирование по новым технологиям

Сложность изделия, количество функций и требований, предъявляемых к высокотехнологичной продукции, последние десятилетия увеличиваются в геометрической прогрессии. Устоявшиеся подходы к проектированию сложных изделий, когда главный конструктор мог удержать и проконтролировать «в голове» все ключевые требования к продукции, документирование требований и описание их реализации происходило в текстовых документах, а на разработку новых образцов техники уходило пять и более лет, остаются в прошлом.

Тенденции современного мирового рынка диктуют жесткие рамки к качеству проектирования и изготовления продукции, когда производитель не может допустить ошибку. Современные изделия создаются на базе сотен тысяч строк требований, каждое из которых должно быть реализовано и проверено. В свою очередь, значения требований к надежности изделий, их узлам и агрегатам растет на порядок по сравнению с изделиями пятилетней давности, практически исключая возможность проверки в натурных (ресурсных) испытаниях.

Программные решения, обладающие достаточным инструментарием для автоматизированного анализа, классификации и дальнейшего контроля всех существующих требований по конструктивному составу изделия, обеспечения реализации указанных функций на уровне между конструкторскими бюро и предприятиями в полной мере отсутствуют. Представленные на рынке CAD-библиотеки моделей существуют давно и имеют внушительный объем. Но при этом внутри них не разработан специальный интерфейс, не представлены нормативно-технические документы, отсутствует поиск по параметрам, в процессе работы специалист ориентируется на миниатюру модели и название папки. Кроме того, каждую библиотеку необходимо докупать отдельно.

АО «Кодекс» разработал и включил в системы «Техэксперт» сервис «Цифровые модели», представляющий эталонные 3D-модели и параметрические данные стандартных изделий, разработанных на основе нормативно-технических документов с использованием САПР.

Сервис является цифровым приложением к стандартам. Он предоставляет возможность инженерам и проектировщикам использовать все необходимые данные и инструменты для создания изделий в едином информационном пространстве. Информация и параметры деталей упорядочены в формате таблиц, что позволяет без труда ориентироваться среди набора представленных 3D-моделей на все типоразмеры, указанные в нормативно-техническом документе.

Используя 3D-модели и параметрические данные стандартных изделий, хранимых совместно с нормативными документами в системах «Техэксперт», специалисты значительно сократят трудозатраты при конструировании деталей.

Аналогичных программных решений на российском рынке пока нет. Сервис будет дополняться 3D-моделями на все исполнения и типоразмеры детали. Для их разработки привлечены специалисты в области машиноведения и основ конструирования. В случае переиздания ГОСТа, на основании которого разрабатывалась 3D-модель, она также будет перерабатываться.

В ближайших планах разработчика открытие новых тематических блоков по мере развития справочника. В первую очередь – нефтегазовой и строительной тематики. А также – дополнение справочными материалами по каждой категории изделий.

Использование стандартизированных моделей изделий в 3D позволит снизить производственные затраты на подготовку конструкции или механизма. ●

Keywords: *technological sovereignty, digital technologies, software, import substitution, document flow automation.*

ТЕХЭКСПЕРТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

при нейросетевой оптимизации на объекте $БС_8$ Западно-Малобалыкского месторождения

Бриллиант Леонид Самуилович,
генеральный директор, ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа», член-корреспондент РАЕН, член ЦКР Роснедра, эксперт ГКЗ, ЦКР к.т.н.

Горбунова Дарья Владимировна,
директор департамента анализа разработки и проектирования месторождений Западной Сибири, ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»

Завьялов Антон Сергеевич,
исполнительный директор, ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»

Симаков Евгений Алексеевич,
ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа», заведующий лабораторией департамента анализа разработки и проектирования месторождений Западной Сибири

Бескурский Владимир Владимирович,
начальник отдела разработки месторождений ООО «КанБайкал»

Рябец Дмитрий Александрович,
заместитель генерального директора – Главный геолог ООО «КанБайкал»

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ВСЕ БОЛЬШЕ ТЯГОТЕЮТ К ПРОЦЕССАМ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ ПОСРЕДСТВОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ, ДОСТИГШИХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ ВЫРАБОТКИ. УЖЕ РЕАЛИЗУЕМЫЕ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ МЕТОДЫ ОСНОВЫВАЮТСЯ НА ПРОЦЕССАХ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ПРОКСИ-МОДЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

MODERN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF GLOBAL OIL INDUSTRY ARE INCREASINGLY GRAVITATING TO PRODUCTION CONTROL PROCESSES BY REGULATING THE OPERATION MODES OF INJECTION WELLS AT THE FACILITIES THAT HAVE REACHED A SIGNIFICANT DEVELOPMENT STAGE. THE METHODS ALREADY IMPLEMENTED IN DOMESTIC PRACTICE ARE BASED ON MACHINE LEARNING PROCESSES AND APPLICATION OF MATHEMATICAL PROXY MODELS BASED ON NEURAL NETWORKS

Ключевые слова: *автоматизация, нейронные сети, нагнетательная скважина, добыча нефти и газа, Западно-Малобалыкское месторождение.*

УДК 681.5

Процесс управления режимами работы нагнетательных скважин с использованием нейронных сетей можно разделить на два основных этапа:

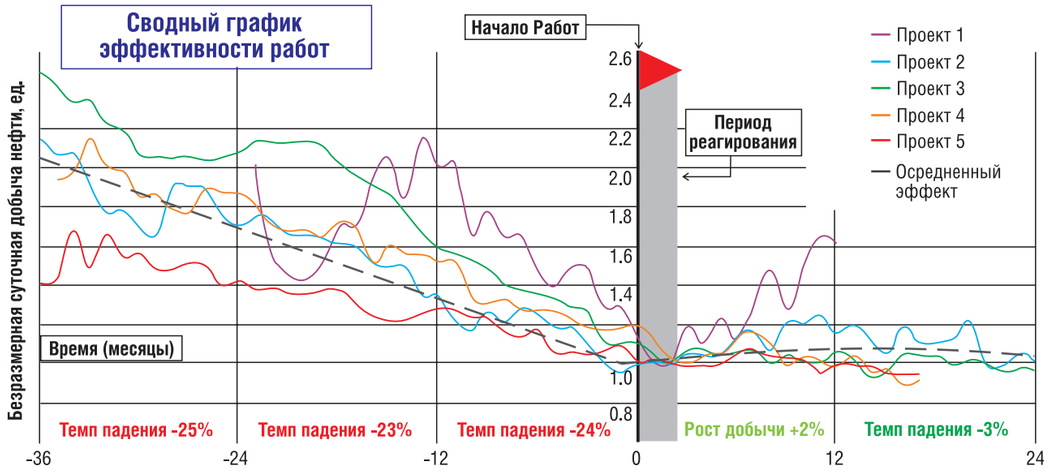
- *Построение нейронной сети и её обучение (адаптация) к условиям и фактическим показателям эксплуатации фонда скважин*

Нейронная сеть представляет из себя математическую модель взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин в рамках единого объекта разработки. Для построения прокси-модели используются первичные данные суточных замеров дебита жидкости и обводненности добывающих, а также приемистость нагнетательных скважин. Процессом обучения нейронной сети следует называть процедуру поиска функциональной зависимости между показателями приемистости влияющих нагнетательных скважин и показателями работы (дебит жидкости, обводненность) зависимой добывающей скважины. Результатом настройки нейронной сети является функциональное описание связи показателей работы (дебит жидкости, обводненность) каждой добывающей скважины и показателей работы (приемистость) соседних влияющих нагнетательных скважин [1].

- *Решение оптимизационной задачи распределения необходимого объема закачки*

На основе уже обученной нейронной сети решается оптимизационная задача в следующей постановке: «Как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя разработки – суточной добычи нефти» [3]. Оптимизационная задача решается в условиях ограничений, накладываемых как на приемистость нагнетательных скважин, так и на дебит жидкости добывающих скважин. Заданная модель ограничений обусловлена геологическим строением залежей, параметрами и состоянием объектов обустройства, экономическими условиями,

РИС. 1. Эффективность работ по технологии «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин»



логистикой, организацией материально-технического снабжения. Результатом решения оптимизационной задачи является комбинация режимов работы всех нагнетательных скважин, отвечающая заданным ограничениям и обеспечивающая максимизацию целевого показателя суточной добычи нефти. Режимы работы нагнетательных скважин, полученные в результате решения оптимизационной задачи, будем называть «оптимальными режимами».

Основным параметром, контролирующим эффективность выполнения работ в рамках проектов «Управление добычей на основе нейронных сетей», является показатель оптимизированности, характеризующий степень отклонения текущих режимов закачки от оптимальных. Оптимизированность рассчитывается по элементам заводнения – группам скважин, в которых присутствует одна добывающая скважина и влияющие на нее соседние нагнетательные скважины. Элемент считается оптимизированным, если все нагнетательные скважины, входящие в элемент, находятся в оптимальном режиме работы. Другим немаловажным критерием эффективности работ является устойчивость оптимизированности элементов заводнения. Устойчивость оптимальных режимов характеризует долю календарного времени за период, в который элемент заводнения пребывал в категории оптимальных. Обеспечение высоких значений оптимизированности и устойчивости режимов работы нагнетательных скважин напрямую связано с эффективностью работ по теме «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин» [4].

Таким образом, первостепенной задачей инженерной службы нефтяного промысла в процессе нейросетевой оптимизации является вывод нагнетательных скважин на расчетные режимы работы и сохранение их в максимально возможный промежуток времени.

Опыт внедрения. Достигнутые результаты

В течение семи лет в различных нефтяных компаниях реализуются проекты по теме «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации работы скважин». Средняя эффективность работ составляет 12–13 % прироста суточной добычи нефти (рис. 1). В частности, на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения ООО «КанБайкал» дополнительная добыча нефти составила 134,6 тыс. т за два года реализации проекта.

Рост добычи нефти относительно базовых показателей характеризуется периодом стабилизации добычи жидкости, что говорит о том, что эффект от внедрения технологии «Управление добычей» обусловлен не интенсификацией отборов, а исключительно оптимизацией режимов работы нагнетательных скважин и рациональным распределением закачки по площади.

Опыт, полученный на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения [4], свидетельствует о том, что задача реализации программы работ по выводу скважин на оптимальные режимы и их дальнейшее поддержание достаточно сложна. Обусловлено это в первую очередь низким среднесуточным количеством подходов к скважинам операторов промысла, что в свою очередь связано со слабой оснащенностью производства современными средствами регулирования закачки. Основным инструментом по регулированию режимов

РИС. 2. Схема фланцевого крепления штуцеров

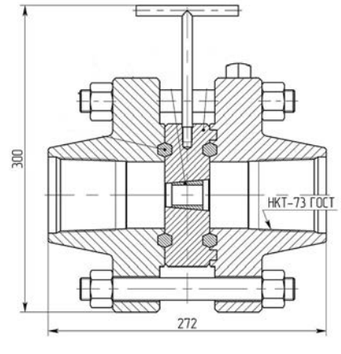
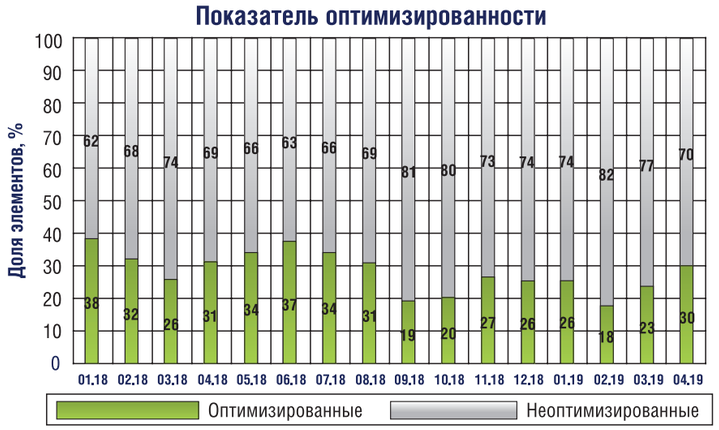


РИС. 3. Показатели эффективности управления режимами работы скважин на момент начала реализации программы модернизации промысла

Показатели	2018
Средняя оптимизированность по объекту $БС_8$	30 %
Оперативность вывода скважины на режим	7 дней
Среднемесячное количество скважин, выведенных на оптимальный режим	8 скв.
Средняя устойчивость режимов ППД	57 %



закачки нагнетательных скважин на Западно-Малобалыкском месторождении является штуцирование. При этом на начало работ над проектом все скважины были оснащены нерегулируемыми штуцерами с креплениями между фланцами (рис. 2). Смена штуцера в таком типе устройств достаточно трудоемкая и продолжительная процедура и требует остановки нагнетательной скважины, что в свою очередь сказывалось на оперативности вывода скважин на режим и, как следствие, вызывало потери в добыче нефти. Для примера, за один день в таких условиях оператор промысла может сменить режим на одной, максимум двух скважинах.

Также на показатель оптимизированности косвенное влияние оказывает такой фактор, как эксплуатационный износ водоводов высокого давления, приводящий к необходимости остановки целых кустовых площадок для замены аварийного участка, что в свою очередь вследствие интерференций сказывается на режимах работы соседних нагнетательных скважин. Дополнительные осложнения вызывает необходимость периодической остановки БКНС (блочная кустовая насосная станция) для проведения ремонтно-профилактических работ, что впоследствии приводит к быстрому износу или выбиванию штуцера вследствие гидравлическх ударов в системе от запуска в работу насосной станции. Износ водоводов и периодические остановки БКНС в совокупности приводят к частой непроизвольной смене режима работы нагнетательной скважины, что в свою очередь приводит к низкой устойчивости оптимальных режимов работы.

Помимо низкой устойчивости оптимальных режимов работы нагнетательных скважин и слабой оснащенности промысла современным оборудованием регулирования режимов работы нагнетательных скважин, большое влияние на оптимизированность оказывает такой параметр, как успешность работ по выводу скважин на оптимальные режимы работы. Под успешностью работ следует понимать долю от общего количества мероприятий, направленных на смену режима работы нагнетательной скважины и позволивших вывести скважину на оптимальный режим работы [4]. Исходя из имеющегося опыта, успешность таких мероприятий не превышает 50 %, что обусловлено невозможностью получения точного аналитического решения гидравлической задачи по определению необходимого диаметра штуцера.

Таким образом, низкая оснащенность промысла современными средствами регулирования режимов работы нагнетательных скважин и высокая аварийность водоводов высокого давления не позволяли вывести оптимизированность на показатели выше 30–40 % (рис. 3), при этом целевым показателем является 70–80 % [5].

Решение вышеописанной проблемы низкого уровня оптимизированности системы заводнения возможно различными подходами:

1) Наращивание штата операторов промысла, что позволит увеличить количественную составляющую подходов к скважинам. Однако данное решение сопряжено со значительным повышением финансовых затрат на фонд оплаты труда.
2) Модернизация промысла, в частности установка современных систем регулирования режимов работы нагнетательных скважин, что позволит в условиях сохранения прежней величины штата сотрудников увеличить количество подходов к скважине с целью смены режима работы. Данный подход не вызовет роста операционных расходов за весь период реализации проекта, необходимы лишь единовременные капитальные вложения на установку новых систем регулирования режимов работы нагнетательных скважин.

В рамках реализации проекта компанией ООО «КанБайкал» в 2019 году был инициирован процесс модернизации промысла, задачей которого является повышение показателей оптимизированности до целевых значений. Программа рассчитана на несколько лет и включает в себя два основных этапа:

1) Укомплектование промысла средствами механического регулирования закачкой (КШД – кран шаровой со сменными дросселями, рисунок 4).
2) Оснащение полигона (двух кустовых площадок) устройствами дистанционного управления закачкой (КДУ – клапан дистанционно управляемый), апробация технологии и по ее результатам дальнейшее тиражирование на мощности всего промысла.

РИС. 4. Кран шаровой со сменными дросселями

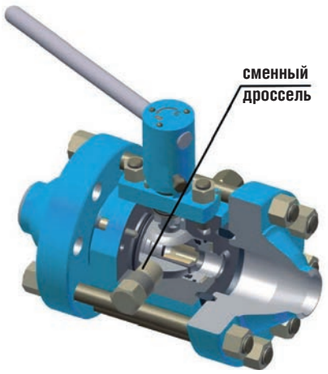
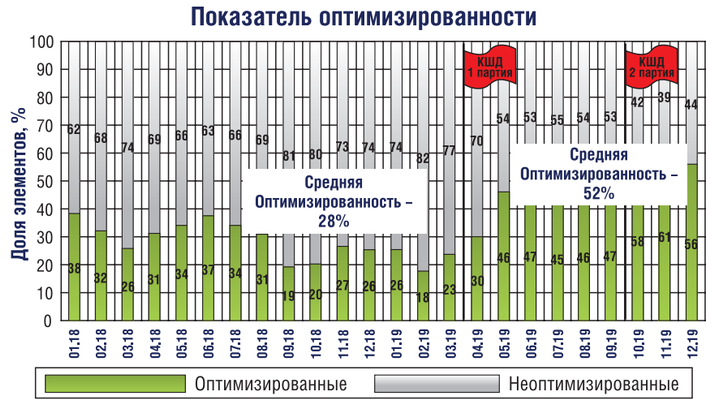


РИС. 5. Оптимизированность системы заводнения



Показатели	2018	2019	Эффективность
Средняя оптимизированность по объекту $БС_8$	28%	42%	+ 14%
Оперативность вывода скважины на режим	7 дней	4 дня	+ 42%
Среднемесячное количество скважин, выведенных на оптимальный режим	8 скв.	16 скв.	+ 100%
Средняя устойчивость режимов ППД	57%	68%	+ 11%

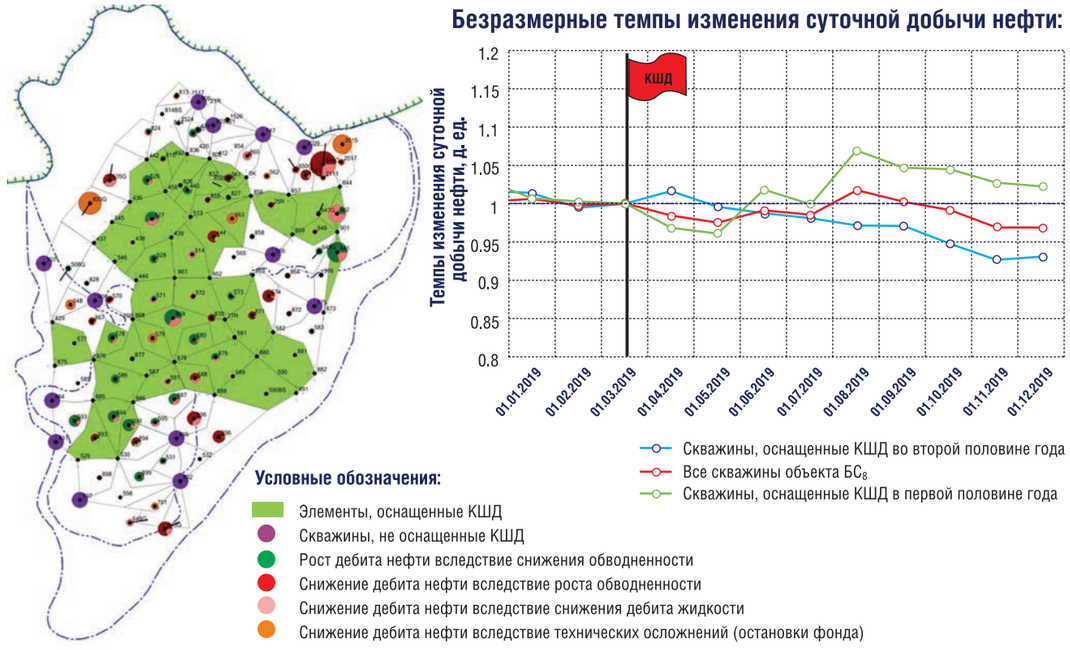
На текущий момент (по состоянию на 01.01.2020 г.) завершен первый этап модернизации промысла, месторождение полностью укомплектовано оборудованием КШД.

Преимущество КШД перед нерегулируемыми штуцерами заключается в значительном сокращении количества действий оператора, которые необходимо совершить для смены режима нагнетательной скважины. Конструкция крана позволяет производить смену дросселирующей насадки под давлением через боковое окно в корпусе крана. Применение данной конструкции позволяет сократить затраты времени на изменение режима скважины, замена насадки занимает не более 15 минут, и при этом не требуется остановки скважины и использования специального инструмента. Сокращение времени, необходимого для смены режима работы нагнетательной скважины, значительно увеличивает среднесуточное количество подходов по регулированию закачки, а значит, и производительность труда оператора промысла, что в свою очередь благоприятно сказывается на оптимизированности (рис. 5).

Укомплектование промысла современным оборудованием регулирования режимов работы нагнетательных скважин (КШД) позволило сократить среднее время вывода скважин на режим более чем в два раза. Показатели оптимизированности достигли 50–60 % (рис. 5).

Рост оптимизированности сказался на показателях добычи нефти: по группе скважин, где оборудование КШД было установлено в первой половине года (1 партия), наблюдается относительный рост суточной добычи нефти (на 3–4 % в годовом выражении) вследствие роста уровня оптимизированности.

РИС. 6. Эффективность внедрения оборудования КШД



Оставшаяся группа скважин, не охваченная оборудованием КШД на момент середины 2019 года, имеет снижение суточной добычи нефти с темпом 4–6 % в годовом выражении (рис. 6).

Общий эффект от внедрения оборудования КШД оценивается в 2,6 тыс. т дополнительной добычи нефти за 9 месяцев. При оценке эффективности за базовые темпы падения добычи нефти принимались темпы падения добычи нефти группы скважин, где оборудование КШД было установлено только в конце третьего квартала 2019 года (2 партия).

Уменьшение доли попутно добываемой воды и рост доли нефти сократили операционную себестоимость добычи и позволили получить положительную экономическую эффективность внедрения оборудования КШД. Экономический эффект оценивается в 12 млн рублей за 2019 год (рис. 7), при этом срок окупаемости установки нового оборудования составил два месяца.

Результат по увеличению показателей оптимизированности после внедрения оборудования КШД достигнут исключительно

РИС. 7. Эффективность внедрения оборудования КШД

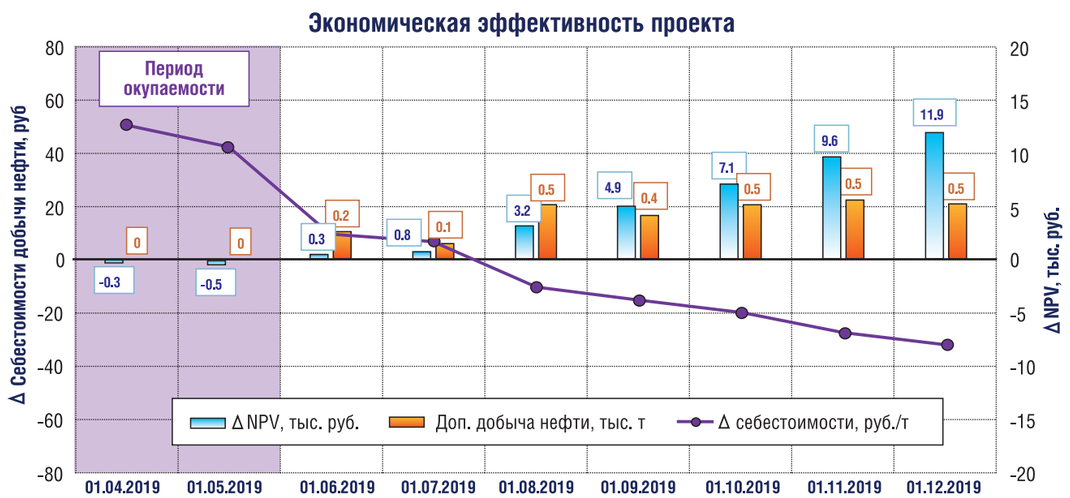
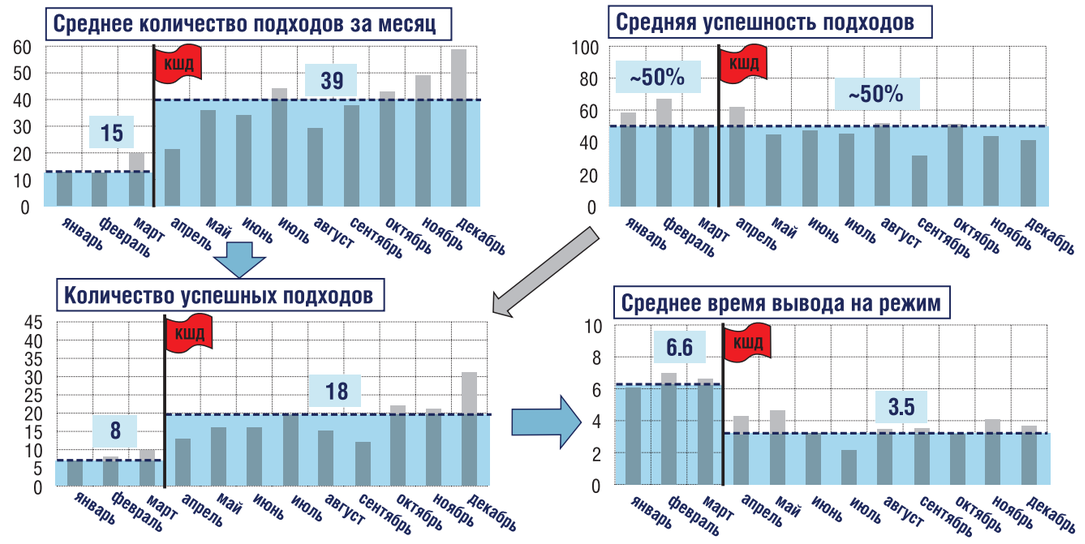


РИС. 8. Статистика по подходам к нагнетательным скважинам



за счет увеличения общего количества подходов как таковых (рис. 8). Средняя успешность подходов не изменилась, обусловлено это тем, что, несмотря на внедрение нового оборудования, инструменты определения необходимого диаметра штуцера не изменились и остаются на уровне опыта геолога промысла. Соответственно, существует потенциал по увеличению показателей эффективности работ за счет наращивания качественной составляющей (успешности работ).

Дальнейшая реализация потенциала по увеличению показателя оптимизированности системы заводнения требует качественного скачка в оснащенности промысла системами управления нового поколения, позволяющими корректировать режимы работы нагнетательных скважин в реальном времени без необходимости выезда оператора. Данное преимущество позволит значительно сократить время вывода скважин на оптимальный режим работы.

В рамках второго этапа модернизации промысла компания ООО «КанБайкал» на 2020 год запланировала оснащение полигона (двух кустовых площадок) оборудованием дистанционного управления режимами работы нагнетательных скважин, что позволит повысить показатели оптимизированности и вывести показатели добычи на новый уровень.

Выводы

1. Полноценная реализация добычного потенциала в процессе реализации проектов «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин» невозможна без синхронного развития и совершенствования уровня технического оснащения промысла средствами регулирования режимов работы нагнетательных скважин. Только в условиях применения современных подходов к разработке месторождения и развития уровня технического оснащения промысла возможен прирост показателей добычи нефти.
2. Опыт внедрения нового оборудования регулирования закачки успешен: показатели оптимизированности достигли 60 % при дополнительной добыче нефти 2,6 тыс. т за 9 месяцев. Экономический эффект оценивается в 12 млн руб. при сроке окупаемости два месяца.
3. Для дальнейшей реализации добычного потенциала необходимо оснащение промысла оборудованием нового поколения, позволяющим в режиме реального времени отслеживать и корректировать режимы работы нагнетательных скважин. ●

Литература

1. *А.А. Потрясов, М.Р. Мазитов, С.С. Никифоров, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, А.А. Клочков, А.И. Комягин – Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования (Нефть Газ Новации, декабрь 2014 г.)*
2. *Денисов О.В. Разработка автоматизированной системы идентификации явлений интерференции и взаимовлияния скважин по данным телеметрии на основе нейросетевых алгоритмов / О.В. Денисов, В.С. Желтухин, Р.Г. Лазарева // Материалы XVIII Международной конференции по вычислительной механике и современным прикладным программным системам, 2013 г., Алушта. – М.: Изд-во МАИ. – 2013. – С. 189–191.*
3. *Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения – М.: «Нефть. Газ. Новации», № 2, 2016 г., с. 66–72. Рябец Д.А., Бескурский В.В., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения» – М.: «Neftegaz.ru», № 9, 2019 г., с. 92–98.*
4. *Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») – М.: «Недропользование XXI век», № 6, 2017 г., с. 60–82.*

KEYWORDS: *automation, neural networks, injection well, oil and gas production, Zapadno-Malobalykskoye field.*

СИСТЕМА ВИДЕОМОНИТОРИНГА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ЛЕСНОГО ПОЖАРА В РАЙОНЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

УДК 681.5

ПОЖАРЫ НАНОСЯТ ОГРОМНЫЙ УРОН ЭКОНОМИКЕ И ЭКОЛОГИИ ЛЮБОЙ СТРАНЫ. ДЛЯ РОССИИ, ГДЕ ЛЕСА ЗАНИМАЮТ БОЛЬШУЮ ТЕРРИТОРИЮ, ЛЕСНЫЕ ПОЖАРЫ ЯВЛЯЮТСЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМОЙ, А УЩЕРБ, НАНОСИМЫЙ ЭКОНОМИКЕ, ИСЧИСЛЯЕТСЯ ДЕСЯТКАМИ И СОТНЯМИ МИЛЛИОНОВ ДОЛЛАРОВ В ГОД. В СЛУЧАЕ КОГДА ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ НАХОДЯТСЯ В НЕПОСРЕДСТВЕННОЙ БЛИЗОСТИ ОТ ЛЕСА, ПОТЕРИ ОТ ДИКОГО ОГНЯ МОГУТ БЫТЬ ОЧЕНЬ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ. И ОСОБЕННО КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ – НА ОБЪЕКТАХ И ПРЕДПРИЯТИЯХ, СВЯЗАННЫХ С ДОБЫЧЕЙ И ПЕРЕРАБОТКОЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПОЭТОМУ ВАЖНО НЕ ТОЛЬКО ОБНАРУЖИТЬ ПОЖАР И ОПРЕДЕЛИТЬ ЕГО МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ, НО СДЕЛАТЬ ЭТО КАК МОЖНО РАНЬШЕ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ АППАРАТНОЙ И ПРОГРАММНОЙ ЧАСТЕЙ КОМПЛЕКСА ОБНАРУЖЕНИЯ ЛЕСНОГО ПОЖАРА, А ТАКЖЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОБНАРУЖЕНИЮ ПОЖАРА ПО ВИДЕОИЗОБРАЖЕНИЮ МЕСТНОСТИ

FIRES CAUSE ENORMOUS DAMAGE TO THE ECONOMY AND ECOLOGY OF ANY COUNTRY. FOR RUSSIA, WHERE FORESTS OCCUPY A LARGE TERRITORY, FOREST FIRES PRESENT A NATIONAL-SCALE PROBLEM, AND THE DAMAGE DONE TO THE ECONOMY AMOUNTS TO TENS AND HUNDREDS OF MILLIONS DOLLARS A YEAR. WHEN THE INDUSTRIAL FACILITIES ARE IN CLOSE PROXIMITY TO THE FOREST, LOSSES FROM WILD FIRE CAN BE VERY SIGNIFICANT. AND THEY ARE ESPECIALLY CATASTROPHIC AT THE FACILITIES AND ENTERPRISES ASSOCIATED WITH THE EXTRACTION AND PROCESSING OF NATURAL GAS AND OIL PRODUCTS. THEREFORE, IT IS IMPORTANT NOT ONLY TO DETECT THE FIRE AND DETERMINE ITS LOCATION, BUT TO DO IT AS SOON AS POSSIBLE. THE PAPER DESCRIBES AND ANALYZES THE HARDWARE AND SOFTWARE PARTS OF THE FOREST FIRE DETECTION COMPLEX, AS WELL AS THE RESULTS OF FIRE DETECTION STUDY USING A VIDEO IMAGE OF THE AREA

Ключевые слова: *возгорание, IP-видеонаблюдение, клиент-серверные интернет-технологии, компьютерное зрение, беспроводная высокоскоростная связь.*

Астратов Олег Семенович,
доцент, к.т.н.

