



УВЕЛИЧЕНИЕ
КИН

СКВАЖИННЫЙ
ФИЛЬТР

ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИЕ
ТЕХНОЛОГИИ

10 лет

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[7] 2017

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ТЯЖЕЛОЙ
НЕФТИ



Входит в перечень ВАК

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ



БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



	Модернизация
	2500/160 ЭСК-БМЧ
	3200/200 ДЭР
	4000/250 ЭК-БМЧ
	4200/250 ЭК-БМ
	4500/270 ЭК-БМЧ
	5000/320 ЭК-БМЧ
	6500/450 ЭЧРК-БМ
	6000/400 ЭК-БМЧ "Арктика"
	5000/320 БМЧ

НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
УРАЛМАШ
ХОЛДИНГ

ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «УРАЛМАШ НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ХОЛДИНГ»

ООО «Уралмаш НГО Холдинг» Управляющая компания, г. Москва	Управление всеми предприятиями Холдинга
Филиал в Екатеринбурге	Инжиниринговый центр. Проектирование комплектов буровых установок по индивидуальным техническим требованиям заказчика
Филиал «Нефтегазинжиниринг» в Волгограде	Производство и сборка 30 полнокомплектных буровых установок в год
Филиал «Завод УРБО» в Екатеринбурге Филиал «Завод БКУ» в Тюмени	Производство бурового оборудования на собственных производственных площадях
Филиал «Завод НЕФТЕМАШ» в Отрадном	

УТС

Уралмаш Техсервис, г. Москва	Сервисное обслуживание нефтегазового оборудования, капитальный ремонт бурового оборудования, модернизация буровых установок и оборудования, обследование и техническая диагностика нефтегазового оборудования
Уралмаш Техсервис, г. Ноябрьск (база)	
Уралмаш Техсервис, Южный Тамбей (база)	
Уралмаш Техсервис, Ванкор (база)	

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ



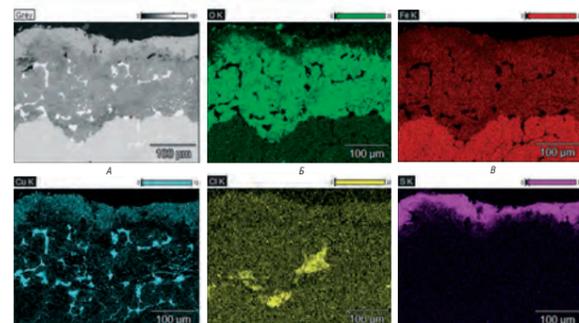
Газпромнефть-Оренбург снижает затраты и риски при строительстве скважин **16**

Оборудование национального значения **18**

СОДЕРЖАНИЕ

Скважинный фильтр **44**

Исследование эрозионной стойкости материалов УЭЦН **48**



Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

ПМЭФ 6

НДД позволит увеличить добычу 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Дожать до конца 12

БУРЕНИЕ

Газпромнефть-Оренбург снижает затраты и риски при строительстве скважин 16

ОБОРУДОВАНИЕ

Уралмаш НГО Холдинг: мы давно готовы к освоению Восточной Сибири 18

Оборудование национального значения 26

Качественный контроль для качественного оборудования 30

Комплексная газоподготовка доступна профессионалам 32

ГК «КОРВЕТ» – насосы для мазута и нефти 40

Календарь событий 43

Скважинный фильтр 44

Исследование эрозионной стойкости материалов УЭЦН 48

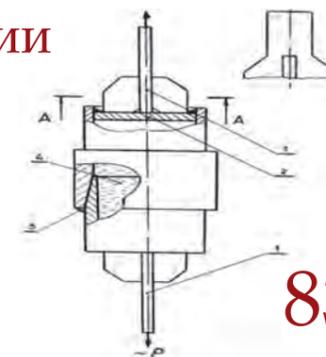
Сокращение срока строительства скважин. Телеметрический комплекс нового поколения **56**



Эффективное применение потокоотклоняющих технологий для карбонатных коллекторов **78**



Совершенствование технологии ремонта скважин **83**



Повышение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах **98**



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Сокращение срока строительства скважин. Телеметрический комплекс нового поколения 56

НЕФТЕСЕРВИС

Выявление заколонных движений флюидов, контроль технического состояния скважин ПХГ 60

Россия в заголовках 63

Тестирование биоцидов, ингибиторов коррозии, комплексных реагентов и определение их совместимости 64

Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт 70

Эффективное применение потокоотклоняющих технологий для карбонатных коллекторов 78

Совершенствование технологии ремонта скважин 83

ДОБЫЧА

Эксплуатация механизированного фонда скважин в осложненных условиях 86

Повышение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах 98

Хронограф 101

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Петербургский международный газовый форум 102

Нефтегаз Life 106

Цитаты 108

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифинова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Сальгин В.И.
Третьяк А.А.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербаква
Ольга Ющенко
Елизавета Кобцева
Роман Прокоп
Дмитрий Муханов

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова
Иван Морозов

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

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
П/И №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

333 ГОДА НАЗАД

В 1684 году иркутский письменный голова Леонтий Кислянский обнаружил нефть в районе Иркутского острога.

158 ГОДА НАЗАД

В 1859 году в США была пробурена первая нефтяная скважина глубиной 21 м она позволяла добывать 15 барр в день.

154 ГОДА НАЗАД

В 1863 году инженер Давидом Меликовым построил в Баку первый простой нефтеперерабатывающий завод производящий керосин. Он же несколько лет спустя основал нефтеперерабатывающий завод в Грозном.

104 ГОДА НАЗАД

В 1913 году в России было добыто 555,1 млн пудов нефти, что равняется 9,093 млн тонн

103 ГОДА НАЗАД

В 1914-18 годы шла первая Мировая война. Это была первая в истории война, одной из целей которой было установление контроля над нефтяными месторождениями.

79 ЛЕТ НАЗАД

В 1938 году в Кувейте и Саудовской Аравии открыты месторождения нефти.

57 ЛЕТ НАЗАД

В 1960 году в Багдаде образована Организация Государств-Экспортеров Нефти. Ее основателями стали Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла. Сегодня в состав ОПЕК входят 11 стран.

46 ЛЕТ НАЗАД

В 1971 году подписано первое международное соглашение о повышении цен на нефть. Ливия, Саудовская Аравия, Алжир и Ирак договорились поднять цены с \$2.55 до \$3.45 за барр.

22 ГОДА НАЗАД

В 1995 году General Motors продемонстрировала первый электромобиль - EV1



**ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ**

**Приглашаем посетить нашу экспозицию
на 14-ой Международной выставке
«Нефть и Газ» / MIOGC 2017
в павильоне 3, зал 14, стенд В 304**

**27 - 30 июня
МВЦ Крокус Экспо**

**КОГДА ЕСТЬ ОПЫТ
НА ГЛУБИНЕ,
ТО РЕШЕНИЕ
НА ПОВЕРХНОСТИ**

**10 лет непрерывных поставок
1000000 тонн труб**



А. Кудрин: России пора включаться в глобальные экономические цепочки



Роснефть и Sinopec договорились о строительстве завода полимерных покрытий



А. Миллер и Т. Петкова подписали дорожную карту по газораспределительной сети в Болгарии



В. Путин встретился с руководителями иностранных компаний

ПМЭФ

Анна Павлихина

В начале июня в Санкт-Петербурге прошел ежегодный экономический форум, отголоски восторженных реплик которого раздаются до сих пор, наполняя информационное пространство ожиданием радужных перспектив.

Радужность объясняется фактами – присутствием очень высокопоставленных гостей, само присутствие которых многое обещает, и цифрами. Последние, действительно впечатляют: 475 подписанных соглашений и 1817,9 млрд руб – общая сумма контрактов.

Главная заслуга в этом принадлежит российским гигантам – Роснефти и Газпрому. В частности, Роснефть и Sinopec договорились о строительстве завода полимерных покрытий. Трейдинговая дочка Роснефти Rosneft Trading S.A. и таиландская PTT Public Company Limited подписали контракт на взаимные поставки нефти до 2037 г. С PNOС Exploration Corporation, Pionaire Finance Limited Роснефть подписала 3-стороннее соглашение о сотрудничестве в области торговли нефтью и нефтепереработке.

Газпром заключил соглашение о дефицитном финансировании строительства МГП Северный поток-2. А. Миллер и министр энергетики Болгарии Т. Петкова подписали дорожную карту по изучению вопроса о развитии газораспределительной сети в Болгарии. С Weatherford заключили соглашение о технологическом сотрудничестве на 5 лет.

Порадовало, что не обошли вниманием и науку, в частности Газпром нефть и МФТИ договорились о сотрудничестве в инновационной деятельности. Новыми технологиями в области нефтегазового инжиниринга займется подразделение Инжиниринговый центр МФТИ по ТРИЗ. С СПбГЭУ была подписана программа научных исследований и разработок в интересах Газпрома на 2017-2019 гг.

Ряд инвестконтрактов был заключен с регионами. В основном договоренности относятся к развитию социальной сферы и импортозамещающей продукции.

Но все же одним из главных моментов форума стала встреча В. Путина с руководителями иностранных компаний в ходе которой президент рассказал потенциальным партнерам о плюсах работы в нашей стране. Он отметил, что «у нас наблюдается очень скромный, но все-таки рост экономики...



Растет промышленное производство... Все это на фоне достаточно стабильной социальной ситуации... создает благоприятные условия для того, чтобы спокойно здесь работать и развивать свой бизнес».

Рост экономики в стране, действительно, скромный. Если скромно выразиться – очень, скромный. Безработицы почти нет, в пересчете на людей – немногим более 4 млн. Промышленность растет, хоть и преимущественно добывающая. А весенние митинги, говоря о социальной стабильности, в расчет можно не брать – к нефти и газу они отношения не имеют.

Но на потерю инвестиционной привлекательности повлияло даже не столько кризисное положение российской экономики, сколько санкции, съевшие остатки лимита доверия инвесторов. Эксперты уверены, что их снятие повысит стоимость российских активов на биржах. А для этого, как уже неоднократно отмечалось, надо менять внешнюю политику. На форуме об этом говорил А. Кудрин, призывая включаться в глобальные экономические цепочки и начинать договариваться. Но не все разделяют это мнение. Например, В. Матвиенко полагает, что «изоляция России осталась в воспаленных мозгах некоторых политиков... А санкции, оказались бессмысленными и безуспешными». Оптимизм председателя Совета Федераций – это тот случай, когда лукавство прощается более охотно, нежели блаженное неведение.

В наиболее реальных чертах экономическая картина страны была обрисована на деловом завтраке Сбербанка, где пытались ответить на вопрос кто виноват и что делать. В ответ на спич Г. Грефа, о разнице теории и практики в вопросах финансовых потоков в попытке оправдать политику ЦБ, С. Глазьев отмечает, что плата за такую политику стала минус 5 трлн руб несделанных инвестиций и минус 13 трлн руб недопроизведенной продукции. Добиться инвестиционной стабилизации экономики можно только идя по пути научно-технического прогресса, вложения денег в новые технологии, а не путем сжатия денежной массы. В итоге мы получили устаревание экономики, снижение конкурентоспособности и существующая сегодня мнимая стабилизация, может быть обрушена любым дуновением ветра – отметил советник президента ●

НДД ПОЗВОЛИТ УВЕЛИЧИТЬ ДОБЫЧУ

Елена Алифирова

Введение налога на добавленный доход (НДД) к 2036 г. обеспечит рост добычи нефти в России на 60 млн т. Такую оценку в ходе ПМЭФ-2017 озвучил 1-й замминистра энергетики РФ А. Текслер.

Разногласия между Минфином и Минэнерго относительно НДД, похоже, удалось окончательно снять. Минэнерго получило от Минфина проект закона о введении НДД, он соответствует тем договоренностям, к которым пришли министерства ранее.

В связи с этим Минэнерго рассчитывает, что закон будет принят в текущем году, тогда пилотный проект может быть запущен с 1 января 2018 г.

В отличие от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), НДД будет взиматься не с количества добытой нефти, а с дохода от ее продажи за вычетом предельных расходов на добычу и транспортировку. Проект предусматривает добровольный переход на НДД для 2 групп пилотных проектов – новых месторождений в новых регионах и зрелых месторождений в Западной Сибири с суммарной добычей нефти по всем месторождениям не более 15 млн т/год. Заявки на участие в пилотном проекте по переходу на НДД подали Газпром нефть, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз и Русснефть.

Все месторождения расположены в Западной Сибири, их совокупная добыча составляет около 7 млн т/год. Срок работы пилотных проектов по НДД составит от 3 до 5 лет, и уже со 2-го года эти проекты могут показать рост налоговых платежей.

Также Минэнерго РФ предлагает предоставить налоговую льготу обводненным месторождениям нефти с объемом добычи 40 млн т/год. Основной упор делается на крупные обводненные месторождения с низкой себестоимостью добычи. Это позволило бы увеличить добычу нефти на них до 50-55% в течение 15-20 лет. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В рамках соглашения с ОПЕК добыча нефти в России снизилась на 2,3% по сравнению с показателем октября 2016 г. Одни эксперты считают, что консервировать скважины в российских условиях неэффективная мера, другие полагают, что соглашения с ОПЕК о сокращении добычи нефти позволит нефтяным компаниям увеличить вложения в геологоразведку.

Как скажется сокращение добычи нефти на добывающих компаниях?

Останавливать скважины в российских условиях сложнее и дороже, чем на Ближнем Востоке

24%

Снижение добычи пойдет на пользу, т.к. высвободившиеся средства можно направить в сектор геологоразведки

3%

Интересы отдельной компании не должны идти вразрез интересам экономики страны

15%

Все зависит от региона добычи

6%

Чем меньше страна добывает нефти, тем активнее развиваются технологии

52%

5 июня 2017 года семь стран Персидского залива объявили дипломатический бойкот Катару. Официальной причиной стало то, что страна якобы финансирует террористические организации. Но, учитывая место и роль Катара на мировом рынке, причины могут быть и другие.

За что на самом деле расфрендил Катар?

Из-за желания соседей сменить власть в Катаре

24%

Катар, как буфер мировой экономики, имеет чрезмерные возможности влияния

41%

Это выпад в сторону России через возможность проверить сделку Роснефти с Glencore и Qatar Investment Authority

24%

Как за что? За поддержку терроризма, конечно

12%

Одной из крупнейших компаний нефтегазодобывающей отрасли страны
ОАО «Сургутнефтегаз» исполняется 40 лет.

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

окружной выставочный центр



Организатор:

• АО «ОВЦ «Югорские контракты»

при поддержке:

• Администрации г. Сургута

• ОАО «Сургутнефтегаз»

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ.ГАЗ

27-29 сентября 2017г.

Тел./факс: (3462) 52-00-40, 32-34-51

e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru



Южный поток
Второй ветка ВСТО
Торги на бирже
Новое назначение
Помощь компаниям
Сокращение добычи

Газпром и РусГазДобыча будут вместе добывать и перерабатывать

Газпром и РусГазДобыча, дочка Национальной химической группы, подписали меморандум о намерениях по сотрудничеству в проектах по добыче, переработке углеводородов и газохимии, в т.ч на Тамбейском кластере в ЯНАО.

Переработка позволит извлекать из газа этан, пропан, бутан и конденсат.

Меморандум закрепляет условия совместной работы на предынвестиционном этапе проектов, а также предусматривает изучение возможности и оценки экономической целесообразности создания совместного предприятия для их реализации.

В частности, на 1-м этапе будет проведено комплексное предынвестиционное исследование и разработано ТЭО проектов с определением возможности и условий их реализации. РусГазДобыча организует привлечение необходимых финансовых ресурсов для работы над проектами.

Компании также договорились максимально использовать

отечественный промышленный и научно-технический потенциал.

Газпром нефть и Halliburton пойдут в разведку

Газпром нефть и Halliburton заключили соглашение о технологическом сотрудничестве с Halliburton International GmbH, определяющее основные принципы совместной работы компаний по внедрению новых технологий ведения ГРП и добычи углеводородов.

В рамках подписанного документа Газпром нефть и Halliburton будут заниматься адаптацией технологий бурения многоствольных скважин к условиям Новопортовского и Восточно-Мессояхского месторождений на севере ЯНАО. Кроме того, компании будут отрабатывать технологию проведения повторного МГРП в горизонтальных скважинах на базе месторождений Газпром нефти в Ноябрьском районе ЯНАО.

В марте 2017 г. Газпромнефть-Ямал успешно провела рекордный 20-стадийный ГРП на Новопортовском месторождении.

За счет МГРП Газпром нефть и Halliburton рассчитывают восстановить продуктивность горизонтальных скважин и поддерживать уровень добычи на месторождениях с высокой степенью выработки.

В целом оптимизация системы разработки месторождений Газпром нефти в ХМАО и ЯНАО, проводимая совместно с Halliburton, позволит вовлечь в добычу более 26 млн т нефти, извлечение которой с помощью существующих технологий неэффективно.

Недействующая скважина Газпрома снова заработала

Компрессорная станция на Еты-Пуровском месторождении Газпром нефти в ЯНАО Газпромнефть-Муравленко, дочка Газпром нефти, впервые начала добычу газа из бездействующей нефтяной скважины южного купола Еты-Пуровского месторождения. На остановленной скважине выполнена резка бокового горизонтального ствола на газоносный пласт ПК21, что позволило начать добычу природного газа на месторождении.

Станы ОПЕК
Обвал рынка акций
Газовые войны
Технологическое сотрудничество
Второй волна кризиса
Цены на газ



Дебит газа запущенной скважины составляет около 240 тыс м3 или более 200 тнэ/сутки. Резка боковых стволов на нефтяных скважинах с целью добычи природного газа была проведена в «Газпром нефти» впервые. Кроме того, на двух скважинах выполняется резка боковых наклонно направленных стволов, за счет чего планируется уточнить перспективы других пластов. Газоносный пласт на Еты-Пуровском месторождении расположен значительно выше нефтяных залежей и имеет иную, более рыхлую структуру. Толща покурской свиты изменяется в интервале 700-800 м. Поэтому специалистам компании пришлось тщательно подбирать техническое решение и использовать самое современное оборудование.

Д. Медведев и М. Баркиндю о ОПЕК и не только

Премьер-министр РФ Д. Медведев и генеральный секретарь ОПЕК М. Баркиндю обсудили состояние мирового нефтяного рынка и перспективы взаимодействия России и ОПЕК. Россия и ОПЕК в последние годы интенсифицировали контакты и

это очень важно, поскольку именно скоординированная политики на нефтяном рынке определяет условия, которые складываются для ОПЕК, других государств и в целом для мировой экономики. Д. Медведев подчеркнул, что Россия довольна тем, как развивается сотрудничество и теми решениями, которые принимались в последнее время в результате скоординированной политики. Благодаря этому удалось заключить соглашение о сокращении добычи нефти странами ОПЕК, а затем привлечь к соглашению еще 11 стран вне ОПЕК. 25 мая 2017 г страны, входящие и не входящие в ОПЕК договорились о продлении соглашения на 9 месяцев на действующих условиях. Это идет на пользу всем странам и позволяет найти необходимый баланс на нефтяном рынке, уверен Д. Медведев.

Также Россия и ОПЕК ведут совместные работы, исследования по разным более узконаправленным темам, влияющим на ситуацию на рынке, в частности, по ситуации со сланцевой нефтью и ее влиянием на мировые рынки, исследования в области развития нефтепереработки, роста возобновляемых источников

энергии и их влияния на ситуацию, связанную с будущим нефти.

Добыча нефти в РФ сократилась на 300 тыс барр/сут

По итогам мая 2017 г среднесуточная добыча нефти в России сократилась на 300 тыс барр по отношению к октябрю 2016 г. По информации главы Минэнерго РФ, Россия продолжает исполнять свои обязательства по сокращению добычи нефти. В рамках соглашения Россия взяла на себя обязанность сократить добычу нефти в стране на 300 тыс барр/сутки. За точку отсчета были взяты данные по итогам среднесуточной добычи в октябре 2016 г. По итогам 1 квартала 2017 г добыча нефти с газовым конденсатом в России составила 136,161 млн т. В апреле Россия достигла цели – страна вышла на плановый показатель, сократив добычу нефти на 300 тыс барр/сутки.