Смирнов Виктор Михайлович,
доцент, к.т.н.

Филатов Владимир Николаевич,
доцент, к.т.н.

Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения

Митько Арсений Валерьевич,
доцент, к.т.н.,
Санкт-Петербургский университет государственной противопожарной службы МЧС России,
член президиума Арктической общественной академии наук

Существует большое количество методов обнаружения несанкционированных очагов возгорания [1, 2]. Однако большинство из них имеет существенные ограничения по своим основным характеристикам: небольшая зона контроля, малая дальность действия, значительная инерционность. В ряде ситуаций узкоспециализированные локальные системы способны решить поставленные перед ними задачи, но в случае лесных пожаров перечисленные ограничения неприемлемы.

Сегодня на первый план выступают способы, основанные на анализе видеоизображений наблюдаемой местности [3]. Информационная насыщенность полученных изображений, появление в последние годы большого количества реализуемых алгоритмов целевой их обработки позволяют обнаружить и локализовать очаги задымления и возгорания в лесных массивах. Причем с помощью видеонаблюдения можно зафиксировать пожар на очень большом расстоянии, свыше 10 км. А использование нескольких видеодатчиков (видеокамер) позволяет охватить наблюдением большие территории, осуществляя так называемый видеомониторинг. Однако видеомониторинг не должен ограничиваться только идеей распределенного видеонаблюдения. Он должен представлять собой сложный информационный аппаратно-программный комплекс, обладающий большим потенциалом автоматизации благодаря применению современных технологий, таких как IP-видеонаблюдение, клиент-серверные интернет-технологии, компьютерное зрение, беспроводная высокоскоростная связь.

Таким образом, комплекс обнаружения лесного пожара предполагает наличие двух основных частей: аппаратной и программной.

Функционирование и состав комплекса

Аппаратная часть комплекса включает сеть управляемых датчиков видеонаблюдения, а также аппаратуру связи, контроля, управления и вычисления. Такая система легко масштабируется и расширяется.

Комплекс, ведущий видеомониторинг окружающей территории, должен работать следующим образом. На неспециализированных высотных сооружениях (вышках операторов сотовой связи, провайдеров связи, телевизионных, радиовещательных, вышках наземного мониторинга) размещаются дистанционно управляемые видеокамеры. На охраняемом объекте размещается центр контроля и управления, в котором находится оператор и аппаратура отображения, обработки и анализа принятой видеоинформации. При автоматическом обнаружении возгорания подается сигнал тревоги. По этому сигналу оператор по изображению на мониторе дает уже окончательную оценку ситуации.

Комплекс включает следующие элементы:

- распределенная система управляемых видеокамер;
- каналы связи, соединяющие видеокамеры с сетью Интернет;
- сервер системы;
- оборудование автоматизированного рабочего места оператора, включающего ПК с соответствующим программным обеспечением и возможностью высокоскоростного подключения к сети Интернет.

Комплекс для проведения видеомониторинга леса с целью обнаружения лесного пожара должен обеспечивать:

- получение видеоизображений со всех камер;
- дистанционное управление ориентацией и параметрами видеокамер;
- Запоминание текущей видеоинформации для дальнейшего просмотра и анализа;
- Автоматическое определение области возгорания и подачу сигнала тревоги;
- Надежную связь с необходимыми службами.

Программная часть

Программная часть – это программы обработки принятых видеоизображений, позволяющие оперативно обнаружить момент, область и координаты возгорания.

Известен ряд способов обработки и анализа видеоизображений, которые с той или иной точностью выполняют задачу обнаружения и определения местоположения очага пожара на местности [3, 4]. Эти методы можно разбить на три группы: гистограммные, методы, основанные на динамических признаках, и комбинированные. Большинство из них базируется на таком характерном признаке огня и дыма, как цвет. И основной процедурой обнаружения является сегментация.

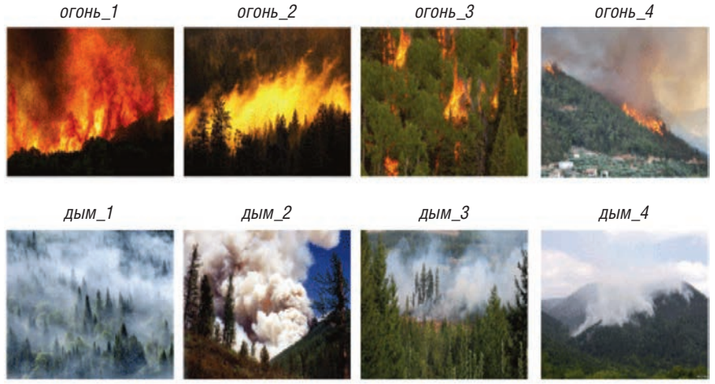
Сегментация – разделение изображения на области, для которых выполняется определенный критерий однородности, например, выделение на изображении областей (связной группы элементов) приблизительно одинаковой цветности и яркости.

Для правильного обнаружения пожара необходимо знать цветовой диапазон исследуемого объекта (огня и дыма). Несмотря на различия, все известные колориметрические системы обнаруживают одно общее для них свойство, а именно наличие сильной корреляционной связи между областями конкретных цветовых компонентов изображения. Цвет сравнительно слабо меняется в пределах конкретной области, и сильно изменяется при переходе из одной области к другой.

Метод цветовых гистограмм – наиболее популярный из методов, использующих цветовые характеристики для сегментации и индексирования изображений [5]. Идея метода сводится к следующему: все множество цветов анализируемого изображения разбивается на набор непересекающихся подмножеств. По полученному изображению формируется цветовая гистограмма, отражающая долю каждого подмножества в общей цветовой гамме изображения. Для сравнения гистограмм вводится понятие расстояния между ними. Известны различные способы построения и сравнения цветовых гистограмм, отличающихся между собой изначальной цветовой схемой, размерностью гистограммы и определением расстояния между гистограммами.

В нашем случае, когда защищаемый объект находится в лесной, лесотундровой или лесостепной зоне, огонь и дым от пожара довольно заметно отличаются от неподвижного фона по яркости (рис. 1 и 2). Переход от обработки и анализа цветного изображения к черно-белому существенно упростит алгоритмы сегментации и обнаружения очага возгорания.

РИС. 1. Изображения очагов пожара



Один из основных и простых способов сегментации – это пороговая обработка. Операция порогового разделения (бинаризация) заключается в сопоставлении значения яркости каждого пикселя изображения с заданным значением порога. В случае одного порога исходное изображение преобразуется в бинарное, что существенно уменьшает количество второстепенной информации, содержащейся в изображении [6].

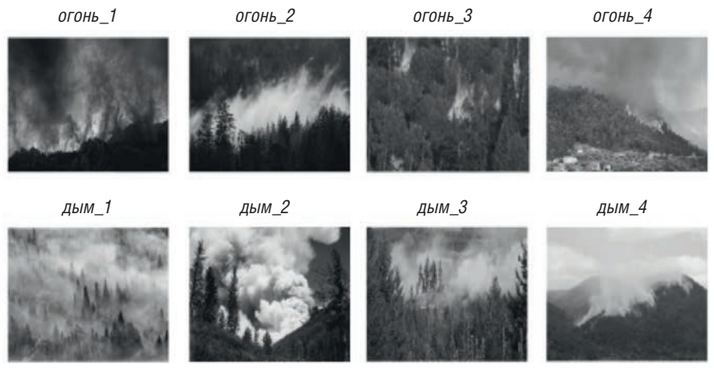
Таким образом алгоритм выделения объектов из окружающего фона состоит в выборе значения порога, разграничивающего моды распределения яркостей на изображении. Простейший из методов пороговой обработки состоит в разделении гистограммы изображения на две части с помощью единого глобального порога. При поэлементном сканировании изображения каждый пиксель отмечается как относящийся к объекту (огонь, дым) или фону в зависимости от того, превышает ли яркость данного пикселя значение порога или нет. Успешность этого метода целиком зависит от того, насколько хорошо гистограмма изображения поддается разделению. Изучение большого числа видеоизображений реальных ситуаций подтверждает целесообразность этого подхода.

Для автоматического выбора значения порога g в случае бимодальной гистограммы может применяться следующий итеративный алгоритм:

1. Выбирается некоторая начальная оценка значения порога g;
2. Выполняется сегментация изображения с помощью порога g. В результате образуются две группы пикселей: $G1$, превышающих g, и $G2$, имеющих яркость меньше или равную g;
3. Вычисляются средние значения $\mu1$ и $\mu2$ яркостей пикселей для групп $G1$ и $G2$ соответственно;
4. Вычисляется новое значение порога $g = (\mu1 + \mu2)/2$;
5. Повторяются шаги со второго по четвертый до тех пор, пока разница значений порога g в соседних итерациях не окажется меньше наперед заданного параметра ε.

Отметим, что если объекты и фон на изображении занимают сравнимые площади, то хорошим начальным приближением для порога является средний уровень яркости изображения. Если же занимаемая объектами площадь мала по сравнению с площадью фона (или наоборот), то одна из групп пикселей будет доминировать в гистограмме, и средняя яркость окажется не слишком хорошим начальным приближением. В подобных случаях более подходящим начальным значением g является полусумма минимального и максимального значений яркости. Параметр ε используется для остановки алгоритма, когда изменения на каждой итерации становятся малы по сравнению с заданным параметром.

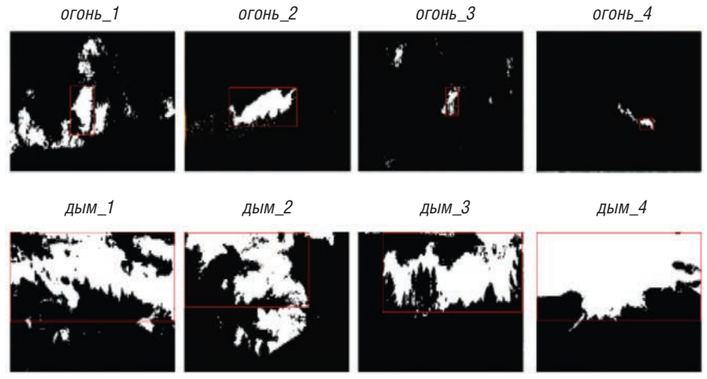
РИС. 2. Яркостная составляющая изображений пожара



Полученное бинарное изображение, кроме информативных участков может содержать шумовые выбросы и небольшие яркие пятна от всевозможных бликов. С целью устранения подобного рода помех и улучшения связности выделенных областей имеет смысл осуществить внутрикадровую морфологическую обработку (фильтрацию) [6] (рис. 3).

Однако яркостного признака для детектирования огня и дыма может быть недостаточно из-за попадания в кадр светлых участков иной природы. Для уменьшения вероятности ложной тревоги имеет смысл учесть динамические признаки. В качестве таких признаков можно использовать изменения формы пламени и дыма, их перемещение и мерцание. В промежутке между двумя последовательными кадрами форма очага возгорания может меняться весьма существенно. Поэтому для корректного детектирования пожара целесообразно сочетать

РИС. 3. Бинарные изображения огня и дыма после морфологической обработки с наложенным адаптивным стробом



яркостный признак с признаками, относящимися к динамическим изменениям сцены.

Движущиеся области в видеопоследовательности могут быть определены при помощи метода межкадрового вычитания [3, 6]. Элемент изображения (пиксель) с координатами (x, y) в растре относится к движущейся области, если выполняется следующее неравенство:

$$|I_t(x,y) - I_{t-1}(x,y)| > \delta_t(x,y),$$

где $I_{t-1}(x,y)$ и $I_t(x,y)$ – интенсивности пикселя в предшествующем и текущем кадрах видеопоследовательности, $\delta_t(x,y)$ – адаптивное пороговое значение. Найденные пиксели группируются в связные области.

Гораздо проще обнаруживать движение областей по полученным бинарным изображениям видеопоследовательности. На выделенные области накладываются прямоугольные стробы, привязанные к их размерам и местоположению в кадре [7]. Непрерывные вычисления размеров и координат строба на растре и позволяют получить информацию об изменении параметров яркостных зон на изображении. Что, в свою очередь, позволит сформировать сигнал тревоги.

Итак, многошаговый алгоритм обработки видеоизображений включает бинаризацию видеосигналов, морфологическую фильтрацию, формирование адаптивных стробов и регистрацию их размеров и местоположения.

В программное обеспечение комплекса видеомониторинга, кроме программ обработки изображений, входит программа вычисления по координатам стробов в растре географических координат возгорания с учетом параметров видеокамер наблюдения.

Заключение

Обнаружение очага возгорания по видеоизображению имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами.

Во-первых, к ним следует отнести возможность обнаружения дыма и огня на открытых пространствах, где обычные методы химического анализа бесполезны.

Во-вторых, реакция на возникновение опасной ситуации является практически мгновенной: обнаружение огня происходит в момент его возникновения.

В-третьих, видео позволяет точно определить месторасположение очага возгорания.

В-четвертых, обработка видеоданных в реальном времени позволяет с высокой вероятностью обнаруживать признаки возгорания (дым и огонь) на наблюдаемой сцене даже в условиях тумана или низко стелющихся облаков.

В-пятых, несмотря на то, что подавляющее большинство лесных пожаров возникает днем, система позволяет обнаруживать очаг возгорания и в условиях плохой освещенности, так как используемые алгоритмы являются адаптивными и инвариантными к условиям освещенности.

Благодаря данной технологии оператор освобождается от необходимости постоянного наблюдения за окружающей обстановкой – система будет автоматически информировать его только о подозрительных ситуациях, требующих его внимания и участия.

Основные преимущества комплекса в целом:

- Использование существующей инфраструктуры вышек операторов связи и каналов связи, наличие широкого спектра видеокамер различных производителей;
- Возможность расширения для осуществления централизованного мониторинга больших площадей;
- Определение точных координат очага возгорания и автоматическое оповещение оператора о возможной опасности.

К достижимым характеристикам комплекса следует отнести радиус обзора местности одной видеокамерой – до 15 км; точность определения направления на объект – 0,5 градуса и точность определения местоположения очага возгорания – 250 м.

Литература

1. *Системы и технические средства раннего обнаружения пожара // Федоров А.В., Членов А.Н., Лукьянченко А.А. и др. М.: Академия ГПС МЧС России. 2009. 158 с.*
2. *Шегельман И.Р., Галактионов О.Н., Когочев А.Ю., Попов А.С. Анализ перспективных физических методов обнаружения возгораний / Успехи современного естествознания. – 2016. – № 12. – С. 335–339.*
3. *Лукьяница А.А. Цифровая обработка видеоизображений / А.А Лукьяница, А.Г. Шишкин. М.: «Ай-Эс-Эс Пресс». 2009. 518 с.*
4. *Астратов О.С., Смирнов В.М., Филатов В.Н. Обнаружение лесных пожаров по видеоизображениям. Научная сессия ГУАП: сб. докл. СПб.: ГУАП, 2018. С. 7–11.*
5. *Красильников Н.Н. Цифровая обработка 2D- и 3D-изображений. СПб.: «БХВ-Петербург». 2011. 608 с.*
6. *Обработка изображений в прикладных телевизионных системах / О.С. Астратов и др. – СПб.: ГУАП, 2012. – 272 с.*
7. *Смирнов В.М., Филатов В.Н. Формирование адаптивного строба в видеосистемах наблюдения. «Информационно-управляющие системы», № 3, 2006.*

KEYWORDS: *fire, IP video surveillance, client-server Internet technologies, computer vision, wireless high-speed communication.*

УДК 553.9:338.45

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

О ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ ОБОСНОВАНИИ ДОБЫЧИ ТРИЗ

как не наступить на старые грабли

Розман Михаил Семенович,
старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, к.э.н.

Смоляк Сергей Абрамович,
главный научный сотрудник Центрального экономико-математического института РАН, д.э.н., к.ф.-м.н.

Закиров Эрнест Сумбатович,
главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, д.т.н., профессор РАН

Индрупский Илья Михайлович,
главный научный сотрудник, заведующий лабораторией Института проблем нефти и газа РАН, д.т.н., профессор РАН

Закиров Сумбат Набиевич,
главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, доктор технических наук, профессор

В ТЕЧЕНИЕ 2016–2019 ГГ. ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ РЯД НОВЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ КЛАССИФИКАЦИЮ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (УВС), ИХ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ОЦЕНКУ И ПОДГОТОВКУ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС. АВТОРЫ НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬИ НА ОСНОВЕ ОПЫТА ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ И АНАЛИЗА НАУЧНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ДАННОЙ ПРОБЛЕМАТИКЕ ПОКАЗЫВАЮТ НЕДОСТАТОЧНУЮ НАУЧНУЮ ОБОСНОВАННОСТЬ УКАЗАННЫХ ДОКУМЕНТОВ И БЕСПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ЭТИМИ ДОКУМЕНТАМИ ПРАВИЛ В ПРАКТИКЕ ОБОСНОВАНИЯ НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ И ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DURING 2016–2019 A NUMBER OF NEW METHODOLOGICAL DOCUMENTS WERE INTRODUCED THAT REGULATE THE CLASSIFICATION OF HYDROCARBON RESERVES AND RESOURCES, THEIR ECONOMIC ASSESSMENT AND THE PREPARATION OF TECHNICAL PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS. THE AUTHORS OF THIS ARTICLE ON THE BASIS OF EXPERIENCE IN THE EXAMINATION OF PROJECT DOCUMENTS AND ANALYSIS OF THE SCIENTIFIC LITERATURE ON THIS PROBLEM DEMONSTRATE INADEQUATE SCIENTIFIC VALIDITY OF SAID DOCUMENTS AND FUTILITY OF USING THE RULES ESTABLISHED BY THESE DOCUMENTS IN THE PRACTICE OF TAX BENEFITS JUSTIFICATION AND PREPARING PROJECT DOCUMENTS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS

Ключевые слова: *стоимостная оценка запасов, методические рекомендации, трудноизвлекаемые запасы, проектные документы, налоговые льготы, критерии эффективности инвестиций, экспертиза проектов, разработка нефтяного месторождения, рациональное недропользованиеь.*

Действующие в России правила и процедуры стоимостной оценки запасов УВ и выбора проектных вариантов разработки месторождений нефти и газа установлены в [1–5]. С 2015 года авторы настоящей публикации несколько раз выступали с критикой предложенных нововведений [6–8], в том числе и на президиуме РАН [9]. Ряд серьезных замечаний высказывался также в статьях и других авторов [10–14]. Однако замечания игнорируются. А в принятых новых регламентирующих документах содержатся, наряду с прежними, новые ошибочные положения, имеющие, по мнению авторов, крайне отрицательные для нефтегазового сектора и даже для экономики страны в целом последствия. По-видимому, необходимо привлечь к ним внимание еще раз.

Основные замечания сводятся к следующему:

- Критерии и процедуры технико-экономической оценки недостаточно продуманы, не соответствуют принятой в РФ методологии оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, приводят к ошибкам в выборе вариантов разработки и существенному занижению эффективности сырьевой базы добычи как в натуральном, так и в стоимостном выражении. Мало того, недропользователь может сделать «лучшим» по установленному критерию практически любой вариант разработки месторождения, выбирая «подходящим» способом альтернативные варианты.

ФАКТЫ

80 %

степень выработки запасов дает основание относить их к трудноизвлекаемым

- Принятая методология учитывает только коммерческие интересы компаний-недропользователей и текущие конъюнктурные условия, пренебрегая долгосрочными общественными и государственными интересами.
- Рекомендуемые к реализации варианты предусматривают, как правило, короткий срок разработки, выборочную отработку и малый объем извлекаемых запасов. Рациональные сроки и очередность разработки отдельных эксплуатационных объектов и месторождения в целом, учитывающие необходимость ликвидационных работ в конце разработки, не определяются.
- Все принятые с 2016 г. правила и процедуры анонсируются и реально используются только лишь как средства определения размеров и форм государственной поддержки нефтегазовых компаний, разрабатывающих так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ).

При этом поддержка (главным образом в виде налоговых льгот) предоставляется без участия независимых экспертных комиссий и не фиксируется в проектных документах и в условиях лицензионных соглашений.

Между тем в стране нет законодательно закрепленного понятия «трудноизвлекаемые запасы». В Википедии, в Горной энциклопедии, Большой энциклопедии нефти и газа, Российской геологической энциклопедии, Геологическом словаре понятие «трудноизвлекаемые запасы» найти не удалось. Нефтяной словарь называет трудноизвлекаемыми запасы нефти: с высокой вязкостью, в подгазовых залежах и водонефтяных зонах, в разрабатываемых залежах со степенью выработки более 80%, а Техническая энциклопедия относит к ТрИЗ запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами. Материалы посвященных ТрИЗ конференций показывают, что надежных оснований для геолого-промысловых критериев отнесения запасов к ТрИЗ нет. Действительно, например по Э.М. Халимову и Н.Н. Лисовскому, аномально вязкой нефтью считается нефть с вязкостью в пластовых условиях >30 спз, тогда как в Налоговом кодексе (НК) к таковой относится нефть с вязкостью >200 спз. Двумя названными уважаемыми в отрасли авторами к малопроницаемым относятся коллекторы с проницаемостью <0,03 мкм², а НК – <0,002 мкм². Технологически выработанными эксперты считают объекты с выработанностью >0,7 НИЗ, а НК – >0,8; к низкопродуктивным в НК отнесены объекты баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит, но эксперты не сочли возможным уверенно перечислить низкопродуктивные пласты и горизонты. Среди нормативно-методических документов МПР отсутствуют научно-обоснованные методики, регламентирующие правила отнесения залежей к высокообводненным или к мелким, к низкопроницаемым, высоковязким или сверхвысоковязким, определяющие правила подсчета запасов и технологического обоснования и экономической оценки извлекаемых запасов всех относимых ныне к ТрИЗ геологических объектов.

Суммируя многочисленные публикации, можно сказать, что под ТрИЗ понимаются запасы залежей со сравнительно неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками или худшими свойствами флюидов, также расположенные в районах с отсутствием инфраструктуры, и также запасы, разработка которых нерентабельна или низкорентабельна в существующих экономических условиях.

В период 1998–2000 гг. в соответствии с Приказом МПР № 41 от 13.02.98 г. «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» можно было получить льготы при добыче нефти с применением термических методов или закачки реагентов,

ФАКТЫ

Менее

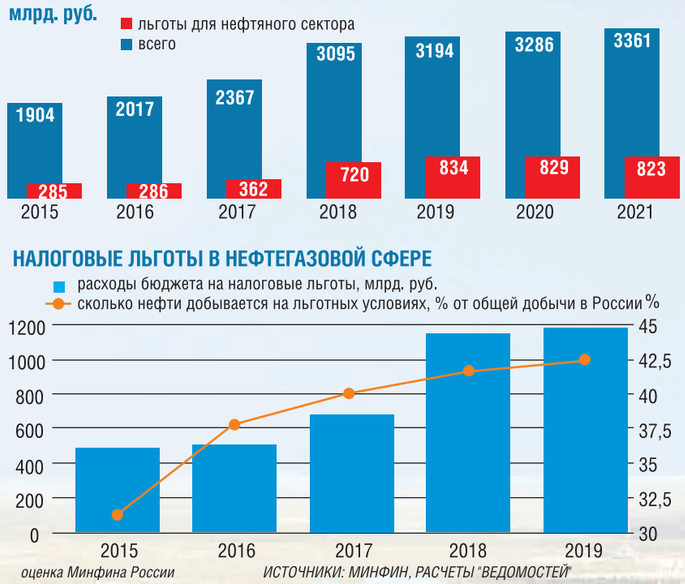
200 спз

нефть с таким значением параметра считается аномально вязкой согласно налоговому кодексу

обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти, за разработку запасов подгазовых частей тонких (менее трех метров) нефтяных оторочек и запасов периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сеткой эксплуатационных скважин. Затем, согласно Распоряжению Правительства РФ от 03.05.2012 № 700, льготы можно было получить при разработке низкопроницаемых коллекторов и высоковязкой нефти. Затем были установлены льготы при разработке месторождений, расположенных в удаленных регионах Восточной Сибири и ЯНАО, а также на шельфе. В настоящее время к ТРиЗ относят объекты, признаки которых перечислены в главе 26 Налогового кодекса: залежи сверхвязкой нефти (от 200 до 10 000 мПа·с), залежи, имеющие значение коэффициента добычи (КД) меньше единицы, залежи с проницаемостью не более 2 мД и эффективной нефтенасыщенной толщиной менее 10 м с выработанностью менее 3%, а также залежи абалакских, баженовских, хадумских и доманиковых отложений (с выработанностью до 13%). Согласно этим признакам из 18 млрд т разведанных запасов категорий АВС1 две трети классифицируются как ТрИЗ. (Отраслевая шутка: Налоговый кодекс стал похож на справочник по геологии. Заметим: если и справочник, то весьма – по упомянутым причинам – приблизительный.)

Из приведенного абзаца хорошо видна следующая тенденция. Стимулирование современных методов разработки залежей и внедрения инноваций заменено льготированием любой добычи из объектов, подходящих под формальные критерии ТрИЗ. Под которые, в свою очередь, становится возможным «подтянуть» все большую долю запасов. Очевидно, что компании активно пользуются данной «привилегией» в своих интересах. Не менее очевидно, что такой подход никак не способствует повышению технологического уровня отрасли и долгосрочным интересам государства и общества.

РИС. 1. Налоговые льготы в нефтегазовом комплексе России в 2015–2020 гг.



На этом фоне по меньшей мере странными выглядят требования нефтедобывающих компаний – самых прибыльных российских компаний! – о предоставлении все новых льгот и преференций. Более того, они их получают! Доля льготированной нефтедобычи растет и составила в 2019 году более 40% (рис. 1).

Возвращаясь к классификации ТрИЗ, отметим, что она (как и два основных недропользовательских налога – НДПИ и экспортная пошлина) не случайно опирается на геолого-технологические параметры, а не на стоимостные, например превышение среднеотраслевых затрат на добычу 1 т. Многолетний опыт экспертизы показывает, что отсутствие учета затрат по месторождениям (не говоря уж об эксплуатационных объектах, залежах и отдельных скважинах) и какой-либо доступной экспертизе нормативной базы по затратам, если не делают стоимостную оценку запасов и экономическую оценку вариантов разработки бессмысленными, то, по крайней мере, позволяют уверенно утверждать, что доверять их результатам нельзя. Это хорошо осознано со времен рассмотрения ГКЗ и Минфином в 1997–1999 гг. материалов, обосновывающих предоставление скидок за истощение недр и льгот по налогам за право пользования недрами. Кроме упомянутых выше приказов и распоряжений, налоговые скидки можно было получить и в соответствии с «Временными требованиями к содержанию геологических и экономических материалов, обосновывающих возможность частичного или полного освобождения недропользователей от платежей за пользование недрами» (приложение к письму Министра природных ресурсов Российской Федерации № ВО-61/3024 от 18.11.96). Стоит привести здесь результаты той экспертизы. Итак, с ноября 1997 г. по ноябрь 1998 г. в ГКЗ поступили упомянутые выше материалы от восьми компаний, в которых обосновывалась необходимость предоставления налоговых льгот по 167 месторождениям, в т.ч. 85 месторождениям «Башнефти», 40 месторождениям «Краснодарнефтегаза», 15 «Нефтебитума», 6 «КАМА-нефти», 2 «Норильскгазпрома» и 16 «Юганскнефтегаза». Все работы предусматривали полное освобождение от налога на весь проектный срок эксплуатации месторождений. По результатам экспертизы ГКЗ рекомендовало Министерству природных ресурсов и Министерству финансов РФ предоставить льготы по налогу за право пользования недрами:

- ЗАО «ЛУКойл-АИК» (Когалымское месторождение, снижение ставки с 12 до 6% сроком на 4 года);
- АООТ «Норильскгазпром» (Мессояхское и Южно-Соленинское месторождения, снижение ставки с 16 до 6% сроком на 1 год);
- СП «КАМА-нефть» (снижение ставки по пяти месторождениям, размеры снижения – от 50 до 100%, сроки – 5–7 лет).