А 25 мая 2017 г на саммите ОПЕК в Вене участники соглашения достигли нового консенсуса - было принято окончательное решение о продлении соглашения на 9 месяцев – до конца марта 2018 г. ●

ДОЖДАТЬ ДО КОНЦА

Ирина Герасимова

ОСНОВНЫМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМ РЕГИОНОМ РОССИИ С 70-Х ГГ. XX ВЕКА ВЫСТУПАЕТ ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, ГДЕ ДО СИХ ПОР СТРАНА ПОЛУЧАЕТ ОКОЛО 60% НЕФТИ. МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЖЕ СИЛЬНО ИСТОЩЕНЫ, ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, ИХ ОСТАТОЧНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ЗАПАСЫ ДАЖЕ СЕЙЧАС ПРЕВЫШАЮТ 20 МЛРД ТОНН. НО ИЗВЛЕЧЬ ЭТУ НЕФТЬ НЕ ТАК-ТО ПРОСТО. ЧТОБЫ «ДОЖИМАТЬ» ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО, ОСТАВШЕЕСЯ В НЕДРАХ, НЕФТЯНИКАМ ПРИХОДИТСЯ НЕ ТОЛЬКО РАЗБУРИВАТЬ НОВЫЕ УЧАСТКИ, НО И ПРИБЕГАТЬ КО ВСЕ БОЛЕЕ СЛОЖНЫМ И ТЕХНОЛОГИЧНЫМ МЕТОДАМ, ПОЗВОЛЯЮЩИМ УВЕЛИЧИТЬ НЕФТЕОТДАЧУ И ПОВЫСИТЬ ДЕБИТ СКВАЖИН

Как ноябрьские нефтяники добычу спасали

В этом отношении показательна история АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» («Газпромнефть-ННГ»). Сейчас это структурное подразделение ПАО «Газпром нефть», а в 1980-х гг. это было из крупнейших добывающих предприятий СССР – «Ноябрьскнефтегаз», которое вело разработку нескольких месторождений в ХМАО и ЯНАО, в том числе Холмогорском, Вынгапуровском, Суторминском. В 1989 г. ННГ вышел на пик добычи – 41,2 млн тонн нефти. Но после этого производство нефти стало стремительно падать. Распад СССР и хозяйственная разруха усугубляли положение. В 1999 г. предприятие получило всего 16,3 млн тонн нефти.

«Ноябрьскнефтегаз», к тому времени вошедший в состав «Сибнефти», начал программу по поддержанию добычи на браунфилдах. Стали проводить химическую обработку скважин и гидроразрыв пласта (ГРП), активнее применять метод резки бокового ствола (ЗБС) и повторного вскрытия пласта.

Началось сотрудничество с лидерами мирового нефтесервиса Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes.

В самой компании было выделено управление повышения нефтеотдачи и ремонта скважин, чтобы улучшить организацию геолого-технических мероприятий (ГТМ). В соответствии с новыми задачами стал обновляться технический парк, началась переподготовка кадров.

Нефтедобыча «Ноябрьскнефтегаза» резко пошла вверх, и в 2004 г. достигла 34,41 млн тонн (правда, тут сказались и ввод новых месторождений). Но затем показатель снова стал падать – в том числе из-за «увлеченности» компании новыми методами разработки.

В особенности «Сибнефть-ННГ» критиковали за применение ГРП, сразу после которого дебит скважины резко возрастает, но через некоторое время падает из-за быстрого заводнения продуктивного пласта. Но тогдашние собственники «Сибнефти» думали не о перспективах – они готовили компанию к продаже.

После перехода «Сибнефти» под контроль «Газпрома» добыча «Ноябрьскнефтегаза» продолжала снижаться. Но были приняты новые программы, а само ноябрьское предприятие реорганизовано (в самостоятельную производственную единицу выделили филиал «Газпромнефть-Муравленко»).

ФАКТЫ

41,2 млн тонн нефти составил пик добычи Ноябрьскнефтегаз в 1989 г.

9,94 млн тонн добыла компания Ноябрьскнефтегаз в 2016 г.

2016 г. в из 85 новых скважин 72 были пробурены наклонно-направленным методом

Наконец, в 2014 г. добыча «Ноябрьскнефтегаза» выросла почти на 3 млн тонн – до 9,8 млн тонн н.э. Как сообщала компания, результат был получен благодаря новым горизонтальным скважинам, работе с базовым фондом, повышению качества ГТМ (дополнительная добыча от ГТМ была оценена в 1,1 млн тонн).

В 2015 г. компания добыла 9,72 млн тонн н.э., в 2016 г. – 9,94 млн тонн.

Достать до горизонта

Большая роль в восстановлении добычи «Ноябрьскнефтегаза» как в 2000-е, так и в последние годы, принадлежит бурению высокотехнологичных скважин – горизонтальных и многоствольных. Такие скважины позволяют значительно увеличивать поверхность притока, что дает рост производительности скважины.

Сегодня горизонтальные скважины бурят все крупные российские нефтекомпании, но эта ситуация сравнительно недавняя. В «Ноябрьскнефтегазе» «горизонталки» стали появляться с конца 1990-х на старых месторождениях (в частности, на Вынгапуровском), а также на новых участках. Так, на Яранейском месторождении (запущено в 1999 г.) горизонтальное бурение началось с первых лет его эксплуатации: из-за особенностей строения его пластов это месторождение невозможно было освоить старыми способами. Некоторые скважины бурились для вскрытия сразу нескольких пластов. А в июле 2006 г. на этом месторождении заработала «рекордсменка»: пробуренная горизонтальным способом 902-я скважина, которая дала начальный дебит в 1023 тонны нефти в сутки (а ожидалось меньше 300 тонн).

В «Ноябрьскнефтегазе» бурят и горизонтальные «двустволки», хотя такие скважины строятся реже, чем обычные «горизонталки».

Первая такая скважина была пробурена в 2003 г. специалистами немецкой Deutag на Спорышевском месторождении, при этом каждый ствол составлял по несколько сотен метров. Дебет скважины составил около 500 тонн нефти в сутки.

Горизонтальное бурение активно применяется и при резке боковых стволов – таким образом дается «вторая жизнь» старым скважинам. По сравнению с бурением новых этот метод менее затратен, поскольку не нужно делать отсыпку и обустройство новых кустов.

В настоящее время доля горизонтальных скважин в новом бурении «Газпромнефти-ННГ» стала преобладающей.

По данным компании, если еще в 2011 г. две трети новых скважин приходилось на наклонное бурение, то в 2016 г. из 85 новых скважин 72 – горизонтальные.

Идут на разрыв

Добыча на старых месторождениях сегодня не обходится без ГРП. Гидроразрыв пласта проводят, чтобы создать искусственные или расширить естественные трещины в пласте и, таким образом, увеличить его продуктивность. Для этого в пласт под большим давлением закачивают вязкие жидкости.

Эти же жидкости транспортируют в образовавшиеся трещины проппант – специальный материал, который расклинивает трещины. После этого место ГРП очищают от жидкостей разрыва. Этот метод позволяет резко увеличить дебит скважины – иногда в несколько раз.

Первый ГРП «Ноябрьскнефтегаз» провел в июне 1995 г. на скважине № 459 Карамовского месторождения. Тогда гидроразрыв использовали, чтобы преодолеть призабойную зону, загрязненную буровым раствором и «выйти» на чистый пласт.

Технология развивалась, и ГРП стал применяться для «оживления» старых скважин, увеличения нефтеотдачи на действующем фонде, а также для разработки низкопроницаемых залежей, сложнопостроенных или неоднородных пластов. Сначала гидроразрыв применяли в наклонно-направленных скважинах, а затем и на «горизонталках».

Гидроразрывы, как правило, проводятся на низкопроницаемых плотных пластах, в которых нефтяной и водоносный горизонты хорошо отделены глинистыми перемычками (если зацепить аквифер, то скважина может быть полностью потеряна). Поэтому в «Газпромнефть-ННГ» технология наибольшее применение получила на Вынгапуровском месторождении – на один из его пластов приходится 90% гидроразрывов, проводимых компанией.

Применять этот метод на других участках компании из-за их геологического строения нецелесообразно.

С 2010 г. в «Газпром нефти» стали внедрять технологию многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. Первая такая скважина заработала в конце 2011 г. на Вынгапуровском месторождении. В 2014 г. МГРП провели уже на 131 скважине компании.

ФАКТЫ

С 2010 г.

в «Газпром нефти» стали внедрять технологию многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах

Кроме того, ноябрьские нефтяники стали применять МГРП при резке горизонтальных боковых стволов реконструируемых скважин.

На 2014 г. многостадийные гидроразрывы на боковых стволах составляли почти три четверти от общего числа ГРП на фонде скважин после ЗБС.

Постоянно растет и число разрывов при МГРП.

В июне 2013 г. на Вынгапуровском месторождении была проведена операция МГРП в восемь стадий – впервые для всей «Газпром нефти». В сентябре того же года на Вынгапуре был проведен рекордный на тот момент для России десятистадийный ГРП. Скважина была пробурена на глубину в почти 4,5 тыс. м, а ее километровый горизонтальный отрезок скважины был проведен в четырехметровый (!) по толщине пласт.

Эффективная горизонтальная длина скважины достигла при этом 90%.

Суточный дебит скважины превысил 135 тонн – примерно на треть выше результатов, полученных на «горизонталках» с меньшим числом стадий гидроразрыва.

В том же году «Газпромнефть-ННГ» первым в России провел и четырехстадийный ГРП при резке боковых стволов (поэтому на базе именно этой «дочки» был создан Центр компетенций «Газпром нефти» по выработке запасов с помощью ЗБС).

Эту технологию компания стала применять при начатой в 2013 г. разработке ачимовских залежей.

Параллельно в «Газпром нефти» работают над технологией проведения повторного гидроразрыва пласта, который позволяет восстанавливать продуктивность скважин с проведенным ранее МГРП.

Опытные работы велись на Вынгапуровском месторождении, где в апреле 2016 г. был проведен первый в России повторный МГРП. Развитие технологии будет продолжено в Ноябрьском регионе в сотрудничестве с Halliburton International GmbH – соответствующее соглашение с американской компанией «Газпром нефть» подписала на ПМЭФ-2017.

По данным компании, с 1995 по 2015 гг. на месторождениях «Ноябрьскнефтегаза» было произведено 4,8 тыс. операций ГРП.