ФАКТЫ

167

месторождений нуждались в дополнительных льготах, согласно обоснованиям компаний операторов с ноября 1997 г. по ноябрь 1998 г.

По материалам, представленным Башнефтью, Краснодарнефтегазом, Нефтебитумом, Юганскнефтегазом и Уренгойгазпромом, экспертиза дала отрицательные заключения, они были признаны недостаточно обоснованными. Стоит напомнить, что эти обоснования льгот были выполнены при ценах на нефть 15–20 долл./барр., т.е. необходимость снижения НДПИ для достижения рентабельности разработки месторождений не была доказана даже при столь относительно низкой цене на нефть.

Опыт той экспертизы, дополненный опытом экспертизы многих десятков проектов в последующие 20 лет, позволяет сделать следующие выводы:

- Самым слабым местом является некачественное экономическое обоснование получения налоговых льгот. Обычно авторы ограничиваются

приложением к ходатайству о льготах справок о текущей (за 1–2 года) себестоимости продукции и полученных убытках или невысокой рентабельности производства. Расчеты коммерческой и бюджетной эффективности добычи УВ сырья даже на ближайшую перспективу либо не делаются, либо делаются с серьезными нарушениями принятой в России методологии оценки эффективности инвестиционных проектов.

- Фактические удельные затраты на бурение и другие мероприятия, понесенные в период разведки и опытных работ на объекте, переносятся на период полномасштабной эксплуатации без учета значительного (часто кратного) их удешевления при масштабировании.
- Отсутствие в России учета затрат по месторождениям и более детального – по эксплуатационным объектам делает всю процедуру установления и изменения ставок рентных платежей малообоснованной, т.к. величины этих платежей по определению должны дифференцироваться в зависимости от качества УВ сырья и геолого-промысловых характеристик месторождений.
- Не используются современные методы учета неопределенности исходной геолого-физической и стоимостной информации при оценке эффективности вариантов разработки месторождений.
- Материалы представляются в виде, исключающем возможность проверки правильности расчетов и выводов авторов относительно всех количественных параметров и характеристик.
- В работах не приводится нормативная база, использованная для расчетов капитальных и текущих затрат. Расчет текущих затрат выполняется на основе фактических данных только за какой-либо из месяцев или кварталов, что в условиях нестабильной экономики явно недостаточно для уверенности в правильности расчетов. Расчеты выручки от реализации не учитывают фактическую долю реализации продукции на экспорт. Не учитываются и внутрикорпоративные взаимоотношения, возникающие в холдинговых компаниях между дочерней и головной компанией в части условий реализации продукции и уплаты налогов.
- В работах отсутствует информация, достаточная для уверенного отнесения запасов месторождений к категории трудноизвлекаемых на основании геолого-физических характеристик коллекторов.
- Обоснование отрицательных социальных эффектов от прекращения добычи на нерентабельных месторождениях сводится обычно к ходатайствам глав региональных администраций, не подтверждаемых какими-либо экономическими выкладками.

Если дополнить результаты экономической экспертизы недостатками, наблюдаемыми в технологических частях проектных документов, станет понятно, что у «инвентаризаций запасов» и «обоснований льгот» нет не только экономической, но и геолого-технологической основы. Приведем некоторые типичные ошибки технологических разделов проектов разработки месторождений.

ФАКТЫ

15-20

долл./барр

обоснованная цена нефти, при которой разумно снижать НДПИ

37 %

достигает доля ТрИЗ в добыче

- В технологических вариантах по разрабатываемым месторождениям зачастую не обеспечивается максимально эффективное использование всего фонда скважин. В так называемых «базовых вариантах» либо совсем не предусматривается вывод скважин из бездействия, либо только незначительной их части. Обычные в таких случаях причины – отсутствие у предприятия средств и высокая обводненность бездействующего фонда скважин. Между тем, эксплуатация месторождений фондом скважин, значительно меньшим проектного, хотя и позволяет достигать в течение ряда лет уровней добычи, превышающих проектные, но затем приводит к лавинообразному росту обводненности и разубоживанию запасов. Так что общий объем извлекаемой из месторождения нефти при этом существенно сокращается, а эффективность проекта в целом снижается.
- Обоснование величин извлекаемых запасов производится нередко перемножением коэффициентов охвата, заводнения и вытеснения. Между тем известно, что величины первых двух коэффициентов определяются скорее экономическими факторами, нежели собственно техническими и технологическими, поэтому полученные таким способом извлекаемые запасы и коэффициенты нефтеизвлечения нельзя принимать в качестве максимально технически или технологически достижимых.
- Весьма слабым местом является обоснование принимаемых в технологических расчетах геолого-физических параметров залежей (эксплуатационных объектов). Поскольку объем выполняемых при разработке месторождений всякого рода исследований обычно совершенно недостаточен, величины параметров даже по месторождениям, находящимся в третьей и четвертой стадиях разработки вынужденно принимаются на основе аналогий, часто весьма и весьма усредненных.
- Нередки случаи прекращения технологических расчетов при среднем по месторождению уровне обводненности 80–85 %, далеком от предельных значений. При этом, как правило, из действующего фонда не выводятся полностью обводнившиеся скважины.
- Принимаемые в расчетах уровни эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) обычно далеки от достигаемых за рубежом и даже от лучших результатов, достигнутых в России. Поэтому экономическая эффективность вариантов с использованием МУН редко превышает эффективность вариантов с традиционными технологиями.
- Практически не встречаются ТЭО, предусматривающие варианты, различающиеся очередностью ввода эксплуатационных объектов в разработку. Между тем оптимизация сроков и очередности ввода объектов, интенсивности их разработки – эффективные средства повышения экономической эффективности проектов.

В конечном счете все проекты можно разделить на две группы – завышающие и занижающие величину извлекаемых запасов, а значит и их экономическую ценность. Завышение наблюдается по организациям, аудит запасов которых предполагаемыми инвесторами еще не сделан. А занижение, напротив, в тех случаях, когда недропользователь инвестирует в разработку собственные средства или уже нашел инвестора.

Нелишне напомнить современному читателю, что в те же 1996–2002 годы были подготовлены (и приняты Госдумой в качестве законов) такого же качества «обоснования» возможности рентабельной разработки более сотни месторождений, только на условиях СРП. Однако после того, как в 2003 году с СРП в России было покончено, все эти месторождения рентабельно разрабатывались и разрабатываются в условиях действующей в стране обычной налоговой системы. Ибо компании, естественно, всегда находят способ, как «правильно» подготовить обоснование ради «оптимизации налогов».

Доля ТрИЗ в суммарных геологических запасах России составляет по кат. $ВС_1$ – 50 %, по кат. $С_2$ – 73 %, в извлекаемых запасах – 63 %, а в добыче достигает 37 % (по другим оценкам – 50 %). И будет, естественно, нарастать, т.к. согласно прогнозам доля их будет повышаться [15].

По оценкам МПР [17]: «Обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых месторождений составляет 35–36 лет, однако обеспеченность добычи без учета ТрИЗ нефти составляет не более 20 лет. При нынешнем

ФАКТЫ

50 %

составляет доля ТрИЗ в суммарных геологических запасах России по кат. $ВС_1$, по кат. $С_2$ – 73 %, в извлекаемых запасах – 63%

состоянии минерально-сырьевой базы без вовлечения в отработку ТрИЗ нефти удержать достигнутый уровень добычи в период после 2020 г. будет практически невозможно, поэтому нефть относится к числу недостаточно обеспеченных запасами полезных ископаемых», ибо «степень выработанности разведанных запасов достигает 55 %, степень разведанности начальных суммарных ресурсов 46 %».

Разумеется, результаты такой классификации дополняются жалобами на самую высокую в мире налоговую нагрузку российских нефтегазовых компаний: «Министр энергетики РФ Александр Новак подтвердил Reuters, что налоговая нагрузка на российских нефтяников – самая высокая в мире. В среднем, по его словам, на налоги уходит 68–70 % выручки, а с месторождений в Западной Сибири этот показатель достигает 85% выручки». Размер государственной поддержки добычи ТрИЗ составляет ныне не менее 1 трлн руб./год [15], но поток предложений и требований различных форм господдержки добычи ТрИЗ не иссякает [19]. И несмотря на рекордные прибыли, показываемые в годовых отчетах компаний, нефтяники ожидают снижения налоговой нагрузки и от нового кабинета министров.

«В последние годы запасы нефти в России стабильно растут, но основной прирост идет не за счет открытия новых месторождений, а за счет доразведки отрабатываемых объектов…» – такие утверждения стали общим местом отраслевых публикаций, официальных докладов и прогнозных сценариев. Как и сожаления по поводу отсутствия «больших открытий». Но вот, например, «Нефтегазовая вертикаль», 2014, № 6 сообщает: «В 2000–2012 гг. в мире открыто 129 месторождений-гигантов с запасами 36 млрд тнэ. Это на 43 гиганта *больше, чем в 1990–2000 гг. И величины запасов месторождения в три раза больше, чем в 1990–2000 гг.* В т.ч.: б. СССР – 4 н. + 7 г., 14,4 млрд тнэ; Бл. Восток – 11 н. + 17 г., 6,5 млрд тнэ; Ц. и Ю. Америка – 17 н. + 7 г., 6 млрд тнэ; Африка – 9 н. + 15 г., 3,7 млрд тнэ; Европа – 2 н., 0,6 млрд тнэ;

С. Америка – 5 н., 0,33 млрд тнэ. В т.ч. Туркмения (Галканыш-газ, 8,7 млрд тнэ), Казахстан (Кашаган-нефть, 2,4 млрд тнэ), Бразилия, Китай, Узбекистан, Иран. Более половины – на средне- и глубоководном (500–2000 м) шельфе, 40 – на суше. Открытия сделаны как в малоизученных, так и в хорошо изученных геологических бассейнах.»

На наш взгляд, ни мучительные поиски некого универсального определения ТрИЗ, ни какие-то специальные методики их технико-экономической оценки не нужны. И «второй Самотлор» уже «открыт» там же, где и первый: в результате доразведки запасы Самотлора увеличены вдвое – с 1 до 2 млрд т. А учитывая, что степень разведанности, как упомянуто выше, составляет менее 50% (в т.ч. по основной Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции России – около 40% по нефти и 50% по газу [20, 21]), новые Самотлоры вполне могут быть открыты в освоенных нефтедобывающих регионах в обозримом будущем (если не отвлекаться на поиски и разведку арктических шельфов).

Отраслевая мудрость гласит: нефть там, где ее ищут. Разговоры о трудноизвлекаемости потеряли всякую убедительность после сланцевой революции. В результате которой в США не только добывают нефть и газ из пород, традиционной геологией вовсе не считающихся нефтегазоносными, но и в количествах, выведших страну на первое место в мире и сделавшей ее из нефте- и газоимпортера – экспортером этих продуктов. И в России есть примеры исключения геологических объектов из списка относимых к трудноизвлекаемым. Так, в результате массового применения технологий ГРП перестали говорить о сверхсложном геологическом строении пласта $АВ_1^{(1-2)}$, более известного как «рябчик».

Компаниям, требующим все новые и новые налоговые послабления, стоит не лоббировать закон об НДД, а инвестировать в зарубежные проекты, следуя примеру компании «Лукойл», по заверению ее руководителя, не нуждающейся в российских льготах [22, 23]. Транснациональный статус, кстати, может способствовать повышению капитализации компании и прочих рейтингов в большей мере, чем размеры ее российской сырьевой базы.

К настоящему времени появилось довольно много фактов, свидетельствующих о том, что УВС является восполняемым природным ресурсом [24, 25, 26]. Хотя достаточно и прогнозов «конца века нефти» в самом недалеком будущем, лет через 20–25 [27–31], и актуальности в связи с этим ускоренной «монетизации» уже имеющихся (разведанных и подготовленных к освоению) запасов нефти [17]. Экономика восполняемых и невосполняемых ресурсов различна. Первая нацелена на рациональное, бережное и наиболее полное их использование, вторая – естественно – на поспешную и безудержную «монетизацию».

ФАКТЫ

После

2020 г.

при нынешнем состоянии минерально-сырьевой базы без вовлечения в отработку ТрИЗ нефти удержать достигнутый уровень добычи будет практически невозможно

В прогнозах мирового энергобаланса до 2040 года нефть и газ вместе с углем уверенно занимают три первых места, оставляя на долю всех остальных источников 20–25% [29, 30]. Поэтому также полезно было бы воздержаться от «ускоренной монетизации» национальных ресурсов и продолжать придерживаться в теоретических построениях, а главное в практических рекомендациях, хорошо проработанной во второй половине XX века концепции рационального природопользования. Она отвечает как долгосрочным интересам человеческих сообществ (государств), так и экологическим требованиям, соблюдение которых стало ныне очевидно необходимым. Да и зачем стремиться консервировать зависимость России от цен на нефть, если только за счет снижения объемов ее добычи можно достичь заметного роста этих самых цен?

На практическом уровне это означает поиск разумных компромиссов между долгосрочными общественными и государственными интересами, с одной стороны, и краткосрочными (в лучшем случае среднесрочными) коммерческими целями и интересами компаний – с другой. Примеры проблем, требующих нахождения компромиссных решений, хорошо известны. Например, нужно ли стремиться к наращиванию текущей добычи или надо предпочесть увеличение качества отработки запасов, т.е. увеличение коэффициентов извлечения? Тем более, что большая часть невостребованных запасов приходится на разрабатываемые или на хорошо разведанные и подготовленные к освоению месторождения [14]. Ведь в гонке за наращиванием добычи компании истощают все большие объемы запасов с реальными КИН на уровне единиц процентов. Их не беспокоит нефть, оставляемая в пластах, а перспективы ее извлечения в будущем с помощью более эффективных технологий могут потребовать затрат, превышающих эффект от их добычи. Необходима опора на науку в поиске соответствующих технологических решений. Чем сложнее объект, тем более продвинутой должна быть технология его разработки (в идеале – многофункциональная, с одновременным достижением максимально возможных коэффициентов отдачи всех компонентов) [32].

Правила, механизмы и инструменты нахождения таких компромиссов достаточно хорошо проработаны [33–37]. Нужно лишь не забывать о них и правильно применять.

Выводы и предложения

1. Получение нефтегазовыми компаниями триллионных льгот без экспертизы, тем более на основании обращения руководителей компаний непосредственно к президенту страны, абсолютно неприемлемо. Такая практика неизбежно закончится финансовым крахом национальной экономики. Необходимость государственной поддержки должна подтверждаться государственной экспертизой проектных документов на разведку и разработку месторождений с участием квалифицированных специалистов – геологов, технологов, экологов и экономистов.
2. Решения экспертизы должны предусматривать согласование интересов компаний-недропользователей (коммерческая эффективность) с интересами государства (бюджетная эффективность) и общества (социальная или экономическая эффективность), с приоритетом последних.
3. Предоставление государственной поддержки необходимо фиксировать в лицензионных соглашениях и утверждаемых проектных документах.
4. Для повышения обоснованности экспертных заключений по стоимостной оценке запасов, по проектной документации на разработку месторождений и о предоставлении недропользователям налоговых льгот необходимо:
   - организовать учет фактических капитальных и текущих затрат по всем разрабатываемым месторождениям и эксплуатационным объектам. По результатам сформировать и вести доступную экспертам Базу Нормативов затрат;
   - привести отраслевые методические документы по стоимостной оценке запасов и выбору вариантов разработки в соответствие с действующими в России с 1999 г. «Методическими рекомендациями по оценке инвестиционных проектов»;
   - в технико-экономических расчетах учитывать не только рост, но и снижение затрат в результате НТП.
5. Рассмотреть вопрос об отнесении запасов промышленных категорий к налогооблагаемому имуществу компаний с одновременным изменением ставок других налоговых платежей, что будет стимулировать компании к более полному извлечению запасов. Разработку без использования МУН считать хищнической и облагать дополнительным налогом.

ФАКТЫ

55%

достигает степень выработанности разведанных запасов

46%

достигает степень разведанности начальных суммарных ресурсов

6. В представленном виде ФЗ «Закон о полигонах» не стимулирует компании к отработке технологий, поскольку освобождает их от всех платежей до завершения промышленной обкатки технологии. При этом отсутствуют ограничения по объему добычи на весьма длительные (7–15 лет) сроки. Поэтому закон следует отозвать, по крайней мере для доработки. Экспертно представляется, что такой закон вовсе не нужен.
7. Предусмотреть создание Фонда ликвидационных затрат и разработать методику его формирования и использования. Проблеме надежной ликвидации скважин «на века» уделить серьезное внимание на государственном (и межгосударственном) уровне [38].
8. Разработать методику оценки экологической безопасности проектов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Разговор о так называемых трудноизвлекаемых запасах УВС и вопросах обоснования их добычи, сопровождаемых, особенно в последние годы, постоянными требованиями компаний всякого рода льгот и преференций, хотелось бы закончить прямым сопоставлением нефтяной отрасли с угольной.

К началу 90-х годов российская угольная промышленность стояла перед теми же вызовами, что ныне нефтедобывающая. Отрасль на 80% зависела от бюджетных дотаций, достигавших 1,4% ВВП. Почти половина всех шахт и разрезов были убыточными. В угольной промышленности было занято более 900 тысяч человек. Выработка на одного работника составляла немногим более 100 т/мес., горно-геологические и производственно-технические условия добычи постоянно ухудшались. Добыча каждого из 368 млн т угля сопровождалась гибелью шахтера. В результате проведенных реформ *при сохранении объема добычи* производительность труда с начала 1990-х повысилась в 6 раз (с 2000 г. – в два раза), число занятых сократилось

с 900 тыс. человек в 1992 году до 143 тысяч в 2015 году. Ситуация с промбезопасностью кардинально, более чем в 10 раз, улучшилась: количество смертельных случаев снизилось с 1 случая на млн т в конце 80-х, до менее 0,07 случая на млн т в 2015 г.

Сырьевая база угледобывающих компаний составляет 18% мировой, такова же доля российского угля на мировом рынке – масштабы те же, что в нефтяном секторе. При этом **дотации из бюджета на покрытие убытков производителей угля** были **полностью прекращены** с 2002 года [39]. ●

Литература

1. *Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 года N 477. http://docs.cntd.ru/document/499058008.*
2. *Об утверждении Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 февраля 2016 года № 3-р. http://docs.cntd.ru/document/420341279.*
3. *Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 года № 356 с изменениями на 20 сентября 2019 г. http://docs.cntd.ru/document/420365257.*
4. *Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов по разработке месторождений углеводородного сырья. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18 мая 2016 года № 12-р. http://docs.cntd.ru/document/420368869.*
5. *Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Минприроды России от 20 сентября 2019 года № 639. http://docs.cntd.ru/document/561372501.*
6. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Смоляк С.А., Розман М.С., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. К проблеме экономической оценки извлекаемых запасов углеводородного сырья // Недропользование XXI век, 2015, 4, с. 112–120.*
7. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Климов Д.С. Эффективность и рациональность в нефтегазовом недропользовании // Энергия: экономика, техника, экология. 2016. № 8. С. 2–8.*
8. *Смоляк С.А., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Розман М.С., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Актуальные вопросы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа // Вестник РАН, 2018, 1, с. 10–27.*
9. *Дунаев В.Ф., Давлетшин Р.Б. Принципы выделения групп запасов нефти по экономической эффективности их освоения // Нефть, газ и бизнес, 2010, № 1, с. 31–40.*
10. *Хитров А.М., Данилова Е.М., Попова М.Н. О перспективах газовой сланцевой революции в России // Недропользование XXI век, 2019, № 4, с. 144–148.*
11. *Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4 (27), 2019. http://oilgasjournal.ru/top-pages/last-issue.html.*
12. *Дунаев В.Ф. Показатель предельной эффективности инвестиций и возможности его использования при проектировании разработки нефтяных месторождений // Нефть, газ и бизнес, 2017, № 12, с. 57–63.*
13. *Дунаев В.Ф. О новом показателе для выбора варианта разработки объекта нефтяного месторождения // Нефть, газ и бизнес, 2016, № 12.*
14. *Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года (проект, версия 12 сентября 2016 года) http://www.rosnedra.gov.ru/article/8743.html).*
15. *Выгон Г.В. http://vygon.consulting/pressroom/news/1645/.*
16. *Выгон Г.В. Инвентаризация запасов вскрыла системные проблемы и может стать драйвером реформ в сфере ТЭК // Нефть и газ. Прил. № 189 от 16.10.2019. С. 7.*
17. *Выгон Г.В. Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту // Нефтегазовая вертикаль. 2019, № 18 (462). С. 19–24.*
18. *Клубков С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil & Gas Journal Russia.*
19. *Сечин просит 2,6 трлн рублей льгот на развитие Арктики. https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/07/14/806531-sechin-prosit-prosit-26-trln-lgot-lgot?utm_campaign=newspaper_15_7_2019&utm_medium=email&utm_source=vedomosti.*
20. *Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2018 году». http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii_v_2018_/.*
21. *Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016, 2017 гг.». http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii_v_2018_/.*
22. *Алекперов В.Ю. Нам не нужны льготы, у нас нет льгот // Коммерсант, № 238 от 25.12.2019, с. 1.*
23. *«Лукойл» запустил Западную Курну // «Ведомости» №55 (3559) от 31.03.2014. (http://ogjrussia.com/uploads/images/Articles/July%2015/6-11.pdf)*
24. *Агафонов А. Теоретическое и практическое обоснование возобновляемости запасов нефти и природного газа. Анализ современного состояния проблем происхождения нефти и газа // Бурение и нефть, 2019, 1. https://burneft.ru/archive/issues/2019-01.*
25. *Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Восполняемые запасы залежей углеводородов // М.: ОАО ВНИИОЭНГ. – 2017. – 276 с.*
26. *Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева А.Н., Халиков А.Н. Проявления современных подтоков УВ в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. // Геология нефти и газа, 2015, № 5. С. 62–69.*
27. *Синяк Ю.В. Новые явления в мировой энергетике и их влияние на ТЭК России. Доклад на семинаре МГУ Московская школа экономики. 3 марта 2016. https://mse.msu.ru/nauchnye-publikacii/.*
28. *Назаров В.И., Краснов О.С., Медведева Л.В. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа как основа повышения эффективности ГРР // NEFTEGAZ.RU.*
29. *Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. // ИНЭИ РАН https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf.*
30. *Прогноз развития энергетики мира и России 2019 // ИНЭИ РАН, 2019. https://www.eriras.ru/forecast/v2019/.*
31. *Жуков С.В. Мировой рынок нефти в процессе трансформации. Экономические проблемы отраслей ТЭК (Семинар А.С. Некрасова) Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН 23 мая 2017 г. https://www.imemo.ru/files/File/ru/events/2017/23052017/23052017-PRZ-001.pdf.*
32. *Закиров С.Н., Закиров Э.С. Многофункциональные технологии разработки месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2 (21).*
33. *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 2 ред. / В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров [и др.]. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.*
34. *Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. – М.: Дело, 2015. – 1300 с.*
35. *Краткие практические указания по оценке эффективности инвестиционных проектов // М., Комитет по оценочной деятельности при Торгово-промышленной палате РФ, 2005.Издание официальное. – 35 с.*
36. *Виленский П.Л., Лившиц В.Н. О типовых заблуждениях при оценке эффективности реальных инвестиционных проектов//Экономика и математические методы, 2014, 1, с. 3–23.*
37. *Лившиц В.Н. 33 типовых заблуждения при оценке реализуемых инвестиционных (инновационных) проектов // Экономика и качество систем связи, 2016, 2, с. 4–21.*
38. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Лукманов А.Р., Климов Д.С. Устаревшие технологии добычи нефти и газа как источник новых экологических катаклизмов // Экологический Вестник России (ЭВР), 8/2019, с. 20–25. (https://elibrary.ru/title_about.asp?id=8275)*
39. *Г. Краснянский, проф. д.э.н. Как изменилась угольная отрасль России за 20 лет // Российская Газета, 28.09.2015, №217 https://rg.ru/2015/09/28/promyshlennost.html.*

KEYWORDS: *valuation of reserves; methodical recommendations; hard-to-recover reserves; project documents; tax benefits; investment performance criteria; project expertise; oil field development; rational subsoil use.*

РЕКЛАМА

ГРАНД ОТЕЛЬ ПОЛЯНА
СОЧИ

УЛЕТНЫЕ КАНИКУЛЫ

Один из лучших всесезонных курортов страны – Горно-туристический центр «Газпром» приглашает вас насладиться полноценным отдыхом и провести улетные каникулы в окружении гор Кавказского заповедника. Комфортные условия для активного отдыха, расслабления в современных спа-комплексах, а также гостей ждет множество открытых бассейнов с фантастическими видами. Специальные предложение действует при бронировании номеров в «Гранд Отель Поляна» 5*.

Период действия предложения с 01.04.2020г. по 24.12.2020г.

Предложение включает:

- Проживание в номере выбранной категории
- Завтрак и ужин
- Ежедневно экскурсионный тур на канатных дорогах ГТЦ ПАО «Газпром»
- Аквапарк
- Боулинг
- Ледовая арена
- WI-FI
- Арт-студия «Цветные горы»
- Тренажерный зал
- Бассейны
- Универсальная спортивная площадка
- Фитнес
- Детские клубы

Горно-туристический центр «Газпром», г. Сочи, Красная Поляна
Тел.: +7 (862) 259 55 95, WhatsApp / Viber: +7 (862) 259 55 95;
e-mail: reservation@polyanaski.ru
polyanaski.ru gazprom_resort

ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

УДК 622.276

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРОВЕЛИ В МОСКВЕ ВТОРУЮ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ, НА КОТОРОЙ ВЕДУЩИЕ ЭКСПЕРТЫ, ПРЕДСТАВИТЕЛИ ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ И УЧЕНЫЕ ОТРАСЛЕВЫХ ИНСТИТУТОВ ОБСУДИЛИ ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН. ОБ ОСНОВНЫХ ВЫВОДАХ, СДЕЛАННЫХ В ХОДЕ КОНФЕРЕНЦИИ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛ ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ

THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT HELD THE SECOND SCIENTIFIC AND TECHNICAL CONFERENCE IN MOSCOW, AT WHICH THE LEADING EXPERTS, REPRESENTATIVES OF PRODUCTION COMPANIES AND SCIENTISTS FROM DIFFERENT INDUSTRY INSTITUTES DISCUSSED THE ISSUES RELATED TO IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF MARGINAL WELL STOCK, AS WELL AS HELD A MASTER CLASS ON CALCULATION AND FORECASTING THE RELIABILITY OF ERPP (ELECTRIC ROTARY PUMP PLANT) DURING THE OPERATION OF WELLS. RUSTAM KAMALETDINOV, CHAIRMAN OF THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION, SPOKE ABOUT THE MAIN CONCLUSIONS REACHED DURING THE NEFTEGAZ.RU CONFERENCE

Ключевые слова: *механизированная добыча, эксплуатация малодебитного фонда скважин, прогнозирование надежности оборудования, насосная установка, опытно-промышленные испытания.*

Рустам Камалетдинов,
Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти

– Снижение затрат на добычу из малодебитного фонда – одна из наиболее актуальных задач, стоящих сегодня перед нефтедобывающими компаниями. Эксплуатация малодебитного фонда требует разработки и внедрения новых технологий и оборудования. Как часто они появляются? Как изменилась ситуация за последние годы?

– Количество испытываемых новых видов оборудования и технологий по направлению «Техника и технология добычи нефти» по крупным нефтяным компаниям – 184 в 2014 г.; 220 в 2016 г.; 190 в 2018 г. Увеличилось количество опытно-промышленных испытаний (ОПИ) в 2018 г. в компании «Газпром нефть» до 35 новинок (+40% к 2016 г.), «Татнефть» до 27 новинок (+50% к 2016 г.).

При этом программы опытно-промышленных работ (ОПР) по нефтяным компаниям различаются значительно, довольно редко одно и тоже оборудование испытывается в двух компаниях и более.
В целом программы ОПР состоят из следующих основных блоков: треть – доработка компонентов УЭЛН, УСШН, УВН; треть – оборудование (включая компоненты установок) для осложненных условий эксплуатации; около 15% – малодебитные установки; около 18% – малогабаритное оборудование, оборудование для высоковязкой нефти, интеллектуальные системы, системы ОРЭ.

– Рустам Сагарярович, каково Ваше мнение по полигонам для испытания новинок? В каком формате они будут востребованы? Для какого оборудования?

– На мой взгляд, существует две основные проблемы при внедрении новых видов оборудования и технологий в области добычи нефти:

Во-первых, длительное время на организацию и проведение опытно-промышленных испытаний новых видов оборудования (в среднем 500 суток).

Во-вторых, невысокий процент массового тиражирования новинок, прошедших промысловые испытания (около 10%).

Одним из проблемных этапов при проведении ОПИ является непосредственное испытания новинки в скважинах.

О необходимости создания на одном из действующих нефтяных месторождений полигона по испытанию новых видов технологий и оборудования мы говорили 4 года назад. За счет этого можно было сократить время на организацию испытаний, повысить качество проведения испытаний с применением современных систем мониторинга, оперативно подводить итоги с организацией рабочей группы из представителей разных нефтяных компаний для исключения повторных испытаний.

Что изменилось в последние годы:

В апреле месяце прошлого года создана экспертная группа по развитию промышленных полигонов. Модератор ЭГ – Н.Н. Андреева, заведующая кафедрой проектирования систем обустройства месторождений РГУ им. Губкина. Сформирован персональный состав экспертной группы из 35 человек, разработана дорожная карта по формированию нормативной базы для обеспечения возможности совместных испытаний импортозамещающей продукции предприятиям ТЭК, подготовлено согласование проекта поправки в Закон «О недрах», обеспечивающие получение статуса «полигон» для отдельных участков недр. Эксперты группы занимаются проблемой классификаторов продукции в соответствии с требованиями ФЗ-44; планируется создание интерактивной карты с указанием площадок на территории страны, разработан и одобрен паспорт полигона (испытательного центра, испытательной лаборатории) и т.д..

В рамках национального проекта «Бажен», который реализует компания «Газпром нефть» с партнерами, планируется рассмотреть существующее оборудование для добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов, далее начать в 4 кв. 2020 г. стендовые испытания оборудования и в середине 2021 г. промысловые испытания в нефтяных скважинах. При этом с привлечением российских и зарубежных производителей будут отработаны новые технические решения и создан полигон для испытания оборудования для добычи нефти. Это довольно серьезная задача, в ходе реализации которой, я надеюсь, удастся наладить истинно партнерские отношения между нефтяниками и производителями.

– Что Вы можете сказать об инновациях в области нефтедобычи? Какие проблемы существуют? Каковы тенденции?

– На мой взгляд, рынок венчурного инвестирования для нефтегаза довольно молод. Если говорить о фонде Сколково, то на сегодня около 140 компаний-резидентов фонда работают по нефтегазовой тематике, из них около 15 разрабатывают и выпускают компоненты и оборудование для добычи нефти. При этом компаний, которые прошли ОПИ и вышли на серийное производство 1-2. Мы провели Круглый стол «Инновации в нефтедобыче» в рамках конференции «Механизированная добыча-2019», на котором представители фонда Сколково, ЗАО «Лидер», венчурного фонда Phystech Ventures, акселератора УрФУ озвучили основные проблемы – бюрократия в нефтяных компаниях; отсутствие инновационных денег; сложность получения кредитов; отсутствие корпоративных венчурных фондов; недостаток проектов; сложности с иностранными инвестициями; трудность финансирование на ранних стадиях; недостаток престижности стартаперов.
На мой взгляд, существует 2 основные проблемы – отсутствие реального интереса со стороны крупных нефтегазовых компаний и неразвитость системы финансирования в инновационной сфере. При этом, увеличивается количество конкурсов по поиску проектов, появляются новые акселераторы, запускаются интернет-платформы, развиваются другие элементы направления открытых инноваций российских компаний. Часто общаюсь с молодыми изобретателями, представителями стартапов и могу сказать, что есть в России талантливые, энергичные ребята, которые могли бы помочь решить проблемы нефтяников и нужно развивать инструменты поддержки инновационной деятельности и больше освещать успешные примеры развития стартапов.

– Конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2019» по проблемам механизированной добычи нефти проводилась во второй раз, в будущем году Вы планируете организовать обсуждение в третий раз. Насколько актуальной является тематика конференции, изменился ли состав участников, проблематика выступлений и дискуссий?

– В 2020 г. мы планируем провести три конференции:

- 17-ю Международную практическую конференцию и выставку «Механизированная добыча нефти-2020» (Москва, 17–18 марта);
- 2-ю Научно-техническую конференци «Энергоэффективная добыча и переработка нефти» (Москва, 26–27 мая);
- 3-ю Научно-техническую конференцию «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2020» (6–7 октября).

Основная тема – снижение затрат на добычу нефти из малодебитного фонда скважин, является крайне актуальной для всех нефтяных компаний. Не изменился состав участников: половина – нефтяники, плюс представители заводов-изготовителей, сервисных компаний, научных учреждений.

В этом году появилась новая сессия – «Методы увеличения притока», всего было заслушано 19 докладов, причем количество желающих представить свои презентации было намного больше и был проведен отбор докладов. Член Экспертного совета по механизированной добыче нефти В.Е. Мельниченко провел мастер-класс «Расчет и прогнозирование надежности УЭЛН при эксплуатации скважин», который вызвал большой интерес и сопровождался оживленной дискуссией. Отличие наших конференций – это профессиональные выступления лучших экспертов отрасли и тщательный «разбор» каждого доклада. Порой разгораются нешуточные дискуссии с призывами «Чертежи на стол», и моя обязанность как модератора дать возможность высказать мнение каждому участнику конференции. Во время обсуждения появляются поручения для исполнения Экспертным советом, часть попадает в Протокол конференции, часть мы сразу же принимаем в работу.

– Чем экспертный совет занимается сегодня и каковы его планы на будущее?

– Экспертный совет работает по утвержденному Плану работ. В текущем году мы провели 3 мероприятия – конференцию «Механизированная добыча нефти-2019», семинар «Энергоэффективная добыча нефти», конференцию «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин», а также 21 совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти в марте месяце 2019 г.

В 2018 и 2019 г. была проведена серьезная работа по пересмотру ГОСТ Р 56624-2015 и в сентябре месяце подготовлена окончательная редакция переработанного ГОСТ Р 56624 «Энергетическая эффективность. Скважинные электроприводные лопастные насосы и электродвигатели для добычи нефти. Индикаторы энергетической эффективности».

В 2018 г. сформирована рабочая группа Экспертного совета по переработке ГОСТ Р 51777-2001 «Кабели для установок погружных электроприводных насосов. Общие технические требования» с участием представителей ВНИИКП, нефтяных компаний, кабельных заводов. Проведено несколько совещаний во ВНИИКП, в сентябре месяце подготовлена окончательная редакция ГОСТ и начата процедура утверждения.

Мы развиваем сайт Экспертного совета, создан раздел «История развития отечественного оборудования для добычи нефти», в котором размещены рефераты докладов Всесоюзного межведомственного координационного совещания «Повышение эффективности механизированной добычи нефти с использованием бесштанговых насосов» (организовано Миннефтегазпромом и Минтяжмашем), проведенного в Москве 21–23 ноября 1989 г. Интересно, что часть проблем, озвученных 30 лет назад, являются актуальными и поныне. Пополняется раздел «Результаты ОПИ», создан раздел «Инновации».

* * *

Пользуясь случаем, прошу ставить задачи перед Экспертным советом, давать поручения, подключать к обсуждению проблем.

KEYWORDS: *mechanized production, exploitation of low-yield wells, equipment reliability forecasting, pumping plant, pilot tests.*

ПОКОРЯЯ ГЛУБИНУ: СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ОТМЕЧАЕТ ЮБИЛЕЙ

Антонина Кузнецова,
Олеся Штучкина

АО «Сибирская Сервисная Компания»

Neftegaz.RU
номер 2/2020 г.

УДК 622.06

У КАЖДОЙ ИСТОРИИ ЕСТЬ СВОЯ ПРЕДЫСТОРИЯ. ИЗ ГОДА В ГОД ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ РАПОРТУЕТ НА ВСЮ СТРАНУ О НАЧАЛЕ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДЕЙ, ОБ ОТКРЫТИИ НОВЫХ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ. НО ПРЕЖДЕ, ЧЕМ ПЕРВЫЕ КУБОМЕТРЫ ГОЛУБОГО ТОПЛИВА ПОЙДУТ В СЕТЬ ТРУБОПРОВОДОВ, ОГРОМНАЯ РАБОТА ПРОВОДИТСЯ ТАМ, ГДЕ ЕЩЕ НЕ СТУПАЛА НОГА ЧЕЛОВЕКА. ТАМ, КУДА НЕПРОСТО ДАЖЕ ДОБРАТЬСЯ, НЕ ГОВОРЯ О РЕШЕНИИ СЛОЖНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАДАЧ. ИМЕННО ТАКУЮ МИССИЮ ВЫПОЛНЯЮТ БУРОВЫЕ БРИГАДЫ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ. ВОТ УЖЕ 20 ЛЕТ ПРЕДПРИЯТИЕ ВНОСИТ СВОЙ ЗНАЧИМЫЙ ВКЛАД В ОСВОЕНИЕ НЕДР РОССИИ

EACH HISTORY HAS ITS PREHISTORY. EACH AND EVERY YEAR THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS AREA REPORTS NATIONWIDE ABOUT BEGINNING OF THE DEVELOPMENT OF NEW PRODUCING AREAS, ABOUT OPENING OF NEW GAS FIELDS. HOWEVER A TREMENDOUS JOB IS CARRIED OUT IN PLACES AS FAR AS MAN HAS EVER REACHED BEFORE FIRST CUBIC METERS OF BLUE FUEL FLOW TO PIPING NETWORKS. IN PLACES WHERE IT IS CHALLENGING TO GET, NOT TO MENTION SOLVING OF COMPLEX PRODUCTION OBJECTIVES. DRILL CREWS OF THE SIBERIAN SERVICE COMPANY EXECUTE PRECISELY THIS GOAL. THE ENTERPRISE HAS BEEN CONTRIBUTING TO DEVELOPMENT OF DEPTHS OF THE EARTH OF RUSSIA FOR 20 YEARS

Ключевые слова: *Ямало-Ненецкий автономный округ, бурение, добыча нефти и газа, нефтяной промысел, Ямальский филиал.*

В сторону полярного круга

Бурение – это особенная отрасль топливно-энергетического комплекса. Здесь свои сложности, своя романтика. Здесь чем глубже – тем выше показатели. Здесь огромная ответственность и за тех, кто работает с тобой рядом сегодня, и за тех, кто придет сюда после. И только опыт в сочетании с новаторством позволяют, погружаясь в глубину, быть на высоте.

История многих ямальских предприятий начиналась в других регионах России. В плане добычи регион в свое время был новичком. Когда здесь только проводили свои изыскания геологи, бурились разведочные скважины, в других областях и республиках уже велась активная эксплуатация месторождений. В итоге ехали сюда специалисты со всех уголков бывшего Советского Союза. Но большую часть трудовых ресурсов поставляли соседние регионы. История Ямальского филиала ССК неразрывно связана с историей Стрежевского филиала – старейшего подразделения Сибирской Сервисной Компании, которая берет свое начало в 60-х годах минувшего столетия.

В состав ССК Стрежевской филиал вошел в марте 2000-го. С этого момента началось его масштабное развитие. Всего за время существования подразделением успешно построено более 1500 скважин (проходка – свыше 4 600 000 м) на широких просторах от юга Томской области до побережья Обской губы.

Выход на новые горизонты – это всегда толчок для развития предприятия. В январе 2014 года в рамках программы развития ССК в Стрежевском филиале была создана Ямало-Ненецкая экспедиция. В ее состав вошли семь буровых бригад, закуплено три буровых установки.

За два года с момента создания экспедиции портфель заказов филиала увеличился в разы. Спрос на услуги компании как в бурении, так и в ремонте скважин подтвердил необходимость создания нового филиала – Ямальского. Он был создан в 2016 году. Своевременный выход на работы в ЯНАО, применение инновационных технологий, внедрение современных разработок в бурении позволили молодому подразделению ССК довольно быстро занять свою нишу. Рост портфеля заказов потребовал увеличения количества буровых бригад и вспомогательного персонала. А это новые рабочие места, новые специалисты со всей России, чей опыт теперь также стал служить развитию северного региона.

ФАКТЫ

20 лет

Сибирская Сервисная Компания осваивает недра самых отдаленных уголков нашей страны

В 2014 г.

в Стрежевском филиале была создана Ямало-Ненецкая экспедиция

Опережая время

На сегодняшний день на счету Ямальского филиала – 161 скважина на территории ЯНАО, ХМАО. Численность сотрудников составляет более 500 человек, количество действующих буровых бригад – восемь, на их вооружении десять буровых установок. Парк в основном представлен тяжелыми станками грузоподъемностью 320 тонн.

Заказчиками работ выступают серьезные предприятия: АО «Арктикгаз», ЗАО «Нортгаз», ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», АО «НОВАТЭК-Пур», ООО «ЯРГЕО», АО «Мессояханефтегаз». Контракты с предприятиями ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО НК «РуссНефть» дали мощный импульс для развития филиала. У каждого недропользователя свои требования к подрядным организациям, контроль за выполнением работ ведется на самых разных уровнях, и ССК удается соответствовать всем предъявляемым требованиям.

Свои условия диктуют и общероссийские тенденции развития отрасли. Так показательной на предприятии считают скважину № 7118 на кустовой площадке № 2 Средне-Шапшинского месторождения. Здесь был пробурен горизонтальный участок с применением только отечественных технологий. В целом за сравнительно короткий период удалось накопить серьезный опыт в работе с высокотехнологичным оборудованием, таким как роторно-управляемые системы, силовые секции к ним, телеметрия с гидроканалом. Добились буровики и высокого качества цементирования обсадных колонн.

За 2019-й год практически все целевые показатели по филиалу выполнены на сто процентов. Пройдено свыше 147 тысяч метров горных пород, сданы в эксплуатацию 31 скважина – как эксплуатационные, так и разведочные. Средняя коммерческая скорость бурения составила 2493 м/станко-месяц. Специалисты ССК на данный момент трудятся на Восточно-Мессояхском, Восточно-Тазовском, Восточно-Таркосалинском, Береговом и Яро-Яхинском месторождениях.

За счет тщательной подготовки квалифицированных кадров, применения в производстве работ качественных материалов, использования современного оборудования и технологий удалось увеличить и количественные, и качественные показатели, превзойти результаты прошлых лет.

Так, в первом квартале 2019 года Ямальский филиал возглавил рейтинг подрядных организаций ООО «НОВАТЭК-ТСНГ». Тому поспособствовало досрочное завершение строительства трех скважин на Восточно-Таркосалинскм НГКМ (коммерческая скорость увеличена на 20 процентов, сроки строительства сокращены более чем на девять суток).

В период с апреля по июнь также успешно и раньше графика пробурена высокотехнологичная скважина повышенной сложности на Восточно-Таркосалинском месторождении. Протяженность ее по стволу 4710 м, с отходом от вертикали 2281 м и длиной горизонтального участка 1013 м. Построена скважина с опережением плана на 14 суток: вместо 52 дней – за 38.

Во втором полугодии установлен новый рекорд по бурению самой глубокой скважины, протяженностью по стволу 5845 м с длиной горизонтального участка 1913 м и отходом от вертикали – 4130 м. Работы выполнены за 43 дня с опережением нормативного срока на 14 суток.

Кроме этого, Ямальским филиалом ведется огромная работа, направленная на перевооружение парка буровой техники: за три года были модернизированы две тяжелые буровые установки, полностью соответствующие вызовам времени и подходящие для работы в сложных климатических и горно-геологических условиях.

Важно и то, что филиал уделяет пристальное внимание вопросам охраны труда и промышленной безопасности, постоянно совершенствует природоохранную деятельность.

ФАКТЫ

161
скважина
пробурена специалистами Ямальского филиала

147 тыс. м
горных пород прошли буровые бригады Ямальского филиала

1013 м
длина горизонтального участка скважины на Восточно-Таркосалинском месторождении, пробуренной сотрудниками Ямальского филиала

Больше, чем работа

Ямальский филиал придерживается политики высокой социальной ответственности перед своими сотрудниками, членами их семей, ветеранами и пенсионерами. Это выплаты социального характера, предусмотренные коллективным договором, добровольное медицинское страхование, организация летнего отдыха детей сотрудников, обеспечение санаторно-курортными путевками работников и членов их семей, реализация молодежной политики, различных программ в сфере научной и профессиональной деятельности, направленных на развитие персонала и укрепление корпоративного духа.

Несмотря на то, что производственные объекты, где трудятся буровики, располагаются за десятки километров от города, в Новом Уренгое компанию знают не только предприятия-партнеры. Филиал оказывает поддержку образовательным учреждениям газовой столицы, принимает участие в культурно-спортивных праздниках. Ежегодно финансовую помощь от предприятия получает Центр социальной помощи семье и детям «Садко», выделяются денежные средства на поддержку научно-технических, культурно-массовых, социальных, а также спортивных направлений.

На сегодняшний день Ямальский филиал является серьезным активом Сибирской Сервисной Компании. Подразделение достаточно уверенно чувствует себя в регионе, пользуется доверием своих заказчиков как надежный и ответственный партнер.

В 2020 году Ямальский филиал планирует увеличить производственные показатели и превзойти собственные рекорды как по метрам проходки, так и по количеству пробуренных скважин. Благодаря контрактам с крупнейшими нефтегазодобывающими компаниями цели вполне осуществимы.

Keywords: *Yamalo-Nenets Autonomous district, drilling, oil and gas production, oil industry, Yamal branch.*

ССК 20 лет

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

АРКТИКГАЗ

Уважаемый Алексей Николаевич!

С огромным удовольствием и уважением, от себя лично и от имени АО «Арктикгаз» поздравляю весь коллектив Сибирской Сервисной Компании с 20-летним юбилеем!

С чем у нас ассоциируется компания ССК? Это собственные технологии, высокая эффективность, несомненно, качество и, конечно же, забота об экологии. Понимая всю сложность работы, в том числе и в трудных климатических условиях, мы отдаем дань глубокого уважения команде Сибирской Сервисной Компании, которая на протяжении вот уже 20 лет ставит перед собой амбициозные задачи и достигает триумфа!

В этот праздничный день позвольте пожелать вам неиссякаемой энергии, бодрости духа и реализации всех самых перспективных проектов!

Генеральный директор
АО «Арктикгаз»

Владимир Кудрин

АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫЙ КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ КРИОГЕННЫХ ГАЗИФИКАТОРОВ

УДК 621.793: 620.199: 001.18

ДАН АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ В РАЗВИТИИ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ РЕСУРСА КРИОГЕННЫХ ГАЗИФИКАТОРОВ, ОПИСАН МНОГОУРОВНЕВЫЙ, ОПИРАЮЩИЙСЯ НА ПРИНЦИПЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ ОПТИМИЗАЦИИ, МИКРОМЕХАНИКУ РАЗРУШЕНИЯ, КИНЕТИЧЕСКУЮ КОНЦЕПЦИЮ ПРОЧНОСТИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ВРЕМЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ (АЭ) ИНФОРМАЦИОННО-КИНЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ДИАГНОСТИРОВАНИЮ, ПОКАЗАНА ЕГО МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ С ТРАДИЦИОННЫМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ МЕТОДОМ ОЦЕНКИ РЕСУРСА. ПРИВЕДЕНЫ ИНФОРМАТИВНЫЕ МНОГОМОДЕЛЬНЫЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗЛИЧНОГО МАСШТАБНОГО УРОВНЯ ПРОЧНОСТНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ И РЕСУРСОМ ТЕХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. РАССМОТРЕН ПРИМЕР ОЦЕНКИ РЕСУРСА КРИОГЕННОЙ ЦИСТЕРНЫ

AN ANALYSIS OF TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF ASSESSMENT METHODS FOR THE RESOURCE OF CRYOGENIC GASIFIERS WAS GIVEN, A MULTILEVEL, BASED ON THE PRINCIPLES OF INFORMATION OPTIMIZATION, MICROMECHANICS OF FRACTURE, KINETIC CONCEPT OF STRENGTH AND MODELING OF TIME DEPENDENCES OF ACOUSTIC EMISSION (AE) PARAMETERS, INFORMATION-KINETIC APPROACH TO DIAGNOSTICS WAS DESCRIBED, ITS METHODOLOGICAL CONNECTION WITH THE TRADITIONAL EXPERIMENTAL RESOURCE ASSESSMENT METHOD WAS SHOWED. INFORMATIVE MULTIMODEL DIAGNOSTIC PARAMETERS RELATED TO VARIOUS SCALE LEVELS, STRENGTH CHARACTERISTICS OF STRUCTURAL MATERIALS AND RESOURCE OF TECHNICAL FACILITIES WERE GIVEN. AN EXAMPLE OF ASSESSING THE CRYOGENIC TANK RESOURCE WAS STUDIED

Ключевые слова: *оценка ресурса, прогнозирование, повреждаемость, неоднородность, неразрушающий контроль, акустическая эмиссия, модель временных зависимостей параметров, диагностические параметры, криогенные газификаторы.*

Носов Виктор Владимирович,
доктор технических наук, профессор кафедры «Метрологии, приборостроения и управления качеством», профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» Санкт-Петербургского горного университета, ведущий научный сотрудник «Центра компьютерного инжиниринга» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, специалист III уровня по неразрушающему контролю методом акустической эмиссии

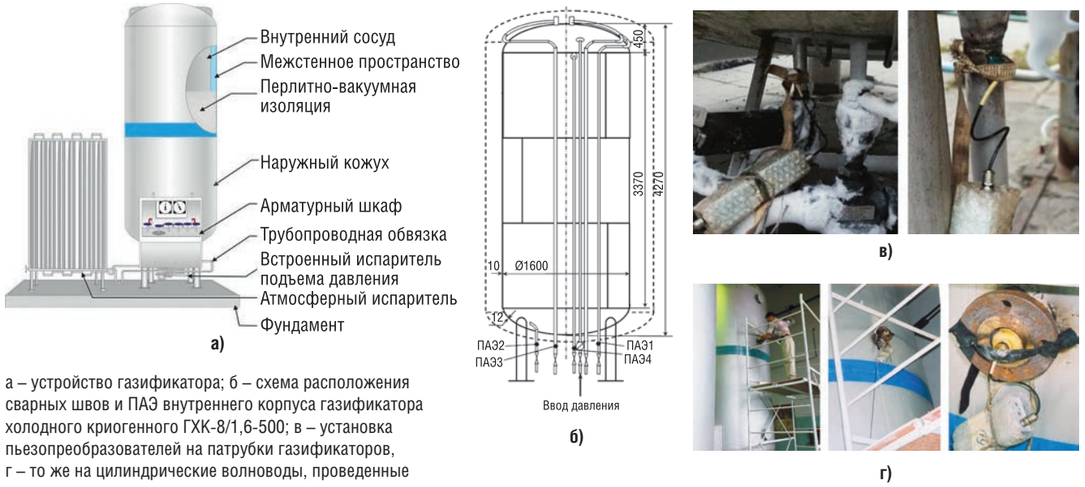
Устройство и проблема диагностики криогенных газификаторов

Криогенные газификаторы – оборудование, предназначенное для хранения и транспортировки жидкого кислорода, аргона, азота, а также двуокиси углерода и метана и выдачи их потребителю в газообразном состоянии. Такие газификаторы широко используются как в наземном технологическом оборудовании, так и на летательных аппаратах.

Газификаторы изготовлены по типу сосуда Дьюара и состоят из внутреннего и наружного сосудов. Для сосудов, отработавших расчетный срок службы или срок службы для которых продлен на основании технического заключения, объем, методы и периодичность технического освидетельствования должны быть определены по результатам технического диагностирования и определения остаточного ресурса. При этом контролю необходимо подвергать внутренний сосуд, который имеет ограниченный или полностью отсутствующий доступ к их поверхности. Гидравлическое испытание криососуда на прочность и плотность не допускается, и при техническом освидетельствовании испытание проводится воздухом или инертным газом с одновременным контролем внутреннего сосуда методом акустической эмиссии (АЭ) и контролем вакуума в теплоизоляционной полости [1].

Метод АЭ состоит в регистрации упругого излучения из материала при его нагружении [2] и является единственным реализуемым методом неразрушающего контроля газификаторов. Возможность применения метода АЭ при отсутствии непосредственного доступа к контролируемой поверхности объясняется тем, что в конструкции газификаторов имеются технологические элементы и трубопроводы, которые могут выступать в качестве акустических волноводов между внутренней емкостью и кожухом. Кроме того,

РИС. 1. Устройство и способы установки пьезопреобразователей (ПАЭ) на элементы криогенных газификаторов



а – устройство газификатора; б – схема расположения сварных швов и ПАЭ внутреннего корпуса газификатора холодного криогенного ГХК-8/1,6-500; в – установка пьезопреобразователей на патрубки газификаторов, г – то же на цилиндрические волноводы, проведенные до внутреннего корпуса

иногда допускается локальное повреждение внешнего корпуса. Однако при расшифровке результатов регистрации АЭ возникают проблемы, связанные с влиянием технологических факторов АЭ контроля на рекомендуемые руководящими документами [2, 3] критерии классификации источников АЭ. Устройство, разнообразие условий пневмоиспытаний газификаторов и установки датчиков АЭ в условиях ограниченной доступности контролируемого внутреннего сосуда показано на рис. 1 и 2. Связанное с этим различие скоростей нагружения, степени отдаленности преобразователей от источников АЭ и пр. приводит к дестабилизации связи этих критериев с остаточным ресурсом газификаторов.

Обоснование эффективного подхода к АЭ диагностированию

Слабая помехоустойчивость, краткосрочность прогноза и трудоемкость обучаемости рекомендуемых методик и критериев классификации источников АЭ пробуждают интерес специалистов АЭ контроля к освоению информативных физических подходов, к АЭ диагностированию. Согласно информационно-кинетическому подходу [4–8] ресурс большинства длительно нагруженных материалов, конструкций и сооружений определяется моментом накопления критической концентрации микротрещин упругого протекающего процесса микротрещинообразования. Эталонными представителями прочностных свойств изделия являются его структурные элементы, отобранные из общего их количества по кинетическим и временным критериям подобия с помощью АЭ контроля. Оценка ресурса технического объекта базируется на концентрационном критерии и экспериментальном определении интенсивности упругого однородного разрушения. Информативным относительно момента разрушения является время t этой регистрации, информацию о количестве разрушенных структурных элементов несет параметр ξ, в качестве которого может выступать число N_Σ регистрируемых импульсов дискретной АЭ, суммарный счет N АЭ, относительная суммарная амплитуда или комбинация этих параметров. Временная зависимость $\xi(t)$ в условиях прочностной неоднородности материала имеет вид многоуровневой модели

$$\xi(t) = k_{AE} C_0 \int_{\omega_0}^{\omega_0+\Delta\omega} \Psi(\omega) \left\{ 1 - \exp\left[-\int_0^t dt' / \Theta(U_0, \omega(t')) \right] \right\} d\omega, \quad (1)$$

где k_{AE} – акустико-эмиссионный коэффициент (АЭК), имеющий смысл акустически активного объема материала, наиболее подверженный влиянию шумов и факторов, дестабилизирующих связь C и ξ,

РИС. 2. Виды диагностического нагружения криогенных газификаторов

а – пневматическое нагружение с помощью баллонов; б – то же с помощью испарителей; в – нагружение с помощью автомобильного компрессора

ТАБЛИЦА 1. Многомодельные, многоуровневые концентрационно-кинетические АЭ показатели прочности, устойчивые к влиянию дестабилизирующих факторов

АЭ показатель	Микромодель	Наномодель	Макромодель	Размерность
X_{AE}	$d\ln\xi(t)/dt$	$\gamma\dot{\sigma}/KT$	–	C^{-1}
Y_{AE}	$d\ln\xi(t)/d\sigma(t)$	γ/KT	$Y_R = d\ln N_c/d\sigma$	$Па^{-1}$
kY_{AE}	$d\ln\xi(t)/dF(t)$	$k\gamma/KT$	$d\ln N_c/dF$	$Н^{-1}$
W_{AE}	$d\ln\xi(t)/dK_н(t)$	$\omega = \gamma\sigma/KT$	$\ln N_B - \ln N_{раб}$	–

Примечание. $\dot{\sigma}$ – скорость роста напряжений, K – постоянная Больцмана, $k = \sigma/F$ – коэффициент пропорциональности между нагрузкой F (давлением) и номинальными напряжениями, ω – нано-параметр, $K_н$ – коэффициент нагрузки (отношение диагностической нагрузки к рабочей), N_c, $N_{сраб}$ – число циклов до разрушения и прогнозируемое их количество, YR, NB – параметры кривой усталости материала (рис. 4).
$\lg N_B = \lg(\tau_0/\tau_{цикл}) + 0{,}43\,U_0/(KT) \approx const$, где τ_0, U_0 – стабильные нанопараметры, $\tau_{цикл}$ – период цикла нагружения [2, 4–8].