Управляемое заводнение

В «Газпромнефть-ННГ» продолжают широко использовать традиционный метод интенсификации нефтяного притока – заводнение. Главный минус этого метода – он эффективен, главным образом, на новых месторождениях. Но зато заводнение обходится куда дешевле других способов вытеснения, поэтому нефтяники ищут способы применять его также на зрелых месторождениях.

Для повышения эффективности метода, в «Ноябрьскнефтегазе» используется технологии управления заводнением. В его основе лежит точный расчет оптимального объема воды, необходимого для закачки в нагнетающие скважины для поддержания пластового давления. Расчет ведется на основе непрерывного мониторинга дебита добывающих скважин, для чего применяется специальный программный комплекс. Таким образом, поддерживается стабильная работа скважин, но при этом избегается преждевременное заводнение.

Также в «Газпромнефти-ННГ» применяется нестационарное заводнение, при котором повышение продуктивности добывающих скважин достигается за счет периодической остановки и возобновления закачки воды.

Ближайшие перспективы: третичные МУНы

Будущее в разработке браунфилдов лежит за новыми, так называемые третичными методами увеличения нефтеотдачи (МУНы), которые способны более качественно вытеснять нефть из пласта и увеличивать коэффициент извлечения нефти (КИН) на 5–20%. В «Газпром нефти» работают над внедрением, прежде всего, газовых и химических методов.

При газовом методе в пласт закачивается газ, который посредством растворения в нефти снижает ее вязкость и увеличивает объем, благодаря чему «черное золото» вытесняется в скважину.

Химических МУНов существует много, из них в «Газпром нефти» считают для себя оптимальной технологию щелочно-ПАВ-полимерного заводнения (ASP). При этом методе в пласт по очереди закачиваются щелочь (она уменьшает абсорбцию последующих оставляющих), ПАВы (снижают поверхностное натяжение нефти и отмывают ее от породы) и полимеры («загущают» воду, способствуя лучшему вытеснению нефти). ASP позволяет получить до 90% «черного золота», оставшегося после добычи традиционными методами. Одним из самых перспективных для применения этой технологии в компании считают Холмогорское месторождение «Ноябрьскнефтегаза».

В апреле прошлого года «Газпром нефть» подписала соглашение с Wintershall Holding о сотрудничестве в области МУН. Разрабатывать оптимальную технологию «Газпром нефть» будет в сотрудничестве с Wintershall Holding (соглашение было подписано в 2016 г.). Промышленное внедрение запланировано с 2021 г.

Добыча в «цифре»

В современных условиях работа над повышением нефтедобычи подразумевает еще и соответствующие решения в сфере информационных технологий. В «Газпромнефти» с 2012 г. реализуется проект «Электронная разработка активов» (ЭРА),

ФАКТЫ

2013 г.

В Вынгапуровском месторождении было проведена операция МГРП в восемь стадий

48 тыс.

операций ГРП было произведено на месторождениях «Ноябрьскнефтегаза» с 1995 по 2015 гг.

который, естественно, охватывает и деятельность одного из важнейших добычных активов компании – «Газпромнефть-ННГ». На предприятии внедрена информационная система (ИС) «Шахматка», которая автоматически собирает со скважин данные о дебите, давлении, обводненности и по прочим параметрам. После проверки на достоверность вся информация собирается в единой базе данных. Этот процесс заменил устаревший ручной сбор данных с занесением в таблицу-«шахматку».

В одном комплексе с «шахматкой» работает ИС «Техрежим», направленная на управление добычи нефти. С помощью «Техрежима» формируется и контролируется технологический режим работы скважин, определяются скважины, которым нужен ремонт.

На базе названных выше ИС работает модуль по автоматизированному подбору скважин для ГТМ, который определяет рекомендуемый перечень мероприятий для каждой скважины, дебит которой следует повысить, а также прогнозирует результат. Причем расчет для одной скважины требует около 11 секунд. С помощью этого модуля компания снижает вероятность проведения малоэффективных ГТМ и уменьшает риски, связанные с человеческим фактором.

Сейчас в «Газпром нефти» реализуется новый масштабный проект – программа «Цифровое месторождение». В 2016 г. первый этап внедрения был проведен в «Газпромнефть-ННГ» и еще двух добычных предприятиях «Газпром нефти». Программа направлена на автоматизацию технологических процессов при одновременном совершенствовании сопутствующих бизнес-процессов, поиск возможных улучшений и их реализацию. В «Газпромнефть-ННГ» приоритет отдается управлению и совершенствованию процессов, связанных с добычей: поддержанию пластового давления, подъему жидкости, капитальному строительству скважин. На первом этапе проекта должен быть определен перечень возможных улучшений и ожидаемый от них экономический эффект. На следующем этапе будут сформированы циклы непрерывных улучшений, подобраны IT- и организационные решения, создан портфель проектов, включающий решения по ключевым областям улучшений на активах ●

ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ СНИЖАЕТ ЗАТРАТЫ И РИСКИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Нина Пухова

УДК 622.24

В КОНЦЕ 2015 ГОДА «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ» АПРОБИРОВАЛ НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ ПРИ БУРЕНИИ ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – СПУСК ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ С ПОСТОЯННЫМ ВРАЩЕНИЕМ. НА ДАННЫЙ МОМЕНТ ТЕХНОЛОГИЮ ПРИМЕНИЛИ УЖЕ НА 7 СКВАЖИНАХ, НА КАЖДОЙ ИЗ НИХ СОКРАЩЕНИЕ СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СОСТАВИЛО 10 СУТОК.

AT THE END OF 2015, GAZPROMNEFT-ORENBURG TESTED A NEW TECHNOLOGY FOR DRILLING COMPLICATED WELLS IN THE EASTERN SECTION OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD – THE DISPOSAL OF A TECHNICAL STRING WITH THE CONSTANT ROTATION. AT THE MOMENT, THE TECHNOLOGY HAS ALREADY BEEN APPLIED ON 7 WELLS, AND THE REDUCTION IN THE CONSTRUCTION TIME WAS 10 DAYS FOR EACH OF THEM.

Ключевые слова: бурение осложненных скважин, Оренбургское месторождение, техническая колонна с постоянным вращением, бурение в сложных геологических условиях, кольматация стенок скважин well

Восточный участок – одно из самых сложных месторождений компании. Нефть здесь залегают в породах с высоким содержанием газа и сероводорода. При бурении на глубине от 200 до 1000 метров происходит обвалообразование горных пород, что приводит к дополнительным затратам времени для нормализации и подготовки ствола скважины к спуску технической колонны.

Для борьбы с обвалообразованием на Восточном участке применялись разные методы.

Специалисты меняли состав и тип бурового раствора, увеличивали плотность промывочной жидкости и т.д., но это не приносило желаемого эффекта. Тогда было принято решение применить новую технологию – спуск технической колонны с вращением.

Технология позволяет одновременно спускать обсадную колонну и производить механическую кольматацию стенок скважины (т.е. упрочнение за счет большой площади контакта колонны со стволом), а затем цементирование. Это помогает отказаться от дополнительного спуска и подъема бурового инструмента для стабилизации ствола скважины при строительстве необходимого интервала.

«Для снижения рисков при бурении в сложных геологических условиях на Восточном участке мы ведем постоянный поиск новых технологий и технических решений. Одной из них стал спуск технической колонны с вращением. Его мы используем при бурении наиболее сложных скважин. Данная технология достаточно дорогостоящая, но экономически она себя оправдывает. На данный момент такую технологию мы уже применили при бурении 7 скважин, благодаря чему, в целом, сроки

их строительства были сокращены на 70 суток, а стоимость на 70 миллионов рублей», – отметил заместитель генерального директора по строительству скважин «Газпромнефть-Оренбурга» Владимир Наговицын ●

Keywords: *drilling complicated wells in the Orenburg field, a technical column with a constant rotation, drilling in difficult geological conditions, the mudding of the walls of the well*

ФАКТЫ

95 МЛН ТОНН
извлекаемые запасы
нефти Восточного
участка Оренбургского
месторождения

25 лет
срок рентабельного
освоения Восточного
участка Оренбургского
месторождения

4,6 МЛН ТОНН
нефтяного эквивалента
добыто в 2016 г.

17 НОВЫХ
технологий в бурении
испытано и внедрено с
2014 г.

УРАЛМАШ НГО ХОЛДИНГ: МЫ ДАВНО ГОТОВЫ К ОСВОЕНИЮ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

**Карпов
Юрий Анатольевич,**
генеральный директор
ООО «Уралмаш НГО
Холдинг»

УДК 622.242

«УРАЛМАШ НГО ХОЛДИНГ» – ВЕДУЩИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И ГЛУБОКОГО РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ, ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА КОТОРОГО – УДОВЛЕТВОРИТЬ ПОТРЕБНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ С УЧЕТОМ САМЫХ ЖЕСТКИХ ТРЕБОВАНИЙ К КАЧЕСТВУ, СРОКАМ ПОСТАВКИ И СЕРВИСНОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ. ПРИ АКТИВНОМ СОДЕЙСТВИИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПАРТНЕРА ХОЛДИНГА – «ГАЗПРОМБАНКА» – В КОМПАНИИ РЕАЛИЗУЕТСЯ МАСШТАБНАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ И ИНЖИНИРИНГА. О ТОМ, КАК СЕГОДНЯ ИДЕТ РАЗВИТИЕ И ПЕРСПЕКТИВАХ НА БУДУЩЕЕ РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ХОЛДИНГА ЮРИЙ КАРПОВ.

“URALMASH OIL AND GAS EQUIPMENT HOLDING” IS THE LEADING RUSSIAN MANUFACTURER OF DRILL UNITS FOR PRODUCTION AND DEEP EXPLORATION DRILLING, THE MAIN TASK OF WHICH IS TO MEET THE REQUIREMENTS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF RUSSIA IN THE DRILLING EQUIPMENT, TAKING INTO ACCOUNT THE MOST RIGID REQUIREMENTS TO QUALITY, DELIVERY DATES AND SERVICE MAINTENANCE. AN AMBITIOUS PROGRAM OF MODERNIZATION OF PRODUCTION FACILITIES AND ENGINEERING IS IMPLEMENTED UNDER ACTIVE ASSISTANCE OF A STRATEGIC PARTNER OF THE HOLDING – “GAZPROMBANK”. YURY KARPOV, DIRECTOR GENERAL OF THE HOLDING, TELLS ABOUT THE PROGRESS IN DEVELOPMENT AND ABOUT THE FUTURE PROSPECTS.