ответственный за «метрологическое» преобразование концентрации C рассеяно образующихся в материале разрывов структурных элементов в параметр ξ АЭ. Его величина

$$k_{AE} = V \iiint_{\Delta t, f, u} \Phi(\Delta t, f, u)\,du\,df\,d\Delta t, \qquad (2)$$

где V – контролируемый объем материала, макромасштабная величина; $\Phi(\Delta t, f, u)$ – функция плотности распределения сигналов АЭ по длительности пауз Δt, частоте f и амплитуде u; C_0 – начальная концентрация структурных элементов, как правило, микрометрического масштаба; θ – время разрушения микроэлемента, задаваемое формулой Журкова

$$\Theta(t) = \tau_0 \exp[(U_0 - \gamma\sigma(t))/(KT)],$$

где U_0 – энергия активации процесса разрушения, γ – активационный объем; K – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура; $\omega(t) = \gamma\sigma(t)/KT$ – безразмерный параметр прочностного состояния структурного микроэлемента материала объекта, зависящего от структуры и изменяющихся во времени растягивающих напряжений на микроэлементе $\sigma(t)$; $\Psi(\omega)$ – моделирующая прочностную неоднородность функция плотности распределения параметра ω по структурным элементам контролируемого объема V материала. Рассматривались различные виды функции $\Psi(\omega)$, и в частности:

- логарифмически-нормальное распределение с функцией плотности

$$\Psi(\omega, \mu, \sigma_3) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_3\omega} \exp[-\frac{1}{2\sigma_3^2}(\ln(\omega) - \mu)^2] \qquad (3)$$

- двухпрямоугольное с весами 0,99÷0,999 и 0,01÷0,001

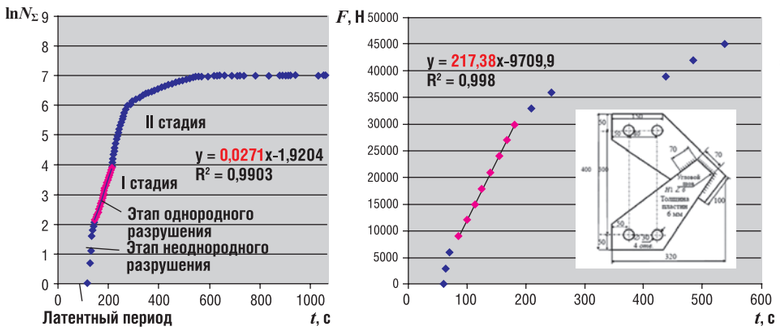
$$\Psi(\omega, \omega_0, \omega_1, \omega_2) = \begin{cases} 0{,}99/\omega_1, & \omega \in [\omega_0, \omega_0 + \omega_1]; \\ 0{,}01/\omega_2, & \omega \in (\omega_0 + \omega_1, \omega_0 + \omega_1 + \omega_2]. \end{cases} \qquad (4)$$

ω_0, ω_1, ω_2 – границы рассеяния значений параметра ω соответственно; σ_3, μ – параметры функции $\Psi(\omega)$.

Соотношение входящих в формулы (3), (4) параметров функции $\Psi(\omega)$ характеризует степень неоднородности прочностного состояния материала, а их изменение во времени – пластическую перестройку его структуры [6]; параметры (1) τ_0 и U_0 наиболее консер-вативны, определяются характеристиками межатомного взаимодействия структурного элемента и не зависят от состояния структуры, что придает им ценное свойство универсальности, снижающее неопределенность при прогнозировании ресурса. Значения параметра $\gamma \approx 10^{-26} \div 10^{-29}$ м³ (активационного объема) являются характеристикой наноструктуры материала, которая слабо чувствительна к его химической природе. Совместно с напряжениями σ, параметр γ отражает прочностную индивидуальность структурного элемента.

Входящему в формулу (2) интегралу придается смысл вероятности регистрации сигналов АЭ, пришедших от источника АЭ, в диапазон регистрируемых измерительной аппаратурой частот f, амплитуд u сигналов АЭ и временных интервалов Δt (длительности пауз) между ними. Стабильность (2) определяет условия метрологического подобия C и ξ, то есть метрологической однородности АЭ контроля, а экспериментальное разделение мелкодисперсного разрушения на неоднородный и однородный этапы

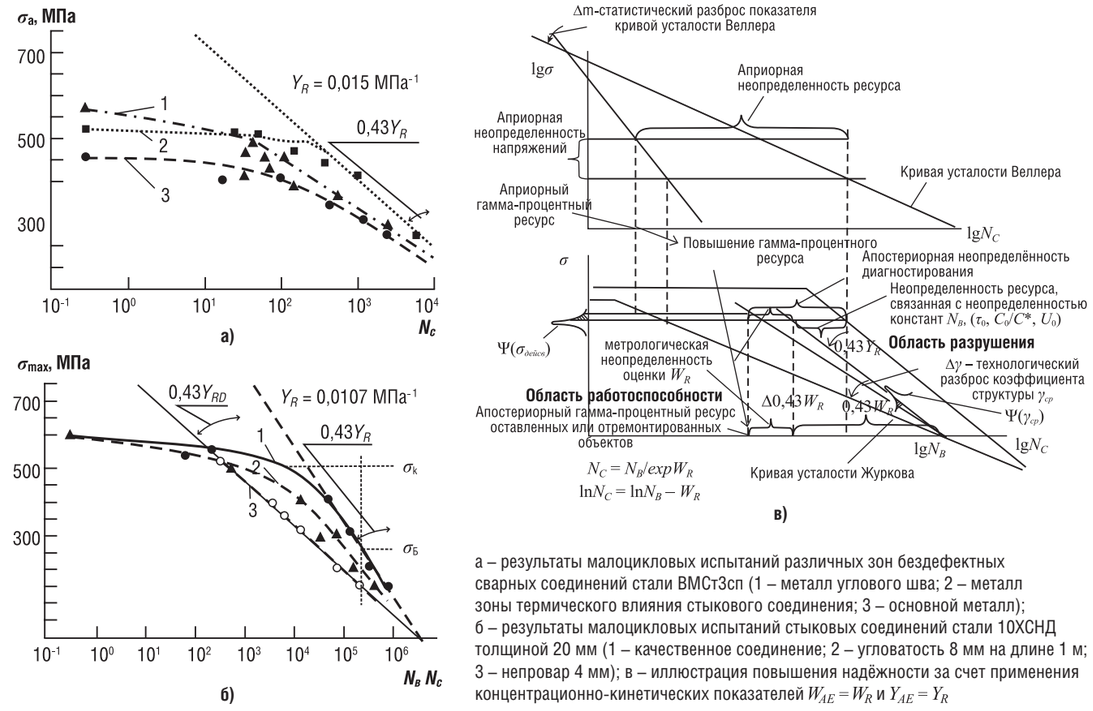
РИС. 3. Алгоритм оценки АЭ показателя прочности kY_{AE} сварного стального образца



$$kY_{AE} = \ln(\xi_j/\xi_i)/(F_j - F_i) = X_{AE}/(dF/dt) = 0{,}0271/217{,}38 = 0{,}000125\ Н^{-1},$$

где $X_{AE} = d\ln N_\Sigma/dt$, $k = \sigma/F$, σ – номинальные напряжения; $\xi = N_\Sigma$; F – нагрузка, Н; t – время, с; $Y_{AE} = \gamma/(KT)$. При F = 1 Н $|kY_{AE}| = W_{AE} \approx \omega$, σ = 8225 Па = 0,008225 МПа $Y_{AE} = Y_R$ = 0,015 $МПа^{-1}$ *(см. рис. 4а)*

РИС. 4. Кривые малоцикловой усталости сварных соединений (по данным [9])



а – результаты малоцикловых испытаний различных зон бездефектных сварных соединений стали ВМСт3сп (1 – металл углового шва; 2 – металл зоны термического влияния стыкового соединения; 3 – основной металл); б – результаты малоцикловых испытаний стыковых соединений стали 10ХСНД толщиной 20 мм (1 – качественное соединение; 2 – угловатость 8 мм на длине 1 м; 3 – непровар 4 мм); в – иллюстрация повышения надёжности за счет применения концентрационно-кинетических показателей $W_{AE} = W_R$ и $Y_{AE} = Y_R$

по кинетическому признаку из (1) позволяет выделить информативный временной интервал из общего потока сигналов АЭ. Временная зависимость числа импульсов АЭ на этапе наиболее информативного однородного разрушения, регистрируемых, например, при равномерном диагностическом нагружении объекта контроля с постоянной скоростью роста напряжений, будет иметь экспоненциальный вид:

$$N_{\Sigma однор}(t) = k_{AE} C_0 KT \exp[(\gamma\,\dot{\sigma}\,t - U_0)/(KT)]/(\tau_0\,\gamma\,\dot{\sigma}).$$

Вытекающие из нее информативные концентрационно-кинетические АЭ показатели прочности, свободные от АЭК и потому устойчивые к влиянию аддитивных помех и дестабилизирующих факторов, представлены в табл. 1. Пример неразрушающего определения этих показателей при нагружении образцов сварных соединений показан на рис. 3, а их связь с ресурсом и показателями кривой усталости для образцов нахлесточных сварных соединений показаны на рис. 3, 4, описываемым тем же выражением, что и Y_{AE}, при условии, что кривые усталости рис. 4 выражаются формулой Журкова.

Универсальность значения величины N_B, как отсекаемого экстраполяцией на ось абсцисс системы координат кривой усталости (рис. 4 б, в), объясняется стабильностью величин, входящих в формулу Журкова, описывающую кривую усталости. При постоянных температуре T и периоде $\tau_{цикл}$ циклического нагружения число N_C циклов до разрушения

$$N_C = \theta/\tau_{цикл} = \tau_0/\tau_{цикл}\ exp[(U_0 - \gamma\sigma)/KT],$$

при $\sigma = 0$ величина $N_C = N_B$, где

$$\lg N_B = \lg(\tau_0/\tau_{цикл}) + 0{,}43\ U_0/(KT).$$

Сопоставление выражений

$$Y_{AE} = d\ln N_{\Sigma однород}/d\sigma = \gamma/KT \text{ и } Y_R = -d\ln N_C/d\sigma = \gamma/KT,$$

а также численных значений параметров Y_{AE} (6) и Y_R (рис. 3 а) обнаруживает их идентичность ($Y_{AE} = Y_R$ = 0,015 $МПа^{-1}$) и позволяет утверждать об обратной пропорциональности числа N_C циклов до разрушения и количества $N_{\Sigma однород}$ импульсов АЭ, зарегистрированных на этапе однородного разрушения

$$N_C \cong A/N_{\Sigma однор}.$$

Это свидетельствует о правомочности гипотезы линейного суммирования повреждений на этапе однородного разрушения, позволяющей осуществлять прогноз на основе линейной экстраполяции.

Ресурс объекта контроля

$$N_C \cong N_B / exp\,W_{AE}.$$

Диагностические признаки этапов процесса разрушения и обобщенные формулы оценки ресурса представлены в табл. 2.

Пример практического применения

Практическое применение подхода в данной работе рассмотрим при диагностике внутреннего корпуса транспортной криогенной цистерны, предназначенной для хранения жидких кислорода, азота и аргона. Результаты регистрации АЭ, полученные при его пневмонагружении парами азота, образуемыми при пропускании через испаритель сжиженного азота, представлены на рис. 5, 6. Рабочее давление по паспорту составляло 0,35 МПа (3,5 кгс/см²) испытательное давление составляло 0,38 МПа (3,8 кгс/см²); средняя

ТАБЛИЦА 2. Диагностические признаки этапов процесса разрушения и формулы оценка ресурса

Стадия	Этап разрушения	Диагностический признак этапа разрушения	Формула оценки ресурса (T - момент диагностирования)
I	Делокализованное мелкодисперсное неоднородное	$d^2\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = 0$; $d^2\ln\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = 0$; $dk_{AE}/dt < 0$ ($dP_U/dt < 0$); $\omega_2/\omega_1 > 1$, $\omega_2/\omega_0 > 1$; $\sigma_3 > \mu$; РВП* = var	$\tau^* = (1 \div 10)\,T$
I	Делокализованное мелкодисперсное однородное	$d^2\xi/dt^2 = 0$ при $\sigma = const$; $d^2\ln\xi/dt^2 = 0$ при $\sigma = const$; $dk_{AE}/dt = 0$; $\omega_2/\omega_1 < 1$, $\omega_2/\omega_0 < 1$; $\sigma_3 < \mu$; РВП = var	Время до локализации $\tau^* = f(Y_{AE})$ или $\tau^* = f(W_{AE})$
I	Локализованное мелкодисперсное неоднородное	$d^2\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = 0$; $d^2\ln\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = 0$; $dk_{AE}/dt < 0$ (dPU/dt<0); $\omega_2/\omega_1 > 1$, $\omega_2/\omega_0 > 1$; $\sigma_3 > \mu$; РВП = invar	$\tau^* = (0{,}1 \div 0{,}5)\,T$
I	Локализованное мелкодисперсное однородное	$d^2\xi/dt^2 = 0$ при $\sigma = const$; $d^2\ln\xi/dt^2 = 0$ при $\sigma = const$; $dk_{AE}/dt = 0$; $\omega_1/\omega_0 < 1$, $\omega_2/\omega_0 < 1$; $\sigma_3 < \mu$; РВП = invar	Время до начала роста концентратора $\tau^* = f(Y_{AE})$ или $\tau^* = f(W_{AE})$
II	Образование и рост трещины	$d^2\xi/dt^2 > 0$ при $\sigma = const$; $d^2\ln\xi/dt^2 > 0$ при $\sigma = const$; $dk_{AE}/dt > 0$ ($dP_U/dt < 0$); $\omega_1/\omega_0 > 1$, $\omega_2/\omega_0 > 1$; $\sigma_3 > \mu$; РВП ≈ invar	$\tau^* = (0{,}01 \div 0{,}1)\,T$
II	Пластическое разрушение	$d^2\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = const$; $d^2\ln\xi/dt^2 < 0$ при $\sigma = const$; dkAE/dt < 0 ($dP_\Delta/dt < 0$); $\omega_1/\omega_0 < 1$, $\omega_2/\omega_0 < 1$; $\sigma_3 < \mu$; РВП ≈ invar	$\tau^* = (0{,}01 \div 0{,}1)\,T$

* РВП – разница времен прихода сигнала АЭ на преобразователь АЭ

скорость нагружения 0,0441 МПа/мин (0,441 кгс/(см²мин)) с 5-минутной выдержкой давления 0,3 МПа. Использовалась автоматизированная система акустико-эмиссионная диагностическая СДАЭ-16(2), описанная в [3–7]. Система комплектуется четырьмя ПАЭ типа П113 с диапазоном частот (по два на диапазон) 20–200 кГц и 200–2000 кГц соответственно. При контроле использовались преобразователи с диапазоном частот 20–200 кГц, ориентированные на контроль разрушения зерен сварных швов.

Обработка результатов регистрации сигналов АЭ позволила отнести разрушение к мелкодисперсному однородному этапу и получить необходимые (см. табл. 2) для расчета ресурса значения концентрационно-кинетических показателей Y_{AE} = 0,003÷0,01 МПа$^{-1}$, W_{AE} = 2,5÷6. Например, при давлении P = 1,8 кгс/см² на 150-й секунде было зарегистрировано N_Σ = 10 сигналов, при P = 3 кгс/см² на 200-й секунде N_Σ = 67.

$$W_{AE} = d\ln N_\Sigma/dK_H = \Delta\ln N_\Sigma \cdot P_{раб}/\Delta P = \ln 6{,}7 \cdot 3{,}5/(3\text{-}1{,}8) = 5{,}6,$$

что при сопоставлении с допустимым значением

$$[W_{AE}] = Y_R[\sigma] = 1.8,$$

где Y_R = 0,018 МПа$^{-1}$, $[\sigma]$ = 100 МПа определяло источник АЭ как критически активный. По справочным данным, для материала внутреннего корпуса (сталь 12Х18Н10Т) имеем параметр кривых усталости $N_B \approx 10^{4{,}5} \div 10^{6{,}5}$ (рис. 4е), ресурс при рабочем давлении

$N_C = 10^{5{,}5}/\exp 5{,}6 = 1169$ (117÷11693) циклов.

Остаточный ресурс

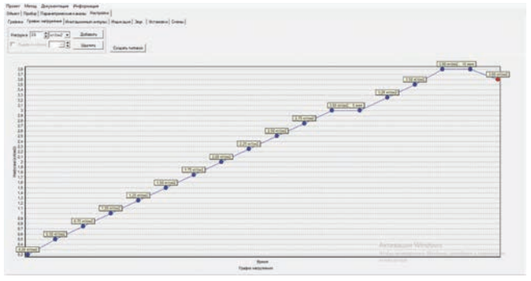
$$N_{ост} = N_C - N_{отр},$$

где $N_{отр}$ – отработанный ресурс. При $N_{отр}$ = 126 (по данным отдела эксплуатации) минимальный вероятный ресурс может быть исчерпан.

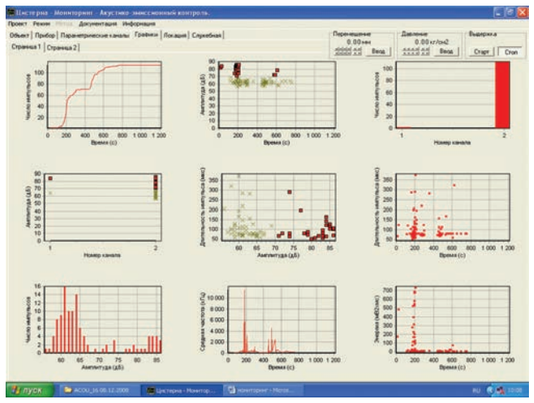
Низкое значение ресурса говорит о необходимости снижения рабочего давления в $W_{AE}/[W_{AE}]$ = 5,6/1,8 ≈ 3 раза, что согласно рис. 3 в повысит ресурс примерно в 20 раз.

Здесь $[W_{AE}] = [W_R] = Y_R[\sigma]$ = 0,018 МПа$^{-1}$ · 100 МПа = 1,8.

РИС. 5. График нагружения посредством испарителя внутреннего корпуса цистерны транспортной криогенной для жидких кислорода, азота и аргона ЦТК-1,6/0,25 (а) и результаты регистрации АЭ внутреннего корпуса № 87027 цистерны транспортной криогенной для жидких кислорода, азота и аргона ЦТК-1,6/0,25 (б)

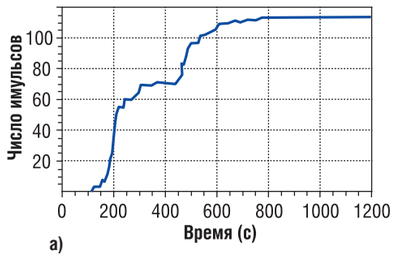


а)

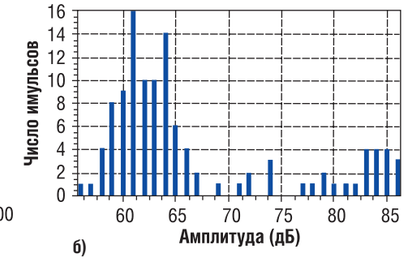


б)

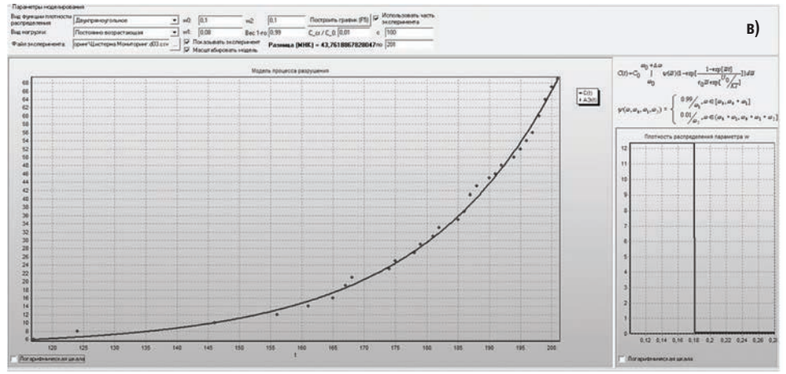
РИС. 6. Результаты регистрации АЭ внутреннего корпуса цистерны транспортной криогенной для жидких кислорода, азота и аргона, полученные при его пневмонагружении парами азота



а)

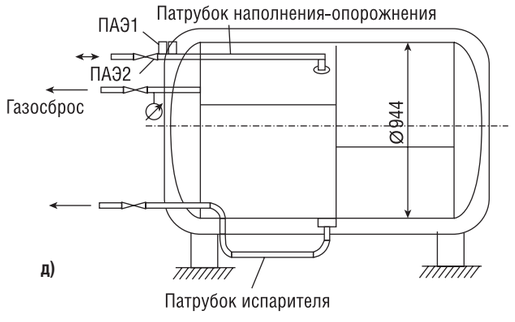


б)

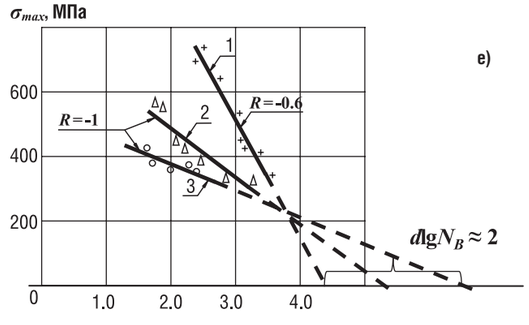


в)

г)



д)



е)

а – временная зависимость числа импульсов АЭ;

б – амплитудное распределение сигналов АЭ;

в – сопоставление результатов регистрации и имитационного компьютерного моделирования;

г – внешний вид объекта контроля;

д – схема установки пьезопреобразователей;

е – кривые малоцикловой усталости стали 12Х18Н10Т
1, 2 – при T = 273К, 3 – при T = 673К.
$d\lg N_B \approx 2$ - метрологический разброс величины $\lg N_B$

Таким образом, применение подхода позволяет отделить влияние на АЭ материала факторов различного масштабного уровня (акустически активного и активационного объемов), что стабилизирует контроль и особенно эффективно проявляется при диагнос-тике объектов ограниченной контролепригодности, а также подверженных термохимическому воздействию, когда изменение активности АЭ не коррелирует с изменением степени опасности источника [10]. ●

Литература

1. *Сосуды и газификаторы криогенные. Руководство по эксплуатации РЭ BY100369412.001-2015.*
2. *Носов В.В, Ямилова А.Р. Метод акустической эмиссии. Учебное пособие. Изд-во «Лань», СПб, 2017, 304 с.*
3. *Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов (ПБ 03-593-03), утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 09.06.2003 № 77, зарегистрированным в Минюсте России 19.06.2003 г., рег. № 4778.*
4. *Носов В.В., Номинас С.В., Зеленский Н.А. Оценка прочности сосудов давления на основе использования явления акустической эмиссии // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2 (219). 2015. С. 182–190.*
5. *Носов В.В. Принципы оптимизации технологий акустико-эмиссионного контроля прочности промышленных объектов // Дефектоскопия, № 7, 2016, с. 52–67.*
6. *Носов В.В., Самигуллин Г.Х., Ямилова А.Р., Зеленский Н.А. Микромеханическая модель акустической эмиссии как методологическая основа прогнозирования разрушения сварных соединений // Нефтегазовое дело, 2016, т. 14, № 1, С. 244–253.*
7. *Носов В.В. Акустико-эмиссионный контроль качества пластически деформируемых заготовок // Дефектоскопия. 2017, № 5. – С. 36–45.*
8. *Nosov V.V. Control of inhomogeneous materials strength by method of acoustic emission / Journal of Mining Institute. 2017. Vol. 226. P. 469–479 (Контроль прочности неоднородных материалов методом акустической эмиссии).*
9. *Махутов Н.А., Воробьев А.З., Гаденин М.М. и др. Прочность конструкций при малоцикловом нагружении. – М.: Наука, 1983. – 271 с.*
10. *Буйло С.И. Физико-механические, статистические и химические аспекты акустико-эмиссионной диагностики: монография / Южный федеральный университет. – Ростов-на-Дону; Таганрог: Издательство Южного федерального университета, 2017. – 184 с.*

KEYWORDS: *resource estimation, forecasting, damage heterogeneity, non-destructive testing, acoustic emission, model of temporal dependencies of parameters, diagnostic parameters, cryogenic gasifiers.*

ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА
трубопроводов от коррозии

УДК 62-747

ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ ПРОБЛЕМ НЕСТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДА ЯВЛЯЕТСЯ КОРРОЗИЯ МЕТАЛЛА ТРУБЫ, ЧТО ПРИВОДИТ К АВАРИЯМ И УТЕЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТА. НА РЕШЕНИЕ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ НАПРАВЛЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫРАБОТКЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА ДОПОЛНЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОНЕФТЕПРОВОДА. ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА И ПРОМЫСЛОВОГО (ПТ) ПРОИСХОДИТ РАЗРУШЕНИЕ СТЕНКИ ТРУБЫ, ИЗ-ЗА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ, ПОЭТОМУ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ВВЕСТИ МЕТОД ПАССИВНОЙ ЗАЩИТЫ, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЗАЩИТНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ, КОТОРЫЕ СНИЖАЮТ СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА. В ЧАСТНОСТИ, БЫЛО ПРОАНАЛИЗИРОВАНО ИЗМЕНЕНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ, В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОЛЩИН ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ И ВЕРТИКАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА, И РАЗРАБОТАНО ЭФФЕКТИВНОЕ ЗАЩИТНОЕ ПОКРЫТИЕ С ПЕРЕМЕННОЙ ТОЛЩИНОЙ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРАБОТАНЫ ПАТЕНТЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ УМЕНЬШЕНИЮ ЗАТРАТ НА МАТЕРИАЛЫ

ONE OF THE MAIN PROBLEMS OF POOR OPERATION OF UNDERGROUND GAS PIPELINE IS PIPE METAL CORROSION CAUSING FAILURES AND PRODUCT LEAKS. IT DEPENDS ON THE PRESENCE OF STRAY CURRENTS, MAIN LAYING CONDITIONS, SOIL CORROSIVE ACTIVITY, THE TYPE AND EFFICIENCY OF INSULATION COATING, ETC. THIS ARTICLE INCLUDES AN ADDITION TO THE CLASSIFICATION OF UNDERGROUND GAS PIPELINE PROTECTION SYSTEMS. INTERSECTION OF MAIN OIL PIPELINE AND COMMERCIAL OIL PIPELINE CAUSES INNER WALL'S DESTRUCTION DUE TO ELECTROCHEMICAL CORROSION. FOR THIS REASON METHOD OF PASSIVE PROTECTION IS SUGGESTED BEING IMPLEMENTED AS A NEW METHOD BASED ON APPLICATION OF EARTHING ELECTRODES REDUCING THE CORROSION PROPAGATION SPEED ON UNDERGROUND PIPELINE. IN PARTICULAR, TRANSIENT RESISTANCE CHANGING DETERMINED BY PROTECTION COATING THICKNESS, VERTICAL LOUD OF LARGE DIAMETER PIPES HAVE BEEN ANALYZED, AS WELL AS EFFICIENT PROTECTION COATING WITH VARIABLE THICKNESS HAS BEEN DEVELOPED. PIPE VERTICAL LOUDS AND TRANSIENT RESISTANCES ARE IN INVERSE RELATION, AND IT IS VERY IMPORTANT THAT THE LOUDS SHOULD BE TAKEN INTO ACCOUNT. THICKNESS OF PROTECTION COATING DIRECTLY DEPENDS ON TRANSIENT RESISTANCE, THEREFORE THE HIGHER PROTECTIVE LAYER THICKNESS THE HIGHER IS CORROSION PROTECTION EFFICIENCY, PIPELINE'S OPERATION CAPACITY INCREASING DRAMATICALLY. THE COST-EFFECTIVE PATENTS DEVELOPED PROMOTE REDUCING MATERIAL INVESTMENTS

Ключевые слова: *подземный трубопровод, защитные заземлители, газонефтепроводы, переходное сопротивление, вертикальная нагрузка, переменная толщина.*

Мустафин Фаниль Мухаметович,
д.т.н., профессор

Чэнь Цюнь,
к.т.н.

Мустафин Оскар Фанильевич,

Халикова Дилара Глимхановна,
старший преподаватель

Гайнитдинов Батырхан Азаматович,

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Подземные газонефтепроводы работают в специфических коррозионных условиях, что обусловливает необходимость применения пассивных и активных систем защиты. По оценке WCO – Всемирная Организация Противодействия Коррозии (The World Corrosion Organization) ущерб от коррозии и затраты на борьбу с ней составляют порядка $2,2 трлн – это 3–4% ВВП в развитых странах. Например, в США – 3,1% (по последним данным NACE – национальная организация специалистов в области коррозии), в Германии – 2,8%, в России, Китае – выше 5%.

На сегодняшний день в России около 42% всех аварий на газонефтепроводах происходит по причине коррозии. Поэтому эффективность противокоррозионной защиты в значительной степени определяет уровень надежности трубопровода. Вид защиты выбирают, исходя из технико-экономических соображений. Срок службы этих видов зависит от физико-химических параметров исходных материалов, качества очистки труб, а эффективность – от качественного нанесения изоляции. Нанесение защитного покрытия может осуществляться как в трассовых, так и в заводских условиях. На трассе используют различные виды битумно-мастичных и полимерно-ленточных покрытий, на заводе-изготовителе используют полимерные виды материалов, такие как: полиэтиленовые, эпоксидные, полипропиленовые покрытия. В заводских условиях для нанесения полиэтиленового покрытия используют метод продольной экструзии.

При разработке проектов принимают во внимание наличие или отсутствие блуждающих токов, коррозионную активность грунтов, вид противокоррозионной изоляции и пр.

В связи с этим, были продемонстрированы особенности протекания процессов коррозии подземных газонефтепроводов и изменения защитных свойств изоляционных покрытий в зависимости от вертикальной нагрузки и толщины изоляционного материала. А также предложено использовать защитные заземлители из разных материалов, которые уменьшают скорость коррозии и защитное покрытие переменной толщины.

Исследование основных средств и систем защиты трубопроводов от коррозии позволило проанализировать и дополнить классификацию существующих систем защиты трубопроводов от коррозии.

Система защиты подразделяется на:

1. Активная система защиты
   - катодная защита
   - протекторная защита
   - электродренажная защита
2. Снижение агрессивности среды
   - применение ингибиторов коррозии
   - деаэрация электролита почвы
   - обеспечение гидрофобизации
   - нейтрализация грунта щелочами
   - замена грунта на менее коррозионно-активный
3. Пассивная защита
   - прокладка в каналах и коллекторах
   - защитные покрытия
   - защитные заземлители

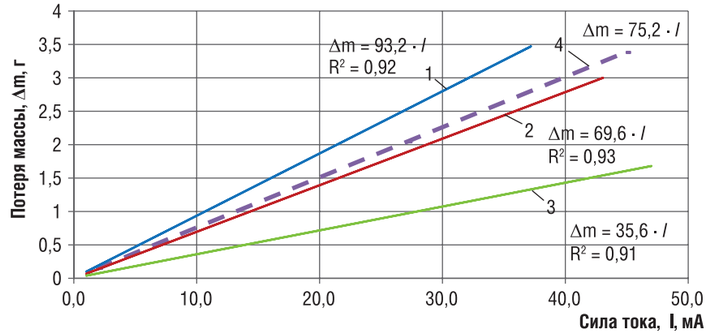
Анализ показал, что имеется еще неиспользованный метод – защита от коррозии газонефтепроводов с применением отдельных пассивных защитных заземлителей.