Ключевые слова: буровое оборудование, буровые установки, бурение, импортозамещение, металлоконструкции, комплектующие.

– Юрий Анатольевич, как создавалась Ваша компания?

– Компания «Уралмаш Нефтегазовое Оборудование Холдинг» была создана в ноябре 2010 года. Она объединила конструкторские и производственные мощности по выпуску бурового оборудования ЗАО «Машиностроительная корпорация «Уралмаш» и ЗАО «Уралмаш – буровое оборудование» (УРБО). Тогда же в состав холдинга были включены ЗАО «Уралмаш-Техсервис» и отдельный дивизион ООО «Уралмаш-Инжиниринг», ранее входившие в Группу ОМЗ («Объединенные машиностроительные заводы»). А в 2013 году в структуру УНГОХ были интегрированы ОАО «Завод «Нефтемаш», ОАО «Завод БКУ» (Завод блочно-комплектных устройств) и ООО «Нефтегазинжиниринг».

– Есть какая-то связь между Холдингом и машиностроительной корпорацией «Уралмаш»?

– «Уралмаш НГО Холдинг» – совершенно самостоятельный хозяйствующий субъект, никакого отношения к МК «Уралмаш», ПАО «Уралмашзавод» или Группе ОМЗ не имеющий. Единственное, что нас сегодня с ними объединяет, – общий акционер Газпромбанк. Кроме того, мы тесно сотрудничаем с этими объединениями в рамках производственной кооперации. Например, Группа ОМЗ поставляет нам стальное литье и металлургическую заготовку, а с ПАО «Уралмашзавод» мы взаимодействуем по буровым насосам и механообработке металлоконструкций.

Между тем «Уралмаш» оказался в названии нашего холдинга совершенно не случайно. Если обратиться к истории, то в Советском Союзе было два основных предприятия, производящих буровое оборудование: «Уралмашзавод» и Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ). В свое время «Уралмашзавод» выделил свое производство бурового оборудования

в отдельную структуру – УРБО. Долгое время УРБО оставалось подразделением «Уралмашзавода», но затем это предприятие выкупила нефтесервисная компания «Интегра». Когда «Уралмашзавод» перешел под контроль Газпромбанка, новый акционер принял решение возродить производство бурового оборудования. Поэтому в 2010 году УРБО было выкуплено у «Интегры» и объединено на базе специально для этого созданного холдинга с теми «буровыми» конструкторскими подразделениями, которые оставались на «Уралмашзаводе». В названии холдинга оставили «Уралмаш» потому, что именно это производственное объединение еще с 1945 года было основным в нашей стране по выпуску буровых установок и поставке их как на внутренний рынок, так и на экспорт. Естественно, на тех рынках, на которых мы сегодня работаем, этот бренд до сих пор прекрасно узнаваем. Соответственно, Газпромбанк принял решение консолидировать и развивать свой «буровой» бизнес на базе ООО «Уралмаш НГО Холдинг».

Кстати, в состав нашего холдинга вошли и некоторые активы упомянутого мной ВЗБТ, который прекратил существование, по крайней мере в своем прежнем качестве.

ФАКТЫ

50

буровых установок различного класса в год – именно до этого показателя, согласно стратегии производства, планируется довести производительность мощностей Холдинга

4 млрд руб

размер реализуемой инвестиционной программы

на 10 %

увеличилась средняя глубина новых скважин с 2008 г.

– Какой «Уралмаш НГО Холдинг» сегодня, и за счет чего удается держать планку лидера на рынке бурового оборудования?

– Мы – ведущая компания в России по производству бурового оборудования. Выпускаем буровые установки и практически всю номенклатуру комплектующих к ним. В настоящий момент в нашем холдинге работает порядка 3 тыс. человек. В структуре «Уралмаш НГО Холдинг» три производственные площадки. Первая – это завод УРБО в Екатеринбурге, где работает чуть больше тысячи человек. Выпускает он около 7 тыс. т металлоконструкций в год. Предприятие производит высокотехнологичное оборудование – буровые насосы и лебедки, верхние приводы, талевые системы и роторы. То есть все то, что приводит буровые установки в действие. На сегодняшний день именно в этот завод Газпромбанком вложено больше всего инвестиций. Здесь уже построены мощные металлообрабатывающие комплексы на базе импортного – японского, южнокорейского и немецкого – оборудования. Но процесс модернизации и развития УРБО продолжается.

Вторая площадка расположена в Тюмени – это завод БКУ, который «Уралмаш НГО Холдинг» приобрел в 2012 году. Сегодня на нем также работает около тысячи человек. Завод специализируется главным образом на выпуске сварных металлоконструкций. На нем производится сварка буровых вышек, циркуляционных систем, лестниц, площадок и так далее. Пока предприятие выпускает 14 тыс. т металлоконструкций в год. Но в этом году мы предполагаем завершить его модернизацию, после чего мощности производства будут доведены до 22 тыс. т металлоконструкций в год.

Третья площадка находится в городе Отрадном Самарской области – это завод «Нефтемаш», который «Уралмаш НГО Холдинг» приобрел в 2012 году. На предприятии работает порядка 400 человек. Выпускается здесь ежегодно чуть больше 3 тыс. т металлоконструкций. На «Нефтемаше» мы тоже проводим модернизацию, после которой планируется увеличить мощность производства до 5 тыс. т в год. В основном здесь так же, как и на БКУ, выпускаются сварные металлоконструкции и циркуляционные системы. Помимо этого, действуют производства таких механизмов, как шнековые конвейеры и краны высокого давления. Единственное, что мы не делаем на «Нефтемаше», – это не варим сами буровые вышки. Это делается только на УРБО и на заводе БКУ. Кроме трех перечисленных производственных площадок, у нас сервисная компания «Уралмаш-Техсервис», где работает около 250 человек. Это наша стопроцентная «дочка», которая осуществляет полное сервисное сопровождение буровых, как нашего производства, так и любого другого. В том числе выполняет ремонты верхних приводов, причем не только отечественных, но и импортных – Varco, Tesco, Bentec и других.

Большинство заказчиков требуют сегодня от нас

ФАКТЫ

24 ТЫС.Т.

металлоконструкций в общей сложности выпускают производственные площадки «Уралмаш НГО Холдинг»

2

конструкторских бюро действуют в структуре ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

уже не только отгрузить буровую установку, а привезти ее на точку бурения, смонтировать, запустить и сдать под ключ. Поэтому отгрузкой и доставкой буровых установок занимается наша логистическая служба, а принимает, собирает, запускает и обслуживает их компания «Уралмаш-Техсервис».

Ремонт бурового оборудования это предприятие занимается на нашей екатеринбургской промышленной площадке. Также мы обладаем одним из самых мощных «буровых» конструкторских бюро не только в России, но и в мире. Если сравнивать «Уралмаш НГО Холдинг», допустим, с китайской компанией нефтяного оборудования Honghua Group Limited или американской National Oilwell Varco, то у нас работает примерно одинаковое количество конструкторов. В нашем холдинге их около 350 человек.

В структуре ООО «Уралмаш НГО Холдинг» действует два конструкторских подразделения – в филиале в Екатеринбурге и в филиале «Нефтегазинжиниринг» в Волгограде. В екатеринбургском филиале у нас работает бывшая команда «буровых» конструкторов «Уралмаша». А на волгоградском – недавно закрытого ВЗБТ. Кстати, напомню, что в советские времена «Уралмаш» занимался тяжелыми буровыми установками – класса от 200 т до 700 т, а ВЗБТ – легкими установками. Соответственно, и сегодня наши конструкторы в Волгограде проектируют в основном мобильные буровые, а в Екатеринбурге – более тяжелые машины.

– **Насколько широк ассортимент продукции и услуг «Уралмаш НГО Холдинг»?**

– Наши возможности позволяют проектировать и производить сухопутные буровые установки всех типов, широкий спектр блочно-комплектного нефтегазового оборудования, а также оказывать полный комплекс сервисных услуг. В частности, мы делаем мобильные установки класса от 160 т до 200 т, как на полуприцепах, так и самоходные. Семь таких машин мы поставили в 2013 году

для ООО «Газпром бурение». Также выпускаем кустовые машины класса от 160 т до 450 т, которые передвигаются на промыслах от скважины к скважине по рельсам, разбиравая кустовые площадки. Именно к таким типам установок относится уникальная буровая «Екатерина», разработку и производство которой в 2007 году нашим предприятиям (тогда еще не в составе «Уралмаш НГО Холдинг») заказал «Газпром». Мы произвели тогда за год 11 таких машин, девять из которых были отгружены на Бованенково, две – на Уренгой. Сегодня они работают в различных частях России, в том числе на Чаюнде в Якутии.

– **В чем их уникальность?**

– В состав этих буровых включен цементировочный комплекс, который обеспечивает при бурении сразу и цементирование скважин. Среди наших уникальных установок и буровая «Арктика» – их мы сделали четыре для ПАО «НОВАТЭК» и одну для Группы «Интегра». Это блочно-модульная установка, рабочие помещения которой полностью закрыты от ветра, осадков и мороза и обогреваются изнутри горячим воздухом. Люди на ней могут работать в легкой одежде при любых погодных условиях. Сейчас эти установки задействованы на Ямале на Южно-Тамбейском месторождении и в Восточной Сибири на Куюмбинском месторождении. Кроме того, мы выпускаем стационарные машины класса от 200 т до 700 т. Таким образом, по сухопутным буровым мы выпускаем практически всю гамму установок.

– **Сколько готовых буровых установок в год может выпустить Холдинг? И какова вообще мощность производства?**

– В настоящее время наш холдинг способен обеспечить ежегодно порядка 40 буровых в производстве, потому что цикл производства буровой установки в среднем составляет где-то 9 месяцев. Сегодня мы выпускаем примерно 30 готовых машин в год, а в производстве их находится ежегодно как раз около четырех десятков.

– **Кто основные заказчики?**

– Если брать последние шесть лет до 2015 года, ключевым нашим заказчиком было ООО «Газпром бурение», которое до 2011 года входило в состав «Газпрома». А в 2015–2016 годах в портфеле заказов «Уралмаш НГО Холдинг» его место заняла «Роснефть», с которой мы подписали контракты на поставку в общей сложности 28 буровых установок. Сейчас эти заказы выполнены и все отгруженные нами установки находятся в эксплуатации. Напомню, что в структуре «Роснефти» есть специализированная компания ООО «РН-Бурение», с которой мы главным образом и взаимодействуем.

Вторую и третью позицию после ООО «РН-Бурение» занимают «Сургутнефтегаз» и ERIELL. Компании «Сургутнефтегаз» мы поставили 11 буровых установок буквально в позапрошлом году. Все они сегодня находятся в работе.

– **Развиваете ли экспортное направление работы?**

ФАКТЫ

9 МЕС.

столько в среднем составляет полный цикл производства буровой установки

– Зарубежными проектами мы плотно занимаемся, но, к сожалению, пока до поставок дело не дошло. Например, был у нас проект по Сирии, еще до войны. Мы практически создали совместную компанию – собирались даже организовать в Хомсе локализацию нашего производства. Но началась война, и это стало невозможно.

Очень активно взаимодействовали с Венесуэлой. Со своей стороны мы всё отработали и подготовили, но как только дело дошло до финансирования, процесс остановился. И в общем, понятно почему – экономическая ситуация в этой стране крайне тяжелая и последнее время только усугубляется.

У нас подписан контракт по Ирану на поставку 12 стационарных машин классом 450 т, но и здесь, к сожалению, наши иранские партнеры никак не могут решить вопрос финансирования. Хотя проектные работы по этому заказу нашими конструкторами давно завершены.



Так что на зарубежном направлении мы активно работаем и надеемся, что вскоре все-таки сможем успешно выйти на экспортные рынки.

– В какие регионы в основном идут отгрузки оборудования «Уралмаш НГО Холдинг»?

– Пока основное направление наших поставок – Западная Сибирь. Это, в частности, районы Нефтеюганска и Нижневартовска, где работает «Роснефть». Если говорить об отгрузках под проекты «Газпрома», в этом году мы отгрузили две машины для нефтесервисной компании ERIELL в районе Уренгоя. Мы ожидали, что будут крупные заказы на буровое оборудование в рамках освоения «Газпромом» Восточной Сибири, но, к сожалению, пока мы не видим какой-то большой активности на этом направлении. Тем не менее, если она появится, мы к этому давно готовы.

– Кто является основными конкурентами вашего холдинга среди российских и зарубежных компаний?

– Среди отечественных компаний у нас сегодня нет серьезных конкурентов. Конечно, в последние 4 года на российский рынок комплектных буровых установок вышли новые производители, ранее специализировавшиеся на выпуске отдельных узлов бурового оборудования. Это – ПГ «Генерация» (ОАО «Буланашский машиностроительный завод»), ЗАО «УСПК» (Урало-Сибирская промышленная компания) и ООО «Кливер». С другой стороны, в 2014–2015 годах обанкротились крупнейшие наши прямые конкуренты – ВЗБТ и ГК «Кунгур» (ОАО «Кунгурский машзавод»).

Западные производители буровых установок, Ventec, Drillmes и другие, прежде всего американцы, немцы и итальянцы, в последние 4 года занимали не более 13% российского рынка. Румыны, которые раньше были одними из основных зарубежных поставщиков бурового оборудования в СССР и Россию, судя по всему, ушли с рынка сухопутных установок. По крайней мере, я их нигде не вижу на тендерах, в которых мы участвуем. По-видимому, потому что сейчас румынская компания Upretrom концентрирует внимание на освоении офшорного оборудования.

Основными нашими конкурентами на российском рынке как были, так и остаются китайские производители буровых установок, такие, например, как HongHua, HaiHua, RG Petro-Machinery и DFXK Petroleum Machinery.

– Насколько велика доля импортных комплектующих в продукции Холдинга? Есть ли планы по импортозамещению?

– Если оценивать в деньгах, то сейчас доля импортных комплектующих в нашей продукции составляет примерно 25%. В основном это европейское, американское и китайское оборудование. Но далеко не всегда потому, что мы не можем чего-то сделать в России. На самом деле мы производим буровые установки в соответствии с техническими требованиями заказчика, который зачастую хочет

ФАКТЫ

85 %

доля собственного производства ООО «Уралмаш НГО Холдинг» на сегодняшний день

3 тыс.

человек работает в структуре «Уралмаш НГО Холдинг»

иметь в составе установки тот или иной узел от конкретного производителя. Например, системы очистки, электродвигатели, системы контроля параметров бурения, центробежные насосы для перекачки бурового раствора. Поэтому здесь есть моменты, которые от нас не зависят.

Несмотря на это, мы совместно с целым рядом отечественных предприятий достаточно плотно занимаемся импортозамещением. И, думаю, через 1,5-2 года будем способны выпускать полностью российскую машину. Так, на заводах России начат выпуск отечественной системы очистки – мы ее испытали, а теперь будем закупать и ставить на наши базовые буровые установки.

Отечественные электродвигатели главных приводов буровых установок разработали на лысьвенском заводе «Электропром» и Снежинском заводе специальных электрических машин.

Оборудование первого предприятия сейчас взяли на испытания мы, а второго – уже испытано буровиками в «Роснефти».

До последнего времени мы были вынуждены закупать исключительно по импорту у немецкой Ventec систему управления буровой лебедкой джойстиком из кабины бурильщика. Сегодня аналогичные отечественные системы разработаны и подготовлены к производству НПП «Старт» им. А.И. Яскина, НПО автоматики им. академика Н.А. Семихатова и новосибирской компанией «РосИнжиниринг». В настоящее время мы проводим их промышленные испытания.

Параллельно с созданием аналогов импортного оборудования мы активно занимаемся разработкой и внедрением инноваций. Например, до сих пор нам очень дорого обходилось производство кабины бурильщика. Дело в том, что на буровой она находится в зоне загазованности, соответственно, всё оборудование в ней – взрывозащищенное. Именно оно, как правило, и самое дорогое. Как, допустим, и бытовой компьютер взрывозащищенный будет стоить на порядок выше обычного. Но мы нашли способ уйти от необходимости использовать в кабине бурильщика

именно взрывозащищенное оборудование. В кабину делается постоянный наддув воздуха, который, выходя из кабины, просто не пускает газ внутрь. В итоге оборудование здесь может быть не взрывозащищенным.

– Инновации приветствуете?

– Конечно. Сейчас, например, разрабатываем буровые насосы нового поколения. Программа НИОКР у нас весьма обширна. К примеру, с «Газпром нефтью» подписали протокол о сотрудничестве, в рамках которого мы занимаемся разработкой верхнего привода под офшорные буровые, автоматизированного ключа для развинчивания и свинчивания бурильных труб и как раз нового бурового насоса. С ООО «Газпромнефть-Сахалин» у нас подписаны соответствующие протоколы и созданы рабочие группы. Так что активно работаем на этом направлении.

– Насколько глубока кооперация холдинга с другими российскими предприятиями?

– Степень кооперации с отечественными предприятиями по мере развития нашего холдинга тоже снижается. Если в 2011 году доля собственного производства у нас была порядка 25%, то сегодня она уже около 85%. Конечно, иногда мы размещаем большие заказы по кооперации. Ведь случаи разные бывают. Например, мы можем выиграть сразу несколько крупных контрактов с одними и теми же сроками поставок, а хочешь не хочешь, но производственный цикл буровой установки – девять месяцев. В то же время смысла кардинально наращивать собственные производственные мощности нет, чтобы они не стали избыточными.

Впрочем, есть направления кооперации, которые мы заинтересованы поддерживать и развивать. Допустим, та же электрика, а также «мозги буровой установки» КТУ (комплектные тиристорные устройства) и НКУ (низковольтные комплектные устройства) – это у нас традиционно идет по кооперации. Всё это делают российские компании. Кстати, совсем недавно мы подписали с немецкой Siemens и компанией «Электропром» соглашение о сотрудничестве в создании техники для офшорных буровых с локализацией производства Siemens в Санкт-Петербурге. Это оборудование можно будет использовать и в сухопутных установках. Мы будем давать им задание, а они станут разрабатывать и производить необходимое нам оборудование.

– В каком направлении будет развиваться Ваша компания в будущем?

– Стратегия бизнеса – получить как можно большую часть рынка.

Стратегия производства – довести производительность наших мощностей до уровня в 50 буровых установок различного класса в год. Для этого реализуется инвестиционная программа размером около 4 млрд рублей. На сегодняшний день мы уже освоили порядка 2,5 млрд. Думаю, в следующем году полностью завершим этот процесс. Это крайне важно, потому

ФАКТЫ

22 %

составил рост объемов рынка узлов и ЗИП (запасных частей, инструментов и принадлежностей) к буровому оборудованию с 2012 г.

что без высокотехнологичного и высокоточного механообрабатывающего оборудования уже не сделаешь того, что делается в мире. Например, верхние приводы, которые у нас до сих пор никто не делал, мы покупали американские, немецкие и канадские. Сейчас мы вышли на их производство и с успехом поставляем на рынок. Теперь будем расширять линейку – сегодня мы делаем класса 320 т, а задача – освоить приводы выше и ниже классом.

В более отдаленной перспективе наша стратегия предполагает выход на морские технологии и на рынок офшорных буровых. Для этого в нашем холдинге уже создано специальное конструкторское бюро. В принципе мы уже готовы к тому, что потребуются в этой части от нас, что подтверждено, в частности, ООО «Газпром флот». Если что-то и



будет необходимо дополнительно, то, скорее всего, это будут какие-то точечные вложения. Например, закупка какого-либо станка для обработки конкретной детали.

– Как по Вашему мнению, будет развиваться ситуация на рынке? Каковы перспективы?

– Бурение, на которое мы завязаны, очень чувствительно к мировым ценам на нефть. Когда цена падает – урезаются и инвестиционные программы наших заказчиков. А они, естественно, в первую очередь сокращают именно объемы бурения. Соответственно, закупки бурового оборудования падают. Поэтому делать какие-то прогнозы – дело неблагоприятное. Но проанализировать ситуацию можно.