На пересечениях промысловых трубопроводов, ввиду наличия разности потенциалов, магистральный трубопровод (МТ) становится катодом, а ПТ анодом, что влечет за собой интенсивное электрохимическое разрушение металла труб ПТ с последующим возникновением аварийной ситуации.

Таким образом, необходимо провести исследование новых технических решений по защите подземных промысловых газонефтепроводов с использованием защитных заземлителей. В результате, была определена эффективность защитных заземлителей при наличии катодных токов, возникающих при работе станций катодной защиты на магистральных трубопроводах на пересечениях с ПТ [1].

Сравнение графиков коррозионной потери массы при 72 часах эксперимента показывает, что скорость коррозии образцов при использовании стальных заземлителей уменьшается в 1,3 раза, а благодаря применению графитового защитного заземлителя скорость коррозии стального образца снижается в 2,6 раза, рис. 1.

РИС. 1. Графики потери массы стальных образцов в зависимости от силы тока



1 – без использования заземлителей; 2 – с использованием стальных заземлителей; 3 – с использованием графитовых заземлителей; 4 – теоретическая прямая по закону Фарадея

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что защитные заземлители эффективно способствуют пассивной защите промысловых трубопроводов при параллельной прокладке с МТ от электрохимической коррозии. Также возможно использование ферросилидовых, магнетитовых, платинированных танталовых, титан-никелевых заземлителей. Они обладают более высокой долговечностью и экономической эффективностью чем графитовые заземлители.

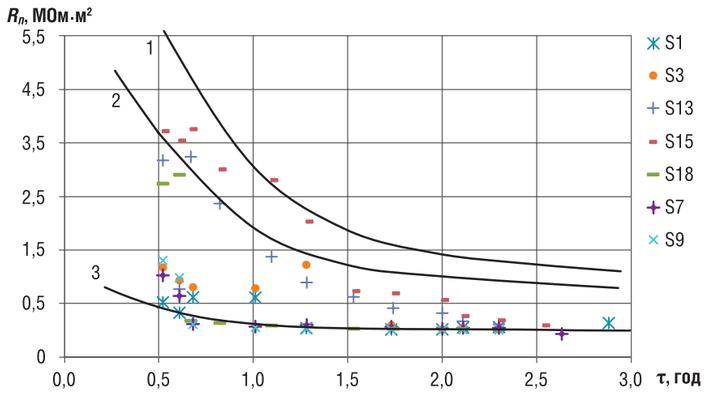
При исследовании влияния реальной вертикальной нагрузки, равной 20 кПа, от труб большого диаметра на показатель переходного сопротивления изоляционного покрытия труба–грунт (R_n):

Во-первых, изучено влияние вертикальной нагрузки на

ТАБЛИЦА 1. Описание образцов эксперимента

Номер образца	Описание образцов защитных покрытий	Толщина, δ, мм	Сокращенное обозначение
I группа (с имитацией вертикальной нагрузки)			
S1	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия	1.2	ПЭПП2^{н}
S2	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия с переменной толщиной	$1.2_{1/4}$	ПЭПП2^{н}ПТ
S3	Заводское полиэтиленовое покрытие	2.5	ЗавПЭ^{н}
S4	Заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной	$2.5_{1/4}$	ЗавПЭ^{н}ПТ
S5	Заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной и с дополнительным слоем	$2.5_{1/4}$	ЗавПЭндс
II группа (с имитацией вертикальной нагрузки и электрохимзащитой)			
S7	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия с работой ЭХЗ	1.2	ПЭПП2^{н}ЭХЗ
S8	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия с переменной толщиной с работой ЭХЗ	$1.2_{1/4}$	ПЭПП2^{н}ПТ
S9	Заводское полиэтиленовое покрытие с работой ЭХЗ	2.5	ЗавПЭ^{н}ЭХЗ
S10	Заводское полиэтиленового пленочного покрытия с переменной толщиной с работой ЭХЗ	$2.5_{1/4}$	ЗавПЭ^{н}ПТ.ЭХЗ
S11	Заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной и с дополнительным слоем с работой ЭХЗ	$2.5_{1/4}$	ЗавПЭ^{н}дс.эхз
III группа (без нагрузки)			
S13	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия	1.2	ПЭПП2
S14	2 слоя полиэтиленового пленочного покрытия с переменной толщиной	$1.2_{1/4}$	ПЭПП2ПТ
S15	Заводское полиэтиленовое покрытие	2.5	ЗавПЭ
S16	Заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной	$2.5_{1/4}$	ЗавПЭПТ
S18	Заводское полиэтиленовое покрытие с работой ЭХЗ	2.5	ЗавПЭЭХЗ
S22	4 слоя полиэтиленового пленочного покрытия	2,4	ПЭПП4
S23	1 слой полиэтиленового пленочного покрытия	0,6	ПЭПП1

РИС. 2. Графики изменения переходного сопротивления полиэтиленовых покрытий (по усредненным значением для полиэтиленовых пленочных покрытий) в различных условиях



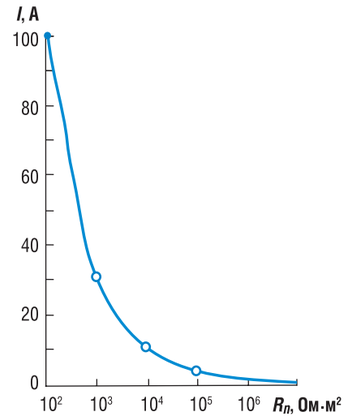
1 – без нагрузки (зависимость имеет вид $R_п = 9{,}7 \cdot 10^{6} e^{-1{,}0\tau}$, коэффициент детерминации $R^2 = 0{,}84$); 2 – под воздействием вертикальной нагрузки ($R_п = 3{,}5 \cdot 10^{6} e^{-2{,}2\tau}$, $R^2 = 0{,}82$); 3 – под совместным воздействием вертикальной нагрузки и катодной поляризации ($R_п = 5{,}9 \cdot 10^{5} e^{-2{,}4\tau}$, $R^2 = 0{,}77$)

свойства защитных покрытий трубопроводов, где был рассмотрен общий процесс изменения переходного сопротивления полиэтиленовых покрытий под воздействием вертикальной нагрузки 20 кПа, что соответствует нагрузке трубопровода большого диаметра ($D_н \geq 820$ мм), рис. 2. Также проведено сравнение полученных графических данных различных защитных полиэтиленовых покрытий, приведенных в таблице 1.

По графику можно сделать вывод, что при исследовании надежности и долговечности защитных покрытий трубопровода большого диаметра необходимо учитывать влияние нагрузки, воздействующей на свойства покрытий трубопровода. Толщина изоляционного покрытия берется по ГОСТ Р 51164-98 и равна 2,5 мм для труб диаметром 820 мм и более. Также значение переходного сопротивления изоляции на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода при температуре выше 273 К (0 °С) должно быть не менее 0,3 МОм·м² для покрытий усиленного типа и не менее 0,05 МОм·м² для покрытий нормального типа.

Во-вторых, доказано, что для трубопровода большого диаметра, т.е. при наличии вертикальной нагрузки, катодная защита оказывает значительное влияние на свойства защитных покрытий и имеет обратную зависимость с переходным сопротивлением изоляции, рис. 3. Конкретно, в лабораторных условиях под действием катодной поляризации

РИС. 3. Зависимость силы тока катодной станции *I* от переходного сопротивления трубопровода $R_п$



среднее значение переходного сопротивления полиэтиленовых покрытий без вертикальной нагрузки составляет $1{,}36 \cdot 10^6$ Ом·м², а у трубопроводов большого диаметра с вертикальной нагрузкой – $5{,}9 \cdot 10^5$ Ом·м².

Поэтому можно рекомендовать уменьшение мощность станцией катодной защиты до минимально возможного уровня, т.е. не допускать «перезащиты» трубопроводов.

В-третьих, проведено исследование влияния толщины изоляционных материалов на переходное сопротивление защитных покрытий, рис 4.

Исходя из графика, видно, что с увеличением толщины покрытий, увеличивается переходное сопротивление, но со временем влияние толщины покрытия на переходное сопротивление становится меньше.

В-четвертых, показана эффективность покрытия с переменной толщиной на графике изменения переходного сопротивления заводского полиэтиленового покрытия с переменной толщиной, рис 5.

По результатам исследований можно заключить, что покрытия с переменной толщиной повышают эксплуатационную надежность трубопровода. Как было указано выше, катодная защита оказывает значительное влияние на свойства защитных покрытий, поэтому наиболее целесообразно использовать покрытие с переменной толщиной на промысловых трубопроводах [2].

РИС. 4. Графики изменения переходного сопротивления полиэтиленовых защитных покрытий от их толщины

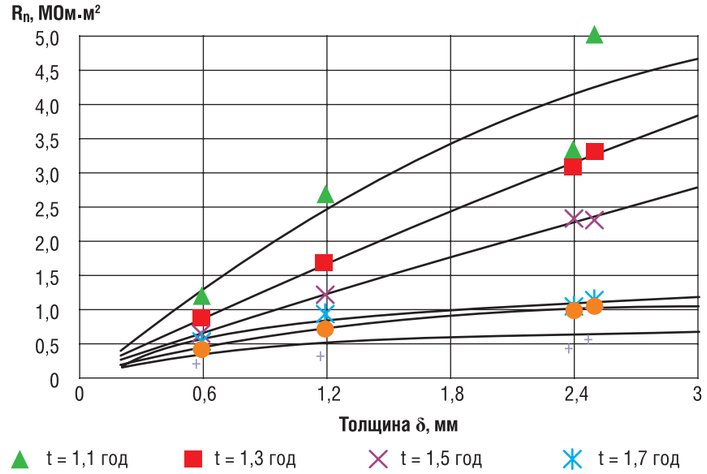


РИС. 5. Результаты экспериментальных исследований средних значений переходного сопротивления защитных покрытий с переменной толщиной в различных условиях

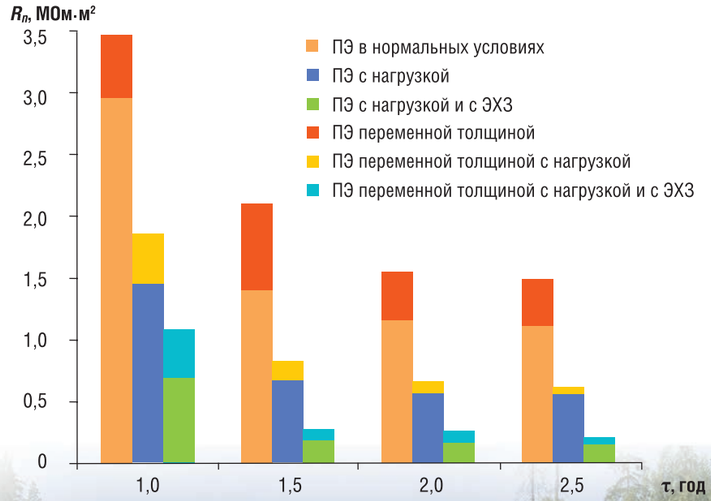


РИС. 6. Защитные покрытия трубопровода с переменной толщиной

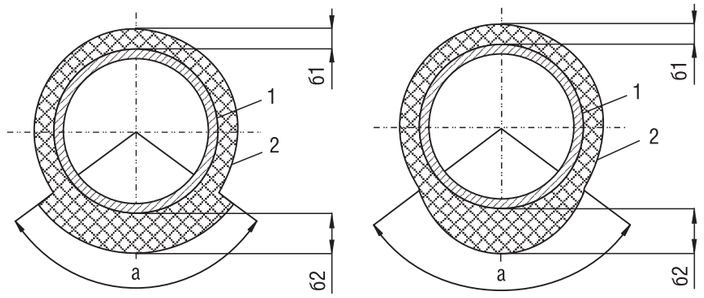
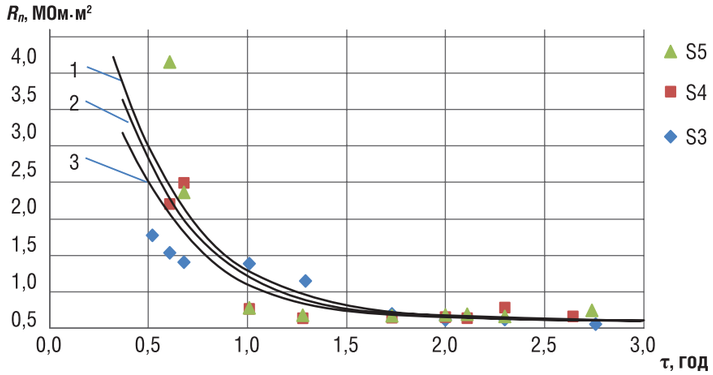


РИС. 7. Графики изменения переходного сопротивления различных заводских полиэтиленовых покрытий с вертикальной нагрузкой от труб большего диаметра



1 – заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной и с дополнительным слоем ($R_п = 7{,}89 \cdot 10^6 e^{-2{,}43\tau}$, $R^2 = 0{,}75$), S5 ($\delta = 2.5_{1/4}$); 2 – заводское полиэтиленовое покрытие с переменной толщиной ($R_п = 7{,}74 \cdot 10^6 e^{-2{,}53\tau}$, $R^2 = 0{,}69$), S4 ($\delta = 2.5$); 3 – заводское полиэтиленовое покрытие ($R_п = 6{,}75 \cdot 10^6 e^{-2{,}59\tau}$, $R^2 = 0{,}82$), S3 ($\delta = 2.5$)

Толщина покрытия верхней образующей трубы составляет около 2,5 мм; экспериментальными исследованиями обоснована толщина покрытия нижней образующей трубы до 5 мм. От боковой образующей трубы до нижней толщина покрытия может увеличиваться постепенно или дискретно, рис 6.

В-пятых, с целью повышения эксплуатационных свойств изоляционных материалов, была исследована закономерность изменения переходного сопротивления покрытий различных конструкций, рис. 7.

Наблюдалось, что защитное покрытие с переменной толщиной обеспечивает повышение переходного сопротивления на 14%, а защитное покрытие с переменной толщиной и дополнительным полипропиленовым слоем – на 17%. Применять прочный слой в защитном покрытии следует на участках, где велика вероятность истирания или образования царапин [3].

При разработке новых технических решений по совершенствованию пассивных систем защиты были запатентованы наиболее экономически эффективные сооружения для защиты от коррозии подземных промысловых трубопроводов или металлических конструкций (патент РФ № 111665 «Сооружение для защиты подземных металлических конструкций от коррозии»), защитные изоляционные покрытия с переменной толщиной, которые применяются на участках протаскивания подводных переходов и на горных и сложных участках.

Данные покрытия подземного трубопровода позволяют экономить изоляционные полимерные материалы за счет дифференцирования толщины покрытия, повысить эксплуатационные свойства и долговечность защитного покрытия и всего трубопровода. В заводских условиях такое защитное покрытие наносится методом продольной экструзии в расплавленном состоянии полимера.

Резюмируя вышеизложенное, авторы делают ряд выводов:

- На основании проведенного анализа дополнена классификация способов защиты стальных подземных газонефтепроводов от коррозии и показана необходимость совершенствования пассивных систем защиты.
- Разработана новая малотрудоемкая пассивная система защиты от коррозии подземных промыслового трубопроводов с использованием защитных заземлителей, которая снижает скорость коррозии металла труб в 2,6 раза на пересечении с магистральными трубопроводами, подтвержденная патентом РФ.
- Экспериментальными исследованием установлено, что именно увеличение нормативной толщины покрытия в 2 раза повышает его переходное сопротивление, примерно, на 25%.
- Экспериментально установлено, что вертикальная нагрузка трубопроводов большого диаметра снижает переходное сопротивление защитных покрытий на 60% за счет уплотнения грунта и снижения электросопротивления материала по нижней образующей труб. Разработано новое защитное покрытие с увеличенной переменной толщиной по нижней образующей. ●

Литература

1. *Патент РФ 111665. Сооружение для защиты подземных металлических конструкций от коррозии / Ц. Чэнь, Ф.М. Мустафин, К.В. Куценко, Заявл. 13.11. 2011.Опубл. 20.12.2011. Бюл. № 35.*
2. *Патент РФ 125673. Защитное покрытие подземного трубопровода / Ф.М. Мустафин, А.С. Глазков, Ц. Чэнь, Заявл. 2012108350. Опубл. 10.03.2013. Бюл. № 7.*
3. *Патент КНР № ZL 2015 2 0455347.5. Защитное покрытие подземного трубопровода / Ц. Чэнь, Ф.М. Мустафин, Опубл. 25.11.2015 Бюл. 11.*
4. *Сафрончик В.И. Защита подземных трубопроводов антикоррозионными покрытиями. СПб: Издательство «Стройиздат», 1977. – 120 с.*

KEYWORDS: *underground pipeline, protective earthing electrodes, gas and oil pipelines, transient resistance, vertical load, variance of a coating thickness.*

ПНЕВМАТИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ

В НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕ ДАЕТСЯ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО МЕТОДА МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ОЧИСТКИ КРОВЛИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ СНЕГА, ПРОИЗВОДИТСЯ АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И ТЕКУЩЕЙ ДОПУСТИМОЙ ВЫСОТЫ СНЕЖНОГО ПОКРОВА ДЕЙСТВУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРОВ. АНАЛИЗИРУЮТСЯ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ СНЕГА, ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕОБХОДИМОГО ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА ВОЗДУХА ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ОПРЕДЕЛЁННОЙ МАССЫ СНЕГА, ДАЁТСЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И РАСЧЁТ НЕОБХОДИМОГО ДАВЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ КОМПРЕССОРА

THIS ARTICLE GIVES A BRIEF DESCRIPTION OF THE PNEUMATIC METHOD OF MECHANIZED CLEANING OF THE ROOF OF VERTICAL STEEL TANKS FROM SNOW, ANALYZES THE NORMATIVE DOCUMENTS AND THE CURRENT PERMISSIBLE SNOW DEPTH OF EXISTING TANKS. THE METHODS OF SNOW REMOVAL ON TANKS, THE RESULTS OF EXPERIMENTAL WORK TO DETERMINE THE NECESSARY PRESSURE AND AIR FLOW TO MOVE A CERTAIN MASS OF SNOW ARE GIVEN, A MATHEMATICAL MODEL AND CALCULATION OF THE REQUIRED PRESSURE AND COMPRESSOR CAPACITY ARE GIVEN

Ключевые слова: *резервуар вертикальный стальной для нефти и нефтепродуктов, очистка от снега, истечение воздуха через сопло.*

УДК 624.144.53

Коноплёв Николай Геннадьевич,
преподаватель кафедры ТХНГ

Имаева Регина Флусовна,
магистр

Исламова Карина Раилевна,
магистр

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На перекачивающих станциях в зимний период приходится большое количество времени тратить на очистку крыш резервуаров от снега. Не смотря на значительное число привлекаемых к этому работников, высота снежного покрова часто в несколько раз превышает установленные нормативными документами допустимые значения. Допустимые значения высот снежного покрова для резервуаров, строительство которых производилось в различные периоды действия нормативных документов, представлены в таблице 1.

Так для резервуаров, построенных до 1985 г. по действовавшему тогда **СНиП II-6-74** «Нагрузки и воздействия» [1], допустимый вес снегового покрова на 1 м² для IV района, к которому в те годы относилась большая часть Республики Башкортостан, равнялась 1500 Па. При этом допустимая высота снега на кровле составляла:

ТАБЛИЦА 1. Допустимые значения высот снежного покрова на кровле резервуаров

Нормативное значение	Снеговой район	Действующий в период строительства нормативный документ			
		СНиП II-6-74	СНиП 2.01.07-85, СНиП 2.01.07-85*, СП 20.13330.2011		СП 20.133330.2016
		до 1985 г.	1985–2003 гг.	2003–2016 гг.	2016 г. – по н/в
Вес снегового покрова на 1 м2 поверхности, Па	I	500	500	800	500
	II	700	700	1200	1000
	III	1000	1000	1800	1500
	IV	1500	1500	2400	2000
	V	2000	2000	3200	2500
	VI	2500	2500	4000	3000
	VII	—	—	4800	3500
	VIII	—	—	5600	4000
Высота снегового покрова1, мм	I	42 59			
	II	59 83			
	III	84 118			
	IV	127 178			
	V	169 237			
	VI	212 297			
	VII	–	–	407 570	
	VIII	–	–	475 665	

Примечания: 1) в числителе дано число для резервуаров старше 5 лет, а также после капитального ремонта без замены толщины листов (коэффициент запаса по нагрузке K = 0,5), в знаменателе – для новых (до 5 лет), а также прошедших реконструкцию с заменой толщины листов (K = 0,7);
2) цветом выделен район по нагрузке от снегового покрова для большей части Республики Башкортостан

- для резервуаров старше 5 лет и после капитального ремонта без замены толщины стенки – 127 мм;
- для новых, а также прошедших реконструкцию без замены толщины листов резервуаров – 178 мм.

Для резервуаров 1985–2003 гг. постройки, сооруженных уже по требованиям **СНиП 2.01.07-85** [2], допустимый вес снегового покрова на 1 м² определялся уже для V района, к которому в тот период относилась большая часть Республики Башкортостан, равнялась 2000 Па. Допустимая высота снега при этом составляла:

- для резервуаров старше 5 лет после реконструкции – 169 мм;
- для новых, а также прошедших реконструкцию без замены толщины листов резервуаров – 237 мм.

В 2003 г. вышел обновленный **СНиП 2.01.07-85*** [3], а затем и **СП 20.133330.2011** [4], в которых значение снеговой нагрузки для нашего района было увеличено до 3200 Па. Допустимая высота снегового покрова для такой нагрузки составила:

- для резервуаров старше 5 лет после реконструкции – 271 мм;
- для новых, а также прошедших реконструкцию без замены толщины листов резервуаров – 380 мм.

Поскольку расчеты толщин стенок сооруженных резервуаров выполнялись по ранее действовавшим документам, пришлось снизить допустимую высоту снежного покрова для резервуаров, построенных до 1985 г., до 59–83 мм, а для резервуаров, построенных в 1985–2003 гг., эти значения стали составлять 105–148 мм.

В **СП 20.133330.2016** [5] снеговую нагрузку для нашего района сократили до 2500 Па. Допустимая высота снега теперь:

- для резервуаров старше 5 лет после реконструкции – 212 мм;
- для новых, а также прошедших реконструкцию без замены толщины листов резервуаров – 297 мм.

Расчет нормативной высоты снегового покрова выполняется по формуле

$$H = K \cdot S_д/\rho, \quad (1)$$

где K – коэффициент запаса по нагрузке, принимаемый для резервуаров со сроком эксплуатации до 5 лет включительно равным 0,7, а для резервуаров со сроком эксплуатации более 5 лет – равным 0,5 [6];

$S_д$ – предельная расчетная снеговая нагрузка, указанная в рабочем проекте на резервуар, кг/м²;

ρ – средняя плотность снега, принимаемая равной 600 кг/м³.

Сейчас по-прежнему существуют резервуары, которые были построены в 70–80-е гг., и, хотя они все ремонтировались, а некоторые даже реконструировались, основные толщины стенок и кровли остались неизменными. На данный момент для резервуаров, построенных до 1985 г., допустимая высота снежного покрова составляет 76–106 мм, для резервуаров 1985–2003 гг. – 135–189 мм.

Необходимо учитывать и то, что по результатам технической диагностики резервуара допустимая высота снегового покрова может быть занижена, вследствие чего вышеуказанные значения могут быть еще меньше.

Такие величины обеспечить на практике существующим методом механической очистки (при помощи лопат) достаточно проблематично, а значит, резервуары в настоящее время могут эксплуатироваться с нарушением нормативных документов, что в дальнейшем может привести к несчастным случаям. К тому же недостатком существующего метода является и то, что перед проведением работ по очистке резервуар должен быть выведен из товарно-транспортных операций.

Анализ причин аварий, произошедших в период с 2010 г. по 2015 г., по публикациям в разделе «Хроника аварий» журнала «Безопасность труда в

промышленности» показал, что из-за разрушения элементов резервуаров от снеговой нагрузки произошло 4 % аварий [7].

На данный момент известны следующие способы предотвращения накопления снежных масс на кровле резервуаров:

- электроподогрев с использованием греющего кабеля;
- нанесение антиобледенительного покрытия.

Электроподогрев кровли резервуара осуществляется с помощью системы с саморегулирующим греющим кабелем во взрывозащищенном исполнении, размещаемом на кровле резервуаров с некоторым шагом. Основным элементом кабеля является греющая проводящая матрица, в основе производства которой лежит метод экструзии и последовательного равномерного охлаждения, благодаря чему он приобретает одинаковую мощность и сопротивление по всей длине.

Электрообогрев позволяет уменьшить количество работ повышенной опасности и риск повреждения оборудования при очистке кровли от снега и наледи.

К недостаткам способа можно отнести скапливание льда на отмостке резервуара от замерзшей талой воды стекающей с кровли, а также обмерзание этой воды на стенке, уменьшение коэффициента полезного действия устройства в процессе эксплуатации и затраты электроэнергии в процессе эксплуатации системы [7]. Наиболее существенными недостатками, из-за которых обогрев атмосферы не применяется, являются экономическая нецелесообразность, а также пожаро- и электроопасность.

Антиобледенительное покрытие – это стойкий к ультрафиолетовому излучению трудногорючий сверхскользкий полимерный материал на основе синтетического каучука с гидроизоляционными, антикоррозионными, атмосферостойкими, водоотталкивающими свойствами, легкий в нанесении и обладающий высоким сроком службы (5–8 лет).

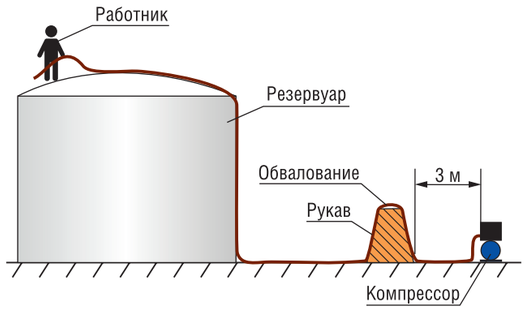
Покрытие наносится в один-два слоя общей толщиной 150–180 мкм и состоит на 50% из толуола, на 30 % – из фенилсиликата, 12 % – из ЭД-20, 8 % – АГМ-9

(состав варьируется). При этом расход материала составляет от 0,3 до 0,35 кг/м². Условия нанесения – от минус 5 до плюс 25 °С [8].

Несмотря на все достоинства, данное покрытие не дает значительного эффекта: с наветренной стороны снег сдувается и при отсутствии покрытия, с подветренной же стороны энергии ветра уже недостаточно для осуществления необходимого эффекта, к тому же площадки обслуживания (если таковые имеются) могут служить барьером, препятствующим сносу снега.

Применение воздуходувок для очистки кровли резервуаров от снега невозможно в настоящее время, поскольку таковые отсутствуют во взрывозащищенном исполнении. Заказ на изготовление безопасных для нефтегазовой промышленности воздуходувок выпускающим их предприятиям будет стоить для нефтегазовых компаний больших денежных затрат.

РИС. 1. Механизированный способ очистки кровли резервуаров



В настоящий момент предлагается механизированный способ очистки кровли резервуаров от снега за счет создаваемого компрессором давления струи воздуха. Компрессор устанавливается в трех метрах от подошвы наружной стенки обвалования. Воздух к очищаемому участку кровли направляется от компрессора по рукаву, длина которого выбирается в зависимости от геометрических параметров резервуаров и требований минимальных расстояний от них до подошвы обвалования (рисунок 1).

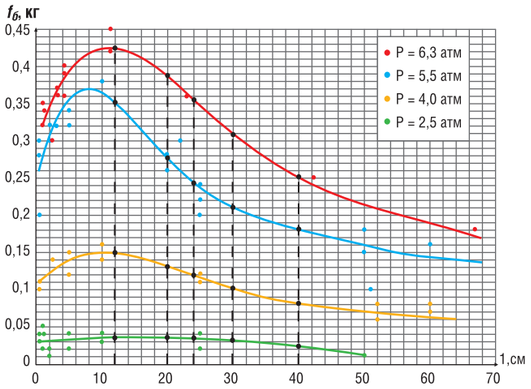
Предположительная необходимая длина рукава, с учетом того, что очищаемый участок крыши резервуара диаметрально противоположен стороне расположения компрессора, для очистки резервуара объемом 5000 м³ составляет 55 м (22,8 + 12 + 12 + 5,2 + 3), для резервуара объемом 10 000 м³ – 75 м (34,2 + 12 + 15 + 10,8 + 3), для резервуара объемом 20 000 м³ – 88 м (45,6 + 12 + 15 + 12,4 +3). Рукава можно разделить на две части: стационарную и перемещаемую. Стационарная часть предполагается от компрессора до площадки обслуживания на кровле резервуара. Перемещаемая часть – это рукав длиной, равной диаметру резервуара, которая переносится работником и подключается к стационарной на время очистки резервуара от снега. В этом случае длина стационарного рукава должна быть: для резервуара объемом 5000 м³ – не менее 32,2 м, для резервуара объемом 10 000 м³ – не менее 40,8 м, для резервуара объемом 20 000 м³ – не менее 42,4 м.