По прогнозам экспертов, снижение объемов добычи нефти в 2017 году, согласованное с ОПЕК и другими странами – производителями углеводородов, не окажет влияния на объемы бурения в России. С учетом постепенного снижения производства нефти в первом полугодии нынешнего года с 11,2 млн до 10,9 млн баррелей в сутки суммарный объем добычи нефти по итогам 2017 года останется на уровне 2016 года – около 546 млн т.

Большая часть нефти в России производится на месторождениях Западной Сибири – порядка 300 млн т в год. На их долю приходится 78% проходки в эксплуатационном бурении и 52% – в поисково-разведочном. Но из-за постепенного истощения этих месторождений добыча на них падает. Даже для поддержания производства нефти на уровне минувшего года необходимо существенно наращивать объемы бурения. Например, в 2015 году добыча нефти в нашей стране увеличилась на 1,3%, а бурение – на 10%, в 2016 м рост составил 2% и 12% соответственно. Так, «Роснефть» увеличила добычу углеводородов в 2016 году на 4%, бурение – на 35%. В свою очередь, «Сургутнефтегаз» нарастил производство на 0,2%, а бурение – на 7%.

С 2018 года разработчики российских месторождений, в которых остаточные запасы нефти превышают 150 млн т, а степень обводнения превышает 90%, получают налоговые льготы в виде снижения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) вдвое. Обязательным условием для получения льгот является подтвержденный факт увеличения бурения в три раза. Соответственно, компании, разрабатывающие месторождения, отвечающие этим условиям, будут стремиться наращивать объемы проходки.

Если прогнозировать с учетом парка буровых, имеющегося в России, и его изношенности, то перспективы у нас тоже достаточно неплохие. Сейчас в нашей стране работает чуть более тысячи буровых установок. Порядка 70% из них физически и морально устарело. Безусловно, проводится их реконструкция и модернизация, но современные стандарты и технологии бурения диктуют их полную замену. От этого зависит скорость и эффективность проходки, оперативность мобилизации бурового оборудования, а соответственно, и сроки строительства скважин.

ФАКТЫ

7 мобильных установок грузоподъемностью 200 т было поставлено в 2013 г. для ООО «Газпром бурение»

1,5-2 года столько времени нужно ООО «Уралмаш НГО Холдинг», чтобы начать выпуск полностью российских машин

Достаточно сказать, что сегодня в России мы наблюдаем тенденцию увеличения средней глубины новых скважин с 2008 года на 10%, а также наращивания объемов горизонтального бурения с того же времени в три раза. Это указывает на растущую потребность в использовании новых, более тяжелых мобильных буровых установках грузоподъемностью 200–250 т, а также стационарных и кустовых грузоподъемностью 250–400 т.

Конечно, позволить себе обновление парка буровых могут далеко не все. Более мелкие игроки вынуждены заниматься ремонтами и модернизацией, так как на покупку нового оборудования у них просто не хватает средств. Так, с 2013 года объем российского рынка буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения снизился на 40%, до уровня 2009–2011 годов. С другой стороны, наблюдается увеличение объемов рынка узлов и ЗИП (запасных частей, инструментов и принадлежностей) к буровому оборудованию – с 2012 года рост составил около 22%.

Позволить себе закупать новые буровые установки сегодня могут только крупные компании, в первую очередь такие, как «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», в составе которых есть собственные буровые подразделения. Например, «Сургутнефтегаз» всегда, как только возникает какой-то кризис, закупает новые буровые. А буровикам, которые «на вольных хлебах», сейчас значительно тяжелее.

Между тем основные перспективы развития нашего холдинга связаны главным образом с широкомасштабным выходом отечественных нефтегазовых компаний в Восточную Сибирь и на континентальный шельф России. Поэтому, планируя свое развитие, мы во многом ориентируемся на будущие потребности именно Группы «Газпром» ●

Keywords: drilling equipment, drilling rigs, drilling, import substitution, metal, components.

РЕКЛАМА



INNOPROM



JAPAN
Partner Country 2017

БОЛЬШАЯ ИНДУСТРИАЛЬНАЯ НЕДЕЛЯ

ТЕМА: **УМНОЕ ПРОИЗВОДСТВО**

10-13 июля 2017, г. Екатеринбург



Международная промышленная выставка в России



Делегации бизнеса и власти из **95** стран мира



640 промышленных компаний-экспонентов из **20** стран мира



150 деловых мероприятий



50 000 кв метров



50 000 посетителей: профессиональная аудитория – **60%**

ОБОРУДОВАНИЕ НАЦИОНАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ В РОССИИ БУДУТ СОЗДАНЫ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОФФШОРНОГО БУРЕНИЯ

СОЗДАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ РОССИЙСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ – ОДНО ИЗ КЛЮЧЕВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ТЭК СТРАНЫ, И ПРОИЗВОДСТВО ТАКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ИМЕННО В РОССИИ – ВАЖНЕЙШАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ ЗАДАЧА. В МАРТЕ 2017 Г. В МОСКВЕ СОСТОЯЛОСЬ ПОДПИСАНИЕ СОГЛАШЕНИЯ, КОТОРОЕ ЭКСПЕРТЫ НАЗЫВАЮТ БЕЗ ПРЕУВЕЛИЧЕНИЯ ЭТАПНЫМ ДЛЯ РАЗВИТИЯ В СТРАНЕ ОФФШОРНЫХ ПРОГРАММ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА. КОМПАНИИ-ЛИДЕРЫ В СВОИХ НАПРАВЛЕНИЯХ – «УРАЛМАШ НГО ХОЛДИНГ», «СИМЕНС» И «ЭЛЕКТРОПРОМ» – ДОКУМЕНТАЛЬНО ЗАКРЕПИЛИ ПАРТНЕРСТВО В ОБЛАСТИ СОЗДАНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ОФФШОРНОГО БУРЕНИЯ, В Т.Ч. В РАЙОНАХ С КРАЙНЕ ТЯЖЕЛЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ УСЛОВИЯМИ.

CREATION OF MODERN RUSSIAN DRILL UNITS FOR WORKING OFFSHORE IS ONE OF THE KEY GROWTH DIRECTIONS OF THE FEC (FUEL AND ENERGY COMPLEX) OF THE COUNTRY, AND MANUFACTURING OF SUCH EQUIPMENT NAMELY IN RUSSIA IS A CRUCIAL NATIONAL TASK. SIGNING OF AN AGREEMENT, WHICH THE EXPERTS CALL WITHOUT EXAGGERATION A LANDMARK ONE FOR DEVELOPMENT OF OFFSHORE PROGRAMS FOR OIL AND GAS EXTRACTION IN THE COUNTRY, TOOK PLACE IN MOSCOW IN MARCH, 2017. TOP COMPANIES IN THEIR AREAS – “URALMASH OIL AND GAS EQUIPMENT HOLDING”, “SIEMENS” AND “ELEKTROPROM” – FORMALIZED PARTNERSHIP IN THE SPHERE OF CREATION OF DRILL UNITS FOR OFFSHORE DRILLING, INCL. IN THE REGIONS WITH SEVERE CLIMATIC AND OPERATING CONDITIONS.

Ключевые слова: буровое оборудование, буровые установки, соглашение, сотрудничество, шельф, климатические риски, бурение на шельфе.

Руководитель ООО «Сименс» (головная компания Siemens AG в России, Беларуси и Центральной Азии) Дитрих Мёллер, будучи хозяином места подписания соглашения, заявил: «Это начало большой и плодотворной работы. Я уверен, что команда, которая объединяет трех таких партнеров, может создать высококачественное буровое оборудование не только для России, но и, надеюсь, для поставок на экспорт. Само собой разумеется, что это оборудование будет на высшем технологическом уровне».

Напомним, что «Сименс АГ» (Берлин и Мюнхен) – ведущий мировой технологический концерн, который ведет свою деятельность в более чем 200 странах и специализируется в таких областях, как электрификация, автоматизация и дигитализация. «Сименс» – один из крупнейших в мире поставщиков энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий. Предприятие является одним из ведущих производителей парогазовых установок для эффективного производства энергии, поставщиком решений для её передачи, пионером в области инфраструктурных решений, технологий автоматизации и программного обеспечения для промышленности.

Однако в новом партнерстве центральную производственно-технологическую роль призван сыграть «Уралмаш НГО Холдинг». Он выступает не только как создатель конечного оборудования (именно в его цехах будет формироваться облик каждой буровой установки с включениями элементов, создаваемых партнерами), но и как его поставщик покупателям – российским и зарубежным, поскольку на подписании были обозначены и перспективы экспорта создаваемого в партнерстве оборудования. Об экспорте, кстати, заявил именно руководитель «Сименса».

Более того, разработки и технологии «Уралмаш НГО Холдинг» являются фундаментальной

ФАКТЫ

В марте
2017 г.

«Уралмаш НГО Холдинг», «Сименс» и «Электропром» подписали соглашение о партнерстве по созданию шельфовых буровых установок

697 млрд руб

Объём инвестиций в российскую электроэнергетику в 2016 г.

основой для перспективных моделей оффшорных буровых установок. Вобрав в себя лучший конструкторский и производственный опыт советских школ бурового оборудования, холдинг создал крупнейший в России и один из ведущих в мире инжиниринговый центр, который с успехом ведет разработку и освоение в производство все новых и новых элементов бурового оборудования. В числе новинок от холдинга, например, система верхнего привода, которая была полностью разработана в России, выпускается и успешно работает в самых суровых условиях. Пример этот – более чем показательный, поскольку верхний привод – самый сложный и дорогостоящий элемент современной буровой установки.

Важно отметить, что развитием импортозамещения в отрасли бурового оборудования «Уралмаш НГО Холдинг» успешно занимается с момента своего создания, и на этом пути за 7 лет успел добиться весьма высоких показателей. Именно благодаря усилиям холдинга, безусловного национального лидера по разработке и созданию современных буровых установок, удалось не только остановить негативные тенденции, грозившие потерей внутреннего рынка бурового оборудования, но и переломить ситуацию на обратную.



Сегодня структуру внутреннего рынка бурового оборудования приводят как пример разумной политики укрепления национальной промышленной безопасности. При этом доля российского оборудования на нем неуклонно растет, в первую очередь благодаря усилиям, которые предпринимает «Уралмаш НГО Холдинг» по разработке и производству высококачественного (что также является безоговорочным рыночным условием развития) бурового оборудования.