Для осуществления данного способа должны быть обеспечены необходимые значения расхода и давления воздуха. С целью их определения была выполнена серия экспериментов. На первом этапе было произведено определение необходимого усилия для сдвига снежной массы внутри сугроба, равной ≈ 2 кг (слежавшийся снег), которое составило величину равную $f_б$ = 5,9 кг, см. рисунок 2. Производилось несколько замеров со сдвигом различной массы. Из имеющегося оборудования и проведенных замеров было выбрано наибольшее значение усилия и соответствующая этому усилию масса.

РИС. 2. Проведение замера по определению усилия сдвига массы снега

На втором этапе экспериментов получены зависимости усилия воздуха $f_б$ от расстояния L между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью для четырех заданных значений избыточных давлений компрессора P (рисунок 3). Для дальнейших расчетов было принято решение об изучении зависимости усилия воздуха $f_б$ от его массового расхода M для расстояния L между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью 20 и 40 см. Расстояние 40 см было принято исходя из удобства выполнения работ по очистке поверхности от снега, а 20 см – для сравнения.

РИС. 3. Зависимости усилия создаваемого потоком воздуха от расстояния между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью в эксперименте



В зависимости от создаваемого компрессором давления был определен массовый расход воздуха и его импульс соответственно по формулам [9]:

$$M = s \cdot \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{1}{\gamma}} \cdot \left\{\frac{2\cdot\gamma}{\gamma-1}\cdot p_0\cdot\rho_0\cdot\left[1-\left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right]\right\}^{1/2}; \quad (2)$$

$$j = \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{1}{\gamma}} \cdot \left\{\frac{2\cdot\gamma}{\gamma-1}\cdot p_0\cdot\rho_0\cdot\left[1-\left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right]\right\}^{1/2}, \quad (3)$$

где p_1 – давление внешней среды после сопла, $p_1 = p_1 = 101\,325$ Па;

p_0 – абсолютное давление воздуха в сосуде компрессора до выходного отверстия;

γ – показатель адиабаты, для воздуха $\gamma = 1{,}4$;

s – площадь сечения отверстия сопла, $s = 1{,}9635 \cdot 10^{-5}$ м².

Для критического режима истечения, как в нашем случае, формулы (2), (3) преобразуются к виду:

$$M = s \cdot \beta_{кр}^{\frac{1}{\gamma}} \cdot \left\{\frac{2\cdot\gamma}{\gamma-1}\cdot p_0\cdot\rho_0\cdot\left[1-\beta_{кр}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right]\right\}^{1/2}; \quad (4)$$

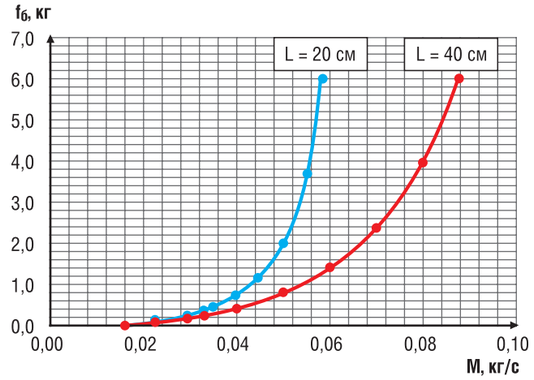
$$j = \beta_{кр}^{\frac{1}{\gamma}} \cdot \left\{\frac{2\cdot\gamma}{\gamma-1}\cdot p_0\cdot\rho_0\cdot\left[1-\beta_{кр}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right]\right\}^{1/2}, \quad (5)$$

где $\beta_{КР}$ – отношение давлений p_1 и p_0, при котором воздух из отверстия истекает при критическом режиме

$$\beta_{КР} = \left(\frac{p_*}{p_0}\right)_{КР} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}, \quad (6)$$

где p_* – критическое давление в сечении выходного отверстия сопла.

РИС. 4. Зависимости усилия создаваемого потоком воздуха от массового расхода воздуха



По экспериментальным данным в программе Table Curve 2D построены зависимости создаваемого компрессором усилия воздуха $f_б$ от массового расхода M при расстояниях L между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью, равных 20 и 40 см (рисунок 4).

Полученные при этом уравнения:

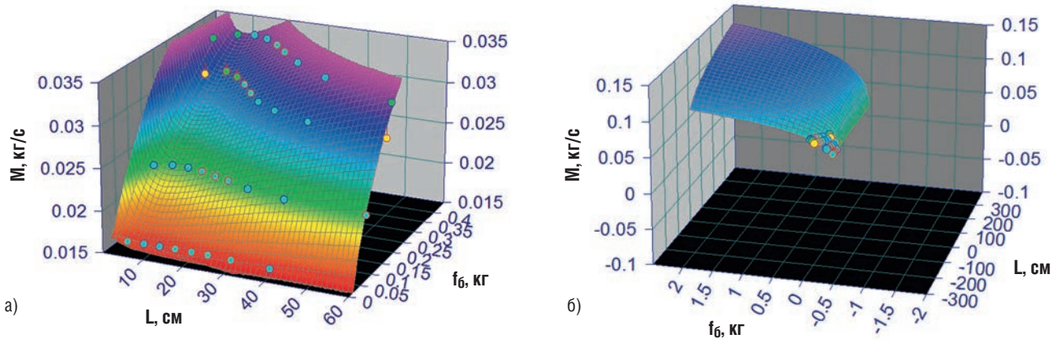
– для L = 20 см

$$f_б = \exp\left[-1{,}15517 + 3748{,}192\cdot M^{2{,}5} - \frac{5{,}958\cdot10^{-4}}{M^2}\right]; \quad (7)$$

– для L = 40 см

$$f_б = \exp\left[3{,}74545 + 548{,}9982\cdot M^{2{,}5} - \frac{0{,}95106}{M^{0{,}5}}\right]. \quad (8)$$

РИС. 5. Поведение 3D-поля $M(L, f_б)$



а) б)

а) в области экспериментальных точек; б) вне области экспериментальных точек

В программе Table Curve 3D рассмотрено поведение зависимости массового расхода M от усилия воздуха $f_б$ и от расстояния между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью L (рисунок 5, а).

Ввиду невозможности создания имеющимся компрессором больших давлений было спрогнозировано поведение математической модели вне области экспериментальных точек (рисунок 5, б).

Уравнение зависимости $M(L, f_б)$ для 3D-поля выглядит следующим образом:

$$M = 0{,}059359 - 0{,}01558 \cdot \ln(L) + 0{,}018849 \cdot \ln(f_б) + \\ + 0{,}003799 \cdot (\ln(L))^2 + 0{,}002081 \cdot (\ln(f_б))^2 - \\ - 0{,}00383 \cdot \ln(L) \cdot \ln(f_б) - 2{,}46 \cdot 10^{-5} \cdot (\ln(L))^3 + \\ + 2{,}59 \cdot 10^{-6} \cdot (\ln(f_б))^3 - 6{,}4 \cdot 10^{-5} \cdot \ln(L) \cdot (\ln(f_б))^2 + \\ + 0{,}000877 \cdot (\ln(L))^2 \cdot \ln(f_б). \quad (9)$$

В качестве необходимых массовых расходов воздуха для создания усилия $f_б$ = 5,9 кг по двум методам определены значения массового расхода воздуха при L, равных 20 и 40 см: $M_{L=20}$ = 0,0791 кг/с, $M_{L=40}$ = 0,0877 кг/с. Минимально необходимый объемный расход воздуха при стандартных условиях для L = 20 см и L = 40 см равен соответственно 236,32 и 262 м³/ч, при нормальных условиях – 220,232 и 244,169 м³/ч.

Необходимая величина избыточного давления воздуха в начале рукава $P_н$ для расчетных массовых расходов воздуха при расстояниях L между выходным отверстием сопла и горизонтальной поверхностью, равных 20 и 40 см, для различных значений внутренних диаметров $d_{рук}$ и длин рукавов $L_{рук}$ определяется по формуле:

$$p_H = \sqrt{p_*^2 + \frac{16 \cdot M^2 \cdot \lambda \cdot Z \cdot R_{возд} \cdot T_0 \cdot L_{рук}}{\pi^2 \cdot d_{рук}^5}} - p_A, \quad (10)$$

где p_* – то же, что и в формуле (6);

p_A – то же, что и в формуле (3);

γ – коэффициент гидравлического сопротивления рукава;

Z – коэффициент сжимаемости воздуха. В расчетах принят равным единице;

$R_{возд}$ – постоянная воздуха, = 287,1 Дж/кг·К;

T_0 – температура окружающего воздуха. В расчетах принята равной T_0 = 273 К.

Коэффициент гидравлического сопротивления рукава определяется для режима течения в зоне квадратичного трения

$$\lambda = 0{,}067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k_э}{d_{рук}}\right)^{0{,}2}, \quad (11)$$

где $k_э$ – эквивалентная шероховатость рукава. В расчете $k_э$ = 0,03 мм.

ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета *избыточного давления воздуха* в начале рукава

L, см	$d_{рук}$, мм	λ	$P_н$, кгс/см², при $L_{рук}$, м									
			30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
20	13	0,02285	11,92	13,76	15,39	16,88	18,24	19,52	20,73	21,87	22,95	23,99
	16	0,02192	7,15	8,15	9,05	9,87	10,64	11,36	12,04	12,68	13,30	13,89
	19	0,02118	5,0	5,56	6,07	6,55	7,01	7,44	7,84	8,23	8,61	8,97
	25	0,02005	3,46	3,65	3,82	4,00	4,16	4,32	4,48	4,63	4,78	4,92
40	13	0,02285	13,21	15,26	17,08	18,73	20,26	21,68	23,02	24,29	25,49	26,65
	16	0,02192	7,85	8,97	9,99	10,91	11,77	12,58	13,34	14,06	14,75	15,41
	19	0,02118	5,38	6,03	6,62	7,17	7,68	8,17	8,63	9,07	9,49	9,90
	25	0,02005	3,59	3,81	4,02	4,22	4,42	4,61	4,79	4,96	5,14	5,30

ТАБЛИЦА 3. Затраты времени на очистку кровли от снега *одним работником и одним компрессором*

Объём РВС(П)	Высота слоя снежного покрова, мм	Объём снежного покрова, м³		Время очистки, ч	
		вся кровля	половина кровли	вся кровля	половина кровли
5000	100	40,83	20,42	2,3–6,9	1,13–3,4
	200	81,66	40,83	4,6–13,8	2,3–6,9
10000	100	91,86	45,93	5,1–15,3	2,6–7,8
	200	183,73	91,86	10,2–30,6	5,1–15,3
20000	100	163,3	81,65	9–27	4,5–13,5
	200	326,6	163,3	18,1–54,3	9–27

Примечания: 1) время зависит от погодных условий и состояния снега;
2) плотность снега в расчёте принята равной 400 кг/м³ (средняя плотность неталого снега);
3) размер диаметра сопла в расчёте принят 8 мм.

Расчеты по формуле (10) для массового расхода $M_{L=40}$ = 0,0877 кг/с представлены в таблице 2.

Необходимые значения массового расхода воздуха и избыточного давления в начале рукава говорят о технической осуществимости предлагаемого способа, а экспериментально полученные результаты замеров динамического воздействия струи воздуха, известные теоретические зависимости и прогнозы, построенные на их основе в программе Table Curve, являются его обоснованием.

Для очистки кровли резервуара с помощью данного способа необходим один работник, направляющий рукав на очищаемый участок, два страхующих, один работник, регулирующий работу компрессора за обвалованием.

Для подтверждения возможности использования данного метода были проведены испытания по удалению снежного покрова с поверхности земли, с использованием агрегата Atlas Copco Airpower PGC 400-406 на базе компрессора XAS97, номинальной производительностью при нормальных условиях 5,3 м³/мин (318 м³/ч), и номинальным давлением 7 бар (7,138 кгс/см²). Длина используемого рукава была 30 м, а его наружный диаметр 30 мм (внутренний диаметр 20 мм). Размер отверстия сопла – 8 мм. Сопло удерживалось на расстоянии 40–60 см от уровня снегового покрова. Высота снежного покрова составляла около 100 мм. Результатом эксперимента стала очищенная в течение 1 минуты поверхность равная 1 м².

Результаты расчетов затрачиваемого времени на непрерывную очистку кровли от снега механизированным способом *одним работником* при высоте снежного покрова 100 и 200 мм для РВС(П)-5000 и РВС(П)-20000, когда крыша покрыта снегом полностью или только с подветренной стороны, приведены в таблице 3.

Недостатками способа, как и у некоторых вышеописанных, остаются необходимость выполнения верхолазной работы на резервуаре и невозможность в некоторых случаях очистки кровли от наледи, также оказывающей нагрузку на резервуар. К тому же работа дизельного компрессора потребует затрат на топливо. Среднее значение расхода топлива, потребляемого компрессорным агрегатом Atlas Copco Airpower PGC 400-406, составляет 6–7 кг/ч, что при средней плотности дизельного топлива в 845 кг/м³ составит 7,1–8,28 л/ч.

Однако необходимо заметить, что данное рационализаторское предложение призвано предотвращать появление большой ледовой и снеговой нагрузки при своевременной очистке, которая теперь стала возможна вследствие повышения производительности работ, снижения трудоемкости и уменьшения числа необходимых работников для очистки одной кровли от снега. Достоинством является и то, что способ подходит для очистки труднодоступных мест.

Таким образом, предлагаемый способ во многом облегчит очистку крыш резервуаров за счет механизации труда и улучшит деятельность службы эксплуатации резервуарного парка.

Дальнейшей глубокой модернизацией данного метода является стационарная установка, позволяющая производить удаление снега с кровли без подъема человека на кровлю и без вывода резервуара из товарно-транспортных операций. ●

Литература

1. *СНиП II-6-74. Нагрузки и воздействия / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1976. – 37 с.*
2. *СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 36 с.*
3. *СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия (с изм. №2 от 29.05.2003) / Госстрой СССР. – М.: ОАО «ЦПП», 2010. – 61 с.*
4. *СП 20.133330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*: стандарт / Министерство Регионального развития; Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2010. – 96 с.*
5. *СП 20.133330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*: стандарт / Минстрой РФ. Введ. 04.06.2017 – М.: Минстрой России, 2016. – 105 с.*
6. *ОР-23.020.00-КТН-285-09 Отраслевой регламент. Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период / Утвержден и введен в действие ОАО «АК "Транснефть"». – М.: ПАО «Транснефть». 2009 – 20 с.*
7. *Семёнова В.А. Мероприятия по снижению снеговой нагрузки на кровлю вертикальных стальных резервуаров // Материалы III (XV) Международной научно-технической конференции молодых специалистов ПАО «Транснефть», 19-22 ноября 2018 г. – Уфа: АО «Транснефть – Урал», 2018.*
8. *Арисова Э.И. Методы снижения снеговой нагрузки на кровлю вертикальных стальных резервуаров // Материалы III (XV) Международной научно-технической конференции молодых специалистов ПАО «Транснефть», 19–22 ноября 2018 г. – Уфа: АО «Транснефть – Урал», 2018.*
9. *Ландау Л.Д. Теоретическая физика: Учебное пособие. В 10 т. Т. VI. Гидродинамика / Л.Д. Ландау, Е.М.Лифшиц. – 3-е изд., перераб. – М.: Наука. Гл. ред. физ-мат. лит., 1986. – 736 с.*

KEYWORDS: *vertical stainless steel tank for oil and petroleum, snow removal, air outflow through nozzle source.*

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

при проектировании и сооружении РВС

УДК 621.642.3

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРЫХ МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОД О НАЛИЧИИ ЕДИНСТВЕННОГО СООТНОШЕНИЯ ВЫСОТЫ И ДИАМЕТРА РЕЗЕРВУАРА ЗАДАННОГО ОБЪЕМА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО НЕ ТОЛЬКО СНИЖЕНИЕ РАСХОДА МЕТАЛЛА, НО И СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ. ТАКЖЕ В РАБОТЕ ВЫПОЛНЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ УЗЛА СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ С ДНИЩЕМ РЕЗЕРВУАРА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ

THE PAPER CONSIDERS THE ISSUES OF RESOURCE-SAVING AND IMPROVING OPERATIONAL RELIABILITY IN THE DESIGN OF TANKS. THE CALCULATION RESULTS WERE PRESENTED. ON THE BASIS OF THESE RESULTS, IT CAN BE CONCLUDED THAT THERE IS A ONLY ONE HEIGHT TO DIAMETER RATIO OF THE TANK OF A GIVEN VOLUME, WHICH PROVIDES NOT ONLY A DECREASE IN METAL CONSUMPTION, BUT ALSO A DECREASE IN OPERATING STRESSES. THE PAPER INCLUDES ALSO A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE STRUCTURES OF INTERFACE NODE OF THE WALL WITH THE TANK BOTTOM FROM THE POINT OF VIEW OF INCREASING OPERATIONAL RELIABILITY

Ключевые слова: *резервуар вертикальный цилиндрический стальной (РВС), ресурсосбережение, проектирование, повышение надёжности, напряжение.*

Терегулов Марат Рустамович,
старший преподаватель кафедры «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета

Согласно требованиям ГОСТ 31385-2016, геометрические параметры резервуара назначаются заказчиком в задании на проектирование, в этом же ГОСТ параметры рекомендуется принимать в соответствии с таблицей 1, где представлены размеры диаметра и высоты стенки при заданном объеме резервуара.

В работе проведен анализ расхода металла на сооружение резервуаров и напряжений, возникающих в нижнем поясе стенки резервуаров объемом 20 000 м³ с различными конструктивными размерами диаметра и высоты стенки. Для каждого варианта исполнения диаметр-высота стенки выполнены расчеты конструктивной толщины стенки с учетом требований ГОСТ 31385-2016 [1]. Рассмотрены резервуары высотой от 10 до 20 м с шагом 2 метра, результаты расчетов кольцевых напряжений по высоте представлены на рис. 1.

Поскольку сопряжение стенки и днища является самым нагруженным и ответственным элементом конструкции резервуара, а малоцикловая нагрузка, возникающая при выполнении операций заполнения и опорожнения резервуара, является основной причиной развития концентраторов напряжений и дефектов, то можно сделать вывод, что снижение напряжений в нижнем поясе стенки резервуара обеспечит оптимальный режим работы стенки и днища резервуара при эксплуатации. Согласно результатам расчетов, представленным на рис. 1, минимальные напряжения 169 МПа возникают в зоне уторного узла резервуара объемом 20 000 м³ с высотой стенки 14 м. В резервуарах, выполненных в соответствии с рекомендациями ГОСТ 31385-2016 [1], с высотой стенки 12 и 18 метров значения напряжений равны 175 и 176 МПа соответственно. Одновременно для резервуара объемом 20 000 м³ были определены оптимальные размеры радиуса и высоты с учетом минимального расхода металла по теории В.Г. Шухова 1883 г. [2].

Сравнение расхода металла на сооружение резервуаров, рекомендованных ГОСТ с расходом на сооружение резервуара оптимального размера с учетом различий величины напряжений, возникающих в нижнем поясе стенки резервуаров, представлены в таблице 1.

Таким образом, на примере расчетов, выполненных для РВС объемом 20 000 м³, можно сделать вывод о том, что сооружение резервуаров оптимальных размеров обеспечивает снижение расхода металла ориентировочно на 7–9% и снижение напряжений в самом нагруженном узле резервуара, что приведет к снижению стоимости строительства и снижению затрат на эксплуатацию резервуара.

Различные варианты модернизации сопряжение стенки и днища РВС

РИС. 1. График распределения кольцевых напряжений по высоте стенки РВС-20 000 м³

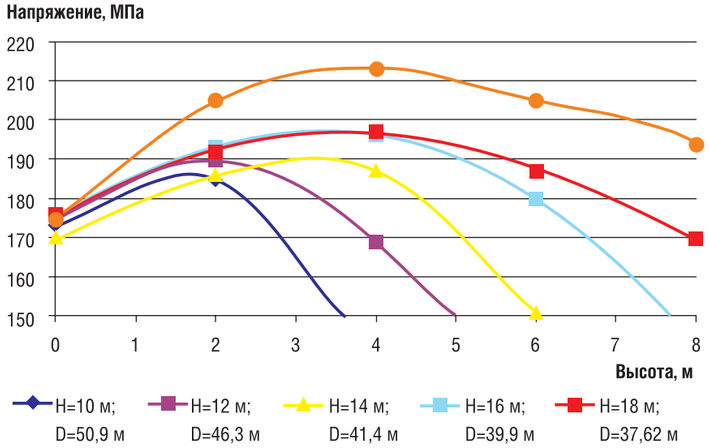


ТАБЛИЦА 1. Сравнение различий металлоемкости и напряжений резервуара объемом 20 000 м³

V, м³	Масса затрачиваемого металла, т	Различие металлоемкости сооружения резервуаров		Напряжение в нижнем поясе стенки, МПа	Различие возникающих напряжений в уторном узле	
	m, т	Δm, т	Δm, %	σ, МПа	$\Delta\sigma$, МПа	$\Delta\sigma$, %
20000 (H=12, R=22,8)	400,7	34,5	8,6	175	2	1,2
20000 (H=18, R=19,95)	396,9	30,7	7,7	176	3	1,7
20000 (H=14, R=20,6 - опт.)	366,2	–	–	173	–	–

РИС. 2. Опытный образец РВС емкостью 2300 м³ с тороидальной отбортовкой днища

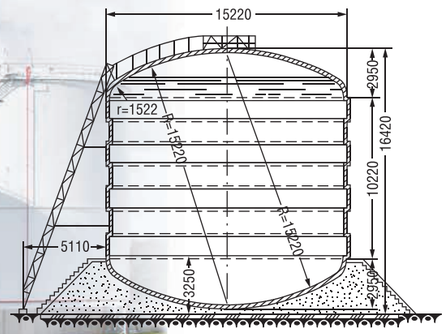
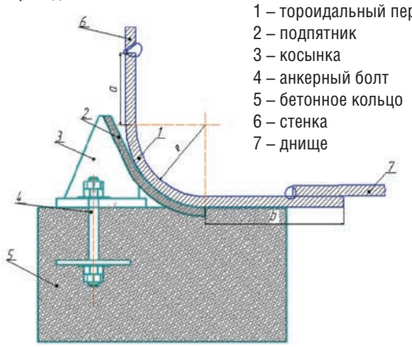


РИС. 3. Соединение днища и стенки тороидальным переходом



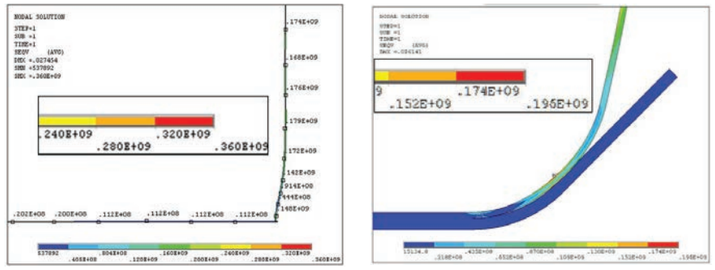
представлены в работах [3; 4], при этом ни один из представленных вариантов не нашёл практического применения. В работе [5] представлен опытный образец РВС емкостью 2300 м³ (рис. 2) с тороидальной отбортовкой на сферическом днище, что обеспечило снижение напряжений в зоне сопряжения стенки с днищем на 25–30%.

В данной работе приведена конструкция сопряжения вертикальной стенки (6) резервуара с горизонтальным днищем (7) – в виде тороидального перехода (1) снабженного опорным подпятником (2), закрепленным на бетонном кольце (5) фундамента резервуара при помощи анкерных болтов (4) (рис. 3).

Сравнение результатов расчетов напряжений, возникающих в типовой конструкции «уторного узла» и в конструкции с использованием тороидальной вставки с подпятником, показало, что максимальные напряжения на наружном выступе окрайки уторного узла достигают 360 МПа, что превышает предел текучести используемой стали. Расчет проводился для РВС с плавающей крышей (РВСПК) объемом 50 000 м³ для стали 09Г2С с пределом текучести 345 МПа (рис. 4а).

Наличие напряжений в «уторном узле» выше допустимых указывает на наличие эффекта пластического шарнира, который

РИС. 4. Напряжённо-деформированное состояние типового узла сопряжения стенки с днищем и модернизированной конструкции



а) напряжения в области соединения стенки и днища с помощью таврового сварного соединения (до 360 МПа)

б) напряжения в области соединения стенки и днища с помощью тороидального перехода с подпятником (до 196 МПа)

является источником ускоренного развития коррозионных процессов и образования усталостных трещин в процессе эксплуатации резервуара. В модернизированной конструкции сопряжения стенки и днища с помощью тороидального перехода с подпятником напряжения, возникающие в зоне сопряжения стенки и днища, снижаются на 45% и не превышают 195 МПа (рис. 4б).

Кроме того, конструкция в виде тороидального перехода обеспечивает плавное изменение геометрии стенки и днища резервуара под воздействием гидростатической нагрузки, что приводит к существенному снижению возникающих в этой зоне напряжений.

Таким образом, представленная конструкция сопряжения стенки и днища с помощью тороидального перехода с подпятником обеспечивает снижение напряжений, следовательно, могут быть снижены эксплуатационные затраты и увеличен срок службы, а при проектировании резервуара может быть снижен расход металла до 15%.

Представленные в работе результаты расчетов оптимальных размеров конструкции стенки и модернизация узла сопряжения вертикальной стенки с днищем позволят не только повысить эксплуатационную надежность резервуара за счет снижения напряжений, но и уменьшить удельный показатель металлоемкости резервуарной конструкции. ●

Литература

1. *ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия / Межгосударственный стандарт. – М.: Стандартинформ, 2016.*
2. *Определение основных размеров вертикальных цилиндрических резервуаров с плоскими днищами, в сб.: Кандеев В.И., В.И., Котляр Е.Ф. Стальные резервуары / Под ред. Шухова. – М.: 1934, гл. 4, § 2, с. 63–69; перепечатка: 4.1, с с. 47–52.*
3. *Патент А.С. СССР № 494513 E04H7/02. 1976. Копейкин Ю.Д., Сафарян М.К., Шутов В.Е., Щербаков А.Г. Резервуар для хранения нефтепродуктов.*
4. *Патент РФ RU2695181C1 E04H 7/06. Землеруб Л. Е., Тян В. К., Терземан Ю. В., Федосов С.А. Резервуар вертикальный цилиндрический стальной для нефти и нефтепродуктов.*
5. *Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. Москва: Московская правда, 1958. – 240 с.*

Keywords: *vertical cylindrical steel tank (RVS), resource saving, design, reliability improvement, voltage.*

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ
НЕФТЬ И ГАЗ · ЭНЕРГЕТИКА · ГОРНОЕ ДЕЛО · ТЕЛЕКОМ
2020

RE³ RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL&GAS AZERBAIJAN
2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ
27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ
CASPIAN OIL & GAS 2020

CASPIAN POWER
2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ
10-я ЮБИЛЕЙНАЯ КАСПИЙСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ
CASPIAN POWER 2020

bakutel
2–5 ДЕКАБРЯ 2020 • БАКУ
26-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ, ИННОВАЦИИ И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
BAKUTEL 2020

БАХРЕЙН

GDA Gulf Downstream Association
20–22 ОКТЯБРЯ 2020 • МАНАМА
2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА
GDA 2020

КАЗАХСТАН

KIOGE OIL&GAS KAZAKHSTAN
30 СЕНТЯБРЯ – 2 ОКТЯБРЯ 2020 • АЛМАТЫ
27-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
KIOGE 2020

США

HOUSTON 23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS
6–10 ДЕКАБРЯ 2020 • ХЬЮСТОН
23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
WPC 2020

ТУРКМЕНИСТАН

TURKMENTEL
НОЯБРЬ 2020 • АШХАБАД
13-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЯМ И ИНФОРМАЦИОННЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
TURKMENTEL 2020

УЗБЕКИСТАН

miningmetals UZBEKISTAN
28–30 ОКТЯБРЯ 2020 • ТАШКЕНТ
15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ГОРНОЕ ДЕЛО, МЕТАЛЛУРГИЯ И МЕТАЛЛООБРАБОТКА
MININGMETALS UZBEKISTAN 2020

OGU Oil&Gas Uzbekistan
13–15 МАЯ 2020 • ТАШКЕНТ
24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
OGU 2020

ЮАР

AOW AFRICA OIL WEEK
2–6 НОЯБРЯ 2020 • КЕЙПТАУН
26-я АФРИКАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ
AFRICA OIL WEEK 2020

RE3 – RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS (АрИТри) – это команда экспертов по организации международных выставок и конференций в нефтегазовой и энергетической отраслях, у которых за плечами в общей сложности свыше:

50 лет опыта работы
200 международных нефтегазовых выставок и конференций, ключевых в своих регионах
1 000 000 участников и посетителей

Команда **RE3** рада продолжить сотрудничество с Вами в странах, традиционно представляющих интерес для Вашего бизнеса (Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан), а также предложить новые возможности в новых регионах, в том числе на Ближнем Востоке и в США.

RE³ RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ ЕЕ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ВЯЗКИХ ЖИДКОСТЕЙ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЯЗКОЙ НЕФТИ. НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПОЛУЧЕНЫ ЗАВИСИМОСТИ КАСАТЕЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА ОТ СКОРОСТИ СДВИГА, В ДИАПАЗОНЕ ТЕМПЕРАТУР 10–30 °С ПРИ РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИСАДКИ. С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ БЫЛИ СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О НАЛИЧИИ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ У ИССЛЕДУЕМОЙ НЕФТИ

THIS ARTICLE PRESENTS THE ANALYSIS OF RHEOLOGICAL MODELS OF VISCOUS LIQUIDS. THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF VISCOUS OIL ARE PRESENTED. ON THE BASIS OF THE RESULTS OF THE EXPERIMENTS, THE DEPENDENCE OF THE SHEAR STRESS ON THE SHEAR RATE IN THE TEMPERATURE RANGE OF 10–30°C AT DIFFERENT CONCENTRATIONS OF THE ADDITIVE IS OBTAINED. TAKING INTO ACCOUNT THE OBTAINED DEPENDENCES, CONCLUSIONS WERE DRAWN ABOUT THE PRESENCE OF NON-NEWTONIAN PROPERTIES IN THE STUDIED OIL

Ключевые слова: *реологические свойства, вязкая нефть, перекачка с противотурбулентной присадкой.*

УДК 622.692.4.053

Матвеева Юлия Геннадьевна,
инженер I категории

Зарипова Наталья Алексеевна,
аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа

Николаев Александр Константинович,
доктор технических наук, профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа

Санкт-Петербургский горный университет

В настоящее время вопрос повышения эффективности вязких и высоковязких нефтей поднимается в работах многих ученых.

Для эффективной перекачки вязкой нефти используют несколько основных методов:

- подогрев нефти;
- применение углеводородных разбавителей;
- гидротранспорт;
- сооружение лупингов, вставок;
- увеличение количества насосных станций (НС) на трубопроводе;
- увеличение производительности НС;
- добавление присадок.

Самый распространенный метод трубопроводного транспорта вязкой нефти – перекачка предварительно нагретой нефти. При этом методе предварительно нагретая нефть поступает в магистральный нефтепровод, затем через определенное расстояние на трассе устанавливаются тепловые станции, где нефть подогревается.

Исходными данными служит трубопровод, трасса которого проходит в условиях сильно обводненной, болотистой местности и линзовой вечной мерзлоты по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области. Помимо арктического климата район строительства характеризуется уникальными геологическими и гидрологическими условиями. Увеличивать пропускную способность только с помощью подогрева не рационально, во избежание влияния на окружающую среду [1]. В связи с этим авторами было предложено использование присадок. Был выполнен анализ использования различных присадок как в отечественной, так и в зарубежной практике.

Применяемые присадки по типу товарной формы делятся на две группы: дисперсионные и гелевые [2].

Добавки первого вида представляют собой суспензию полимера в различных жидкостях, не вступающих с ним в химическую реакцию. В качестве таких жидкостей обычно выступают спирты, гликоли и их эфиры. Содержание активного полимера в данных присадках достигает 25 %. К таким противотурбулентным присадкам относятся Necadd 447, Liquid Power, FLO XL, FLO MXA, M-FLOWTREAT, Альфакаучук-С, Колтек ПТН 3170, ТурбулентМастер 8010.

Гелевые присадки (CDR 102, FLO, Necadd 547, Виол, X-PAND, HIPR) выполнены в виде раствора полимера в какой-либо углеводородной жидкости (бензин, керосин и др.). Активного полимера в таких присадках содержится около 10%.

Применение гелевых присадок особо выгодно для трубопроводов, где важны процессы быстроты их растворения. Это могут быть короткие трубопроводы шельфовых месторождений, погрузочных и отгрузочных терминалов.

В последнее время ведется работа над разработкой и внедрением суспензионно-эмульсионных присадок, рассчитанных на применение в условиях добычи нефти и газа на промысловых трубопроводах.

В связи с разнообразием физико-химических свойств перекачиваемой нефти и нефтепродуктов по трубопроводным системам в каждом случае использование химических реагентов является индивидуальной особенностью трубопровода.

Реологические свойства нефти являются основными исходными данными для решения проектных и эксплуатационных задач при разработке месторождения и дальнейшего трубопроводного транспорта.

С учетом параметров исследуемого трубопровода была выбрана противотурбулентная присадка, которая снижает коэффициент гидравлического сопротивления и увеличивает пропускную способность трубопровода.

Одной из основных задач реологических исследований является определение взаимосвязи между силами, действующими на исследуемую среду, и вызванными этими силами деформациями.

Жидкости, называемые ньютоновскими, описываются следующим уравнением:

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}, \qquad (1)$$

где τ – касательное напряжение; μ – коэффициент динамической вязкости; $\dot{\gamma}$ – градиент скорости.

Гипотеза линейной взаимосвязи касательных напряжений и градиента скорости, предложенная Ньютоном, справедлива не для всех жидкостей. Жидкости, реологическое поведение которых отличается от уравнения, носят название неньютоновских. Неньютоновские жидкости принято разделять на три группы [3]:

1. нелинейно-вязкие жидкости (касательное напряжение является нелинейной функцией скорости сдвига);
2. жидкости с нестационарными реологическими характеристиками (функциональная зависимость между касательным напряжением и скоростью сдвига зависит от времени или предыстории процесса);
3. вязкоупругие жидкости (проявляют упругое восстановление формы после снятия напряжений).

Исследуемый образец нефти можно отнести к нелинейно-вязким жидкостям.

Обзорная классификация реологических моделей нелинейно-вязких сред, предложенных различными исследователями, была приведена в работе [3], некоторые из них приведены в таблице 1.

Экспериментальные исследования проводились в Центре инженерных изысканий (Горный университет), на ротационном реометре «Kinexus ultra +». Принцип действия ротационного реометра «Kinexus ultra +» заключается в приложении к испытуемому образцу регулируемой деформации сдвига с целью измерения свойств текучести.

В результате экспериментальных исследований были получены основные реологические зависимости, которые показывают наличие неньютоновских свойств у нефти, транспортируемой без

ТАБЛИЦА 1. Реологические модели нелинейно-вязких сред

Название модели	Уравнение модели
Ньютона	$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$
Шведова-Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \dot{\gamma}$
Оствальда – де Вааля	$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$

РИС. 1. Кривые течения нелинейно-вязких жидкостей

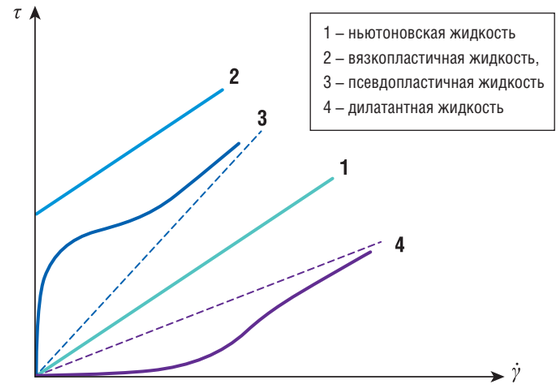
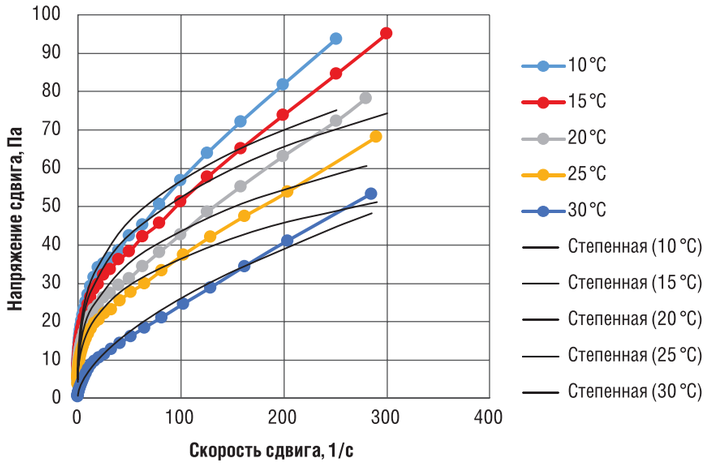


РИС. 2. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига без применения присадки



присадки (рис. 2) и у образцов нефти, транспортируемых с присадкой 10 г/т (рис. 3), 20 г/т (рис. 4) и 30 г/т (рис. 5) в диапазоне температур 10–30 °С.

При обработке полученных результатов эксперимента мы получим следующие зависимости для образца нефти, транспортируемой без применения противотурбулентной присадки:

При нагреве образца до 10 °С:

$$\tau = 13{,}863\dot{\gamma}^{0{,}3057} \quad (2)$$

При нагреве образца до 15 °С:

$$\tau = 12{,}5\dot{\gamma}^{0{,}3123} \quad (3)$$

При нагреве образца до 20 °С:

$$\tau = 10{,}197\dot{\gamma}^{0{,}3161} \quad (4)$$

При нагреве образца до 25 °С:

$$\tau = 8{,}4988\dot{\gamma}^{0{,}3168} \quad (5)$$

При нагреве образца до 30 °С:

$$\tau = 1{,}7589\dot{\gamma}^{0{,}5857} \quad (6)$$

По результатам полученных зависимостей (2–6) и согласно данным таблицы 1, нефть соответствует модели Оствальда – де Вааля. При перекачке нефти без применения присадки, образец нефти относится к нелинейно-вязким жидкостям и показывает наличие неньютоновских свойств при нагреве до 30 °С.

При обработке полученных результатов эксперимента мы получим следующие зависимости для образца нефти, транспортируемой с противотурбулентной присадкой с концентрацией 10 г/т.

При нагреве образца до 10 °С:

$$\tau = 11{,}107\dot{\gamma}^{0{,}3148} \quad (7)$$

При нагреве образца до 15 °С:

$$\tau = 9{,}4352\dot{\gamma}^{0{,}3078} \quad (8)$$

При нагреве образца до 20 °С:

$$\tau = 0{,}1696\dot{\gamma} + 3{,}6673 \quad (9)$$

При нагреве образца до 25 °С:

$$\tau = 0{,}1032\dot{\gamma} + 2{,}5078 \quad (10)$$

При нагреве образца до 30 °С:

$$\tau = 0{,}0286\dot{\gamma} + 0{,}1463 \quad (11)$$

По результатам полученных зависимостей 7 и 8 и согласно данным таблицы 1, нефть соответствует модели Оствальда – де Вааля.

По результатам полученных зависимостей 9–11 нефть соответствует модели Шведова-Бингама.

При перекачке нефти с концентрацией присадки 10 г/т, образец нефти относится к нелинейно-вязким жидкостям и показывает наличие неньютоновских свойств при нагреве до 30 °С.

При обработке полученных результатов эксперимента мы получим следующие зависимости для образца нефти, транспортируемой с противотурбулентной присадкой с концентрацией 20 г/т.

При нагреве образца до 10 °С:

$$\tau = 7{,}7621\dot{\gamma}^{0{,}3052} \quad (12)$$

При нагреве образца до 15 °С:

$$\tau = 0{,}0931\dot{\gamma} + 0{,}8074 \quad (13)$$

При нагреве образца до 20 °С:

$$\tau = 0{,}0435\dot{\gamma} + 0{,}0241 \quad (14)$$

При нагреве образца до 25 °С:

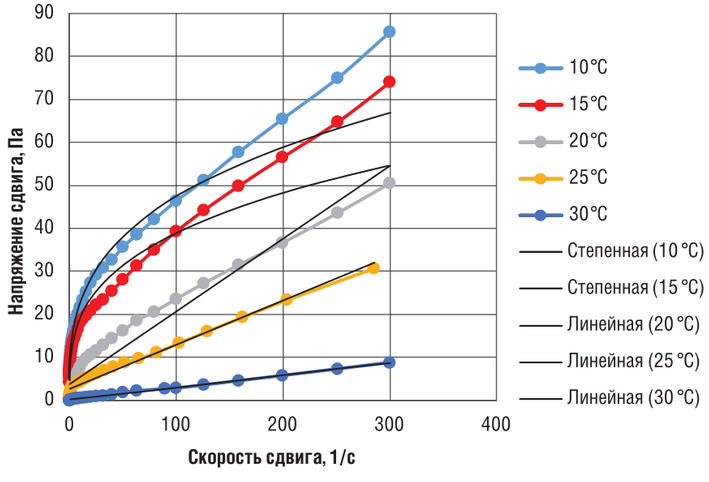
$$\tau = 0{,}0318\dot{\gamma} + 0{,}0372 \quad (15)$$

При нагреве образца до 30 °С:

$$\tau = 0{,}0232\dot{\gamma} + 0{,}0183 \quad (16)$$

По результатам полученной зависимости 12 и согласно данным таблицы 1, нефть соответствует модели Оствальда – де Вааля. По результатам полученной зависимости 13 нефть соответствует модели Шведова-Бингама, но можно сказать, что имеет переходную форму.

РИС. 3. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при концентрации присадки 10 г/т



По зависимостям 14–16 видно, что при транспорте с присадкой 20 г/т и при нагреве до 20 °С нефть приобретает ньютоновские свойства.

При перекачке нефти с концентрацией присадки 10 г/т, образец нефти относится к нелинейно-вязким жидкостям и показывает наличие неньютоновских свойств при нагреве до 10 °С, после нагрева до 15 °С и выше уравнение модели соответствует модели Ньютона, то есть нефть приобретает ньютоновские свойства.

При обработке полученных результатов эксперимента мы получим следующие зависимости для образца нефти, транспортируемой с противотурбулентной присадкой с концентрацией 30 г/т.

При нагреве образца до 10 °С:

$$\tau = 0{,}057\dot{\gamma} + 1{,}1274 \quad (17)$$

При нагреве образца до 15 °С:

$$\tau = 0{,}0435\dot{\gamma} + 0{,}0241 \quad (18)$$

При нагреве образца до 20 °С:

$$\tau = 0{,}0362\dot{\gamma} + 0{,}0201 \quad (19)$$

При нагреве образца до 25 °С:

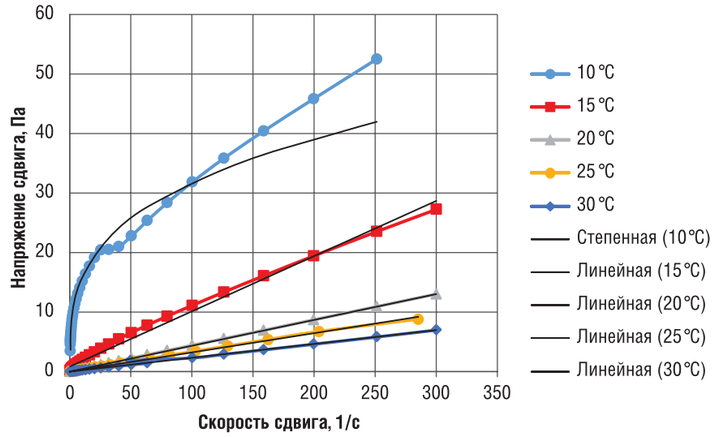
$$\tau = 0{,}0298\dot{\gamma} + 0{,}0154 \quad (20)$$

При нагреве образца до 30 °С:

$$\tau = 0{,}0207\dot{\gamma} - 0{,}0009 \quad (21)$$

По результатам полученной зависимости 17 и согласно данным таблицы 1, нефть соответствует модели Шведова-Бингама и можно сказать, что имеет переходную форму.

РИС. 4. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при концентрации присадки 20 г/т



По зависимостям 18–21 видно, что нефть имеет ньютоновские свойства.

При перекачке нефти с концентрацией присадки 30 г/т, образец нефти имеет переходные свойства при нагреве до 10 °С, после 10 °С уравнение модели соответствует модели Ньютона, то есть нефть приобретает ньютоновские свойства.

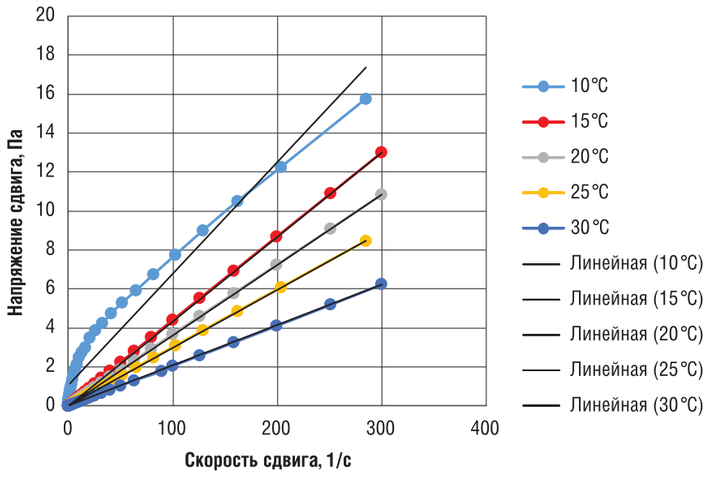
Исходя из результатов, полученных при исследовании образцов вязкой нефти при различной концентрации от 0 до 30 г/т и при нагреве образцов нефти от 10 до 30 °С можно сделать следующие выводы и рекомендации:

При увеличении концентрации присадки и температуры нефть, проявляющая неньютоновские свойства начинает соответствовать модели, описанной Ньютоном.

При определенном количестве и температуре ньютоновский свойства и модель изменяются незначительно, следовательно увеличение затрат на повышение температуры и количество присадки не имеет необходимости, так как повышение эффективности при перекачке значительно не изменяется [5].

Оптимальный режим для перекачки данной нефти является перекачка при 20 °С с концентрацией присадки 20 г/т, так как при добавлении дополнительного количества присадки эффективность будет незначительной. ●

РИС. 5. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при концентрации присадки 30 г/т



Литература

1. *A K Nikolaev et al 2018 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 194 082029.*
2. *Муратова В.И. Оценка влияния противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность нефтепродуктопроводов. Дис. канд. технич. наук. Уфа, 2014 г.*
3. *А.Х. Мирзаджанзаде Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность.*
4. *Николаев А.К., Зарипова Н.А., Деменин Е.С. Тиксотропия. Изучение явления на примере нефти Восточно-Бирлинского месторождения, Деловой журнал Neftegaz.RU, № 2, М.: Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл, 2018, с. 92–95.*
5. *Николаев А.К., Зарипова Н.А., Матвеева Ю.Г. Исследование эффективности использования суспензионной противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT на напорном нефтепроводе, Территория «НЕФТЕГАЗ». 01.2019; 1(1–2): 102–110.*
6. *Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.*

KEYWORDS: *rheological properties, viscous oil, pumping with an anti-turbulence additive.*

РОССИЯ «ОПАСАЕТСЯ» КОНКУРЕНЦИИ США НА ЕВРОПЕЙСКОМ ГАЗОВОМ РЫНКЕ

CNBC

Холли Эллиат

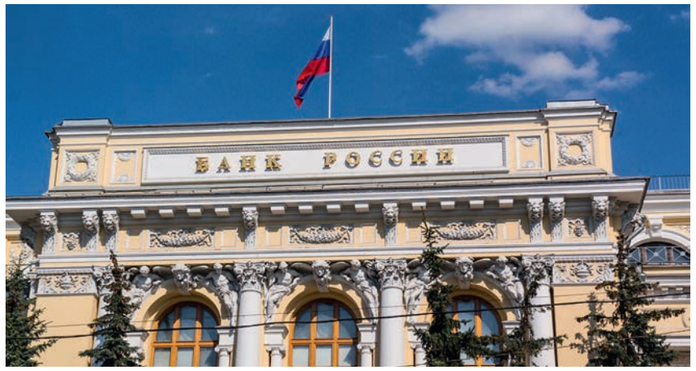
США продолжают навязывать Европе американский СПГ, несмотря на ее сопротивление. Американцы намерены увеличить экспорт «голубого топлива» на континент и создать конкуренцию более дешевому газу из России.

Европа может покупать природный газ, где хочет, однако Соединенные Штаты должны быть в наборе поставщиков, отметил высокопоставленный сотрудник администрации Соединенных Штатов.

«Мы исходим из того, что многие страны продолжат покупать природный газ у России… но там нет никакой конкуренции», – подчеркнул Ф. Фэннон, заместитель госсекретаря по энергетическим ресурсам в интервью телекомпании CNBC – Это прекрасно, это здорово – до тех пор, пока ситуация основывается на конкурентной модели. А есть ли там прозрачность в ценообразовании? Есть ли там, вообще, рынок?».

Будучи самым близким энергетическим гигантом и соседом Европы, Россия в течение многих лет является крупнейшим поставщиком природного газа на этот континент и она упрочила свои позиции совсем недавно за счет реализации проектов по строительству трубопроводов.

Соединенные Штаты считают, что этот трубопровод сделает Европу менее безопасной и увеличит ее зависимость от России в области энергетических поставок, однако Евросоюз и Россия осудили введенные санкции.



РОССИЯ: ПОСЛЕ АДАПТАЦИИ К САНКЦИЯМ ЭКОНОМИКА ОСТАЕТСЯ В КРЕПКОМ ЗДРАВИИ

FT FINANCIAL TIMES

Генри Фой

Москве стоит больше опасаться снятия ограничений, чем введения дополнительных мер.

Сегодня самая большая опасность для российской экономики заключается в одномоментной отмене санкций. Пять лет назад российская экономика балансировала на грани. После аннексии Крыма западные страны ввели в отношении России санкции, что при попутном резком падении цен на нефть могло поставить Кремль на колени. Тем не менее экономика России демонстрирует

стабильный рост. В случае снятия санкций возник бы массовый приток капитала, взлет курса валюты, и вся политика правительства была бы уничтожена. Реакция России на санкции была сосредоточена в трех областях. Во-первых, она сократила государственные расходы. Во-вторых, потратила триллионы рублей на создание отечественных заменителей импортируемых товаров. А в-третьих, произошел пересмотр того, как Россия тратит свои огромные доходы от продажи нефти и газа.

СНИЖЕНИЕ КЛЮЧЕВОЙ СТАВКИ В РОССИИ – СИГНАЛ ЭКОНОМИКЕ

Handelsblatt

Андрэ Баллин

Российскую экономику ждет смягчение кредитной и денежной политики, потому что властям удалось обуздать инфляцию, и теперь страна нуждается в дешевых деньгах, чтобы подтолкнуть экономическое развитие. Российский Центральный банк вновь понизил ключевую ставку – шестой ряд подряд. Но даже ставка в 6% значительно выше, чем в ЕС или США. Тем не менее этот шаг – важный сигнал для российской экономики.

Инфляция в январе по сравнению с прошлым годом составила всего 2,7%. Нынешний показатель находится значительно ниже прогноза Центробанка в 4%. Кроме того, экономика страдает от высоких ключевых ставок. Несмотря на то, что Росстат в прошлом неоднократно приводил доказательства ее чудесной силы, даже он смог дотянуть показатель роста экономики в прошлом году лишь до 1,3%. Более дешевые деньги могли бы подтолкнуть конъюнктуру. Это сейчас остро необходимо, так как некоторые индикаторы ранней диагностики указывают на дальнейшее ухудшение экономического положения. Россия нуждается в инвестициях. Но многих предпринимателей не устраивает нынешнее соотношение риска и прибыли. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Первый газ со Штокмана ждут через 5 лет

16 февраля 2010 г. исполнительный директор Shtokman Development AG Ю. Комаров заявил журналистам, что через пять лет Штокмановское месторождение сможет дать первый трубопроводный газ. «Успешно пройдена предварительная государственная экспертиза проекта. В 2015–2016 гг. мы будем готовы дать первый трубопроводный газ. Однако пока мы не готовы сказать, каково будет соотношение трубопроводного газа и СПГ», – сказал Комаров.

• Комментарий
Neftegaz.RU

К сожалению, планы Ю. Комарова не осуществились. Проект разработки Штокмановского месторождения в Баренцевом море заморозили в 2013 г. В 2019 г. вице-премьер РФ Д. Козак утвердил правительственную директиву, одобряющую решение о ликвидации проекта. До заморозки участники проекта несколько раз переносили дату запуска, меняли конфигурацию проекта и способы транспортировки.

Chevron возвращается к большой нефти Венесуэлы

11 февраля 2010 г. Chevron Corp. и Repsol получили право на разработку месторождений нефти в Венесуэле совместно с Petroleos de Venezuela на крупнейшем в стране аукционе. Chevron будет разрабатывать месторождение Карабобо-3 совместно с Mitsubishi, Inpex и Suelopetrol. Repsol получила право на разработку Карабобо-1 совместно с Oil & Natural Gas Corp., малазийской Petroliam Nasional Bhd., Indian Oil Corp. и Oil India Ltd.

• Комментарий
Neftegaz.RU

Санкции, которые ввел Вашингтон против нефтяного сектора Венесуэлы, запрещают американским компаниям вести бизнес с какими-либо органами власти или предприятиями, контролируемыми правительством президента Николаса Мадуро. Тем не менее, в начале 2020 г. министерство финансов США в очередной раз продлило разрешение энергетической компании Chevron на работу в Венесуэле.

Однако оно не распространяется на транспортировку нефти и понизители вязкости для «тяжелой» венесуэльской нефти.

«Южный поток» в почете у Сербии

24 февраля 2010 г. на энергетическом саммите в Будапеште премьер-министр Сербии М. Цветкович в обращении к главам стран Центральной, Восточной и Юго-Восточной Европы сообщил: «Мы должны приложить совместные усилия для того, чтобы как можно скорее реализовать запланированные транзитные проекты, которые будут обеспечивать стабильное энергоснабжение Европы, а также диверсификацию источников, маршрутов энергетических рынков». Цветкович считает «Южный поток» приоритетом Сербии. Газопровод должен обеспечить значительные поставки природного газа в Европу.

• Комментарий
Neftegaz.RU

В апреле 2014 г. планы на строительство газопровода поменялись. Еврокомиссия приостановила переговоры с Россией по строительству «Южного потока», а Европарламент принял резолюцию против проекта. В июне 2014 г. американские конгрессмены добились от правительства остановки проекта. Министерство земледелия балканской страны продало территорию, отведенную под строительство сухопутной части «Южного потока». Россия отказалась от продолжения работы по «Южному потоку» и запустила новый проект. «Газпром» и Botas подписали меморандум о строительстве другого газопровода, на этот раз из России в Турцию с поставками порядка 14 млрд м³ в год на местный рынок и 50 млрд – на европейский рынок. Газопровод назвали «Турецкий поток» и открыли 8 января 2020 г. в Стамбуле. «Турецкий поток» будет напрямую транспортировать российский газ в Турцию и на европейские рынки. Сербия, в итоге став страной-транзитером, будет получать за транзит доходы в размере 185 млн долл. США ежегодно. ●

Сотрудники Томского филиала ССК

В. Малев

Награждение сотрудников ССК в Москве

А. Тихонов
Заседание комиссии РСПП

М. Антонов

А. Смульский

А. Скорочкин

С.Г. Гизатуллин, М.С. Косьмина, Е.Н. Куш

И. Мацкевич, В. Гриб, Е. Абрамов

Г.И. Шмаль

W. Harwood, А. Рубцов, М. Антонов

Сотрудники Центра восстановления деталей горячего тракта компании Зульцер

Награжденные сотрудники Красноярского филиала АО ССК

А.Л. Серенко, А.Ю. Партнов, А.Д. Гайнутдинова

Участница конференции «Нефтегазовые горизонты-2019» в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Коллектив УЦС АО ССК на церемонии вручения

Н. Заботина

Т.В. Козюра, С.Н. Опрышко

А.Г. Кошелев, А.Г. Дубовцев

В. Федорова

Сотрудники Центра восстановления деталей горячего тракта Зульцер

Участники выставки «Газ. Нефть. Технологии-2019»

Участница выставки ГеоЕвразия 2019

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6 *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*

1.6.11 *Прочее*

Предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	**интерактивный**
Выходная мощность	**1500 ВА / 1050 Вт**
Форма выходного сигнала	**синусоида**
Макс. поглощаемая энергия импульса	**405 Дж**
Количество выходных разъемов питания	**2 (из них с питанием от батарей - 2)**
Тип выходных разъемов питания	**CEE 7 (евророзетка)**
Вход / Выход	
На входе	**1-фазное напряжение**
На выходе	**1-фазное напряжение**
Входное напряжение	**140 – 280 В**
Входная частота	**50 – 60 Гц**
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	**± 5 %**
Выходная частота	**49 – 61 Гц**
Управление	**Интерфейсы**
USB	**Функциональность**
Отображение информации	**ЖК-экран**
Звуковая сигнализация	**есть**
Батарея	
Возможность замены батарей	**есть**
Подключение дополнительных батарей	**есть**
Защита	
Защита от перегрузки	**есть**
Защита от высоковольтных импульсов	**есть**
Фильтрация помех	**есть**
Защита от короткого замыкания	**есть**
Дополнительная информация	
Уровень шума	**45 дБ**
Габариты (ШхВхГ)	**130 x 200 x 412 мм**
Вес	**12,2 кг**
Особенности	**автоматическая регулировка напряжения (AVR)**

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.5 *Приборы, системы и средства автоматизации*

1.5.2.9 *Датчики прочие*

Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;
- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	**1 мс**
точность синхронизации времени	**50 мкс**
диапазон входного напряжения питания	**18...36 VDC**
диапазон рабочих температур	**-40 ... +60°C**

«*США на данный момент добывают нефти и газа больше всех в мире*»

Д. Трамп

«*За 33 года Турция получила почти 400 млрд м³ природного газа из России*»

Р. Эрдоган

«*Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи,… и получим... надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку*»

И. Губкин

«*Я здоров. Это не я заболел, это просто мировая экономика беременна цифровизацией, а беременность – это, как известно, не болезнь, а нормальное состояние*»

В. Путин

«*Казахстан сможет поставить нам нефть, если Россия согласится с этим*»

А. Лукашенко

«*Россия взвешенно и адекватно ответит на санкции США в отношении российских газопроводов*»

Д. Козак

«*В 2020 г. ввести МГП Северный поток-2 в эксплуатацию не удастся*»

А. Коболев

«*В большой промышленности ключевой вопрос не во временах, а в руководстве, менеджменте, целеполагании, воле руководителя и огромной работе трудового коллектива*»

Ю. Шафраник

«*Дети из шахтерских семей должны искать другое, возможно, более интересное и эффективное направление для обучения и возможной будущей работы*»

А. Оржеля

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

info@energas.ru www.energas.ru

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ
- ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА
- СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION
Business Aviation

Cessna
A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24