И совершенно естественным на этом пути стало подписание соглашения, закрепившего намерение трех ведущих компаний приложить особые усилия в создание оффшорных буровых установок. Свои подписи под соглашением поставили генеральный директор «Уралмаш НГО Холдинг» Юрий Карпов, генеральный директор «Электропрома» Борис Абрамов и президент «Сименс» в России Дитрих Мёллер.

Важно отметить, что инжиниринговая компания «Электропром» уже давно специализируется в области разработки и производства автоматизированных электроприводов для различных отраслей промышленности в России, в том числе и для наземных и морских буровых установок. В последние годы компания разработала, изготовила и поставила комплекс электроприводов с системой АСУ опорно-подъемного устройства и систему подгрузки дизель-электрических станций для самоподъемной буровой установки «Арктическая»; а также комплект электроприводов главных механизмов бурового комплекса плавучей буровой установки ПБУ «Обская-1».

На первом этапе партнеры договорились подготовить план создания буровых комплексов с выпуском на российских производственных мощностях с проведением при необходимости полной локализации производства, в том числе

ФАКТЫ

Разработки

и технологии «Уралмаш НГО Холдинг» являются фундаментальной основой для перспективных моделей оффшорных буровых установок

до **700** тонн

грузоподъемность буровых установок производства «Уралмаш НГО Холдинг»

особых элементов механического и электротехнического оборудования, используемого на морских буровых установках. Предполагается, что задействованы будут производственные площадки всех партнеров.

Участники соглашения рассчитывают на то, что совместный проект будет успешным. Ожидается, что производимое оборудование будет поставляться в первую очередь российским добывающим компаниям. В числе потенциальных потребителей Юрий Карпов на церемонии подписания назвал «Роснефть», «Газпром», «Сургутнефтегаз».

«Подписанное соглашение является новой ступенью в сотрудничестве между нашими компаниями. Эта работа планируется как развитие совместного многолетнего положительного опыта по созданию современных наземных буровых установок для арктических условий России. Одним из совместных значимых проектов стал проект по оснащению электроприводами уникальных буровых установок Арктика, которыми разбуривается Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение для компании НОВАТЭК. Эти установки за время работы зарекомендовали себя высокоэффективными и надежными в сложных климатических условиях Арктики», — отметил Юрий Карпов.

Генеральный директор «Электропрома» Борис Абрамов также отметил важность объединения усилий: «В России существуют производственные комплексы, которые в сотрудничестве с ведущими мировыми производителями могут создать буровую платформу. Мы сегодня объединяем свои усилия в России для создания вот такого технологического центра, и я уверен, что мы справимся с этой задачей».

«Сотрудничество с такими ведущими компаниями в области нефтегазового оборудования как «Уралмаш НГО Холдинг» и «Электропром» открывает для нас новые возможности. Уверен, вместе с российскими партнерами нам удастся наладить производство современного бурового оборудования для проектов, реализуемых в сложных климатических условиях. Планируемая совместная работа будет нашим общим вкладом в российское машиностроение, развитие которого является одним из основных приоритетов экономики страны», — отметил Дитрих Мёллер.

Он также заявил: «Локализация производства установок для оффшорного бурения — так сказать, еще один технологический вызов для нас. Потому что речь идет о создании оборудования для работы в очень тяжелых климатических условиях. Мы надеемся, что вместе с нашими надежными партнерами — «Уралмаш НГО Холдинг» и «Электропром» мы все задачи решим. Подписание данного партнерского соглашения — действительно важный стратегический шаг для «Сименса». Мы также связываем с этим соглашением определенную загрузку нашего завода «Сименс Электропривод» в Санкт-Петербурге. Надеемся на получение

ФАКТЫ

Создание

современных российских буровых установок — одно из ключевых направлений развития ТЭК страны

В **1976** г.

«Уралмашзавод» выпустил первую полупогружную буровую установку (ПБУ) «Уралмаш-6500 ПЭМ».

большого числа заказов от российских заказчиков, в частности от «Роснефти», «Газпрома», «Сургутнефтегаза», «НОВАТЭКа».

Юрий Карпов поддержал коллегу: «Наше очень плотное сотрудничество с компаниями «Сименс» и «Электропром» длится уже немало лет. Мы хорошо знаем друг друга, выпустили совместно большое количество установок для бурения, у нас большое доверие друг к другу. Подписанное соглашение подтверждает, что мы и дальше собираемся сотрудничать и развивать производство все более совершенной буровой техники для наших заказчиков. У меня нет ни толики сомнений, что у нас все получится. Мы сделаем хорошую качественную технику для освоения шельфовых месторождений».

За этими словам руководителя ведущего национального производителя бурового оборудования — большой путь инвестиций, разработок, модернизации производственно-технологических линий на предприятиях холдинга.

Важно напомнить, что у холдинга уже есть успешный опыт инновационных разработок совместно с «Сименсом» и «Электропромом». Например, в партнерстве с этими компаниями «Уралмаш НГО Холдинг» создал новую модель уникальной буровой установки «Арктика», которая успешно работает на Южно-Тамбейском месторождении.

В новом проекте перед холдингом и его партнерами стоит еще одна о сути новая инновационная задача по созданию национального бурового комплекса для оффшорных работ. Каждый из партнеров обладает немалым количеством собственных разработок и технологий, которые они вносят в новое сотрудничество, создавая тем самым необходимый блок базовых технологий и компетенций ●

Keywords: *drilling equipment, drilling rigs, agreement, cooperation, shelf, climatic risks of offshore drilling.*



КАЧЕСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ В ОБЛАСТИ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЗВОЛЯЕТ НАЙТИ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ, КОТОРЫЕ С ТРУДОМ ПРЕОДОЛЕВАЮТСЯ ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ. К ТАКИМ ПРОБЛЕМАМ МОЖНО СМЕЛО ОТНЕСТИ ОРГАНИЗАЦИЮ РЕГУЛЯРНЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ОСМОТРОВ ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ. КАК СОВЕРШЕНСТВУЮТ ЭТОТ ПРОЦЕСС В ТРУБНОЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ?

THE USE OF MODERN APPROACHES IN THE FIELD OF INFORMATION TECHNOLOGIES MAKES IT POSSIBLE TO FIND SOLUTIONS TO PROBLEMS THAT ARE DIFFICULT TO OVERCOME WITH TRADITIONAL METHODS. ORGANIZATION OF REGULAR AND HIGH-QUALITY INSPECTION OF EQUIPMENT AT A METALLURGICAL PLANT CAN BE REFERRED TO SUCH PROBLEMS. HOW IS THIS PROCESS IMPROVED IN TMK GROUP?

Ключевые слова: Трубная металлургическая компания, оборудование, информационные технологии, мобильные устройства, интеграторы.

Большая протяженность цехов, зависимость от человеческого фактора и сложность контроля работ являются причиной того, что осмотры выполняются не всегда регулярно, а это в конечном итоге сказывается на надежности работы оборудования. Кроме того, при традиционном подходе обходчик фиксирует обнаруженные дефекты в бумажном журнале, и эти данные не попадают в информационные системы для последующего анализа и планирования.

Какие возможности появляются, если вооружить обходчиков мобильными устройствами, интегрированными с информационной системой предприятия?

- Обходчик получает сменное задание сразу на мобильное устройство, не требуется тратить время на его получение;
- Задание представлено в виде маршрута, который должен пройти обходчик, и перечня оборудования, которое он должен осмотреть. Выполняя обход,

обходчик считывает мобильным устройством NFC метку, закрепленную на оборудовании, и на экране появляются операции для выполнения, история ремонтов, перечень ранее обнаруженных дефектов. Одновременно на устройстве сохраняется и затем поступает в учетную систему факт считывания метки, что позволяет контролировать выполнение работ.

- Обходчик вводит данные о дефекте непосредственно с места его обнаружения, при необходимости он может сделать фотографию, которая также будет сохранена в системе.
- По окончании работы обходчик через мобильное устройство закрывает задание и получает новое.

Внедрение мобильных обходов было выполнено в сентябре 2016 года в трубоэлектросварочном цехе «Волжского трубного завода», входящего в состав Трубной металлургической компании. Решение было разработано на базе решения SAP Work Manager компанией Инновэй, уже имеющей солидный опыт реализации аналогичных проектов. Для выполнения обходов были выбраны устройства Motorola (Symbol) TC 70 и метки NFC NTAG203 RFID.

РЕКЛАМА

Эффекты от внедрения стали заметны уже в первые месяцы эксплуатации решения. Наладилось регулярное выполнение обходов и контроль за персоналом, в учетной системе стали накапливаться данные о замерах оборудования, дефектах и отказах. По результатам 6 месяцев эксплуатации в 3 раза повысилось количество выявленных дефектов и на 38% снизились аварийные простои оборудования.

«Анализ изменения параметров состояния оборудования позволит точно планировать ремонты и в перспективе перейти на обслуживание и ремонт оборудования по фактическому техническому состоянию. Это более выгодно не только с точки зрения снижения затрат, но и обеспечения надежности», – отметил начальник службы планирования технического обслуживания и ремонта «Волжского трубного завода» Евгений Юдин.

Заместитель Генерального директора ПАО «ТМК» по информационным технологиям Юрий Огурцов подчеркивает, что «применение таких технологий в производственных процессах заводов создает основу для перехода к цифровым технологиям, лежащим в основе предприятий будущего и Industry 4.0». На следующем этапе внедренные технологии позволят осуществить на предприятии концепцию промышленного



Интернета вещей, при которой различные промышленные устройства, такие как датчики и оборудование, объединены в сеть посредством использования сети Интернет для сбора и обмена данными. Это позволит не только повысить качество обслуживания оборудования, но и обеспечить переход к новой бизнес-модели его эксплуатации.

Учитывая результаты, полученные на пилотном участке, в 2017 году на «Волжском трубном заводе» было принято решение о тиражировании мобильных обходов на другие цеха завода, а руководство Трубной металлургической компании, в состав которой входит завод, рассматривает возможность внедрения решения на других предприятиях холдинга.

О Трубной металлургической компании

ТМК является крупнейшим производителем стальных труб в России и входит в тройку глобальных лидеров трубного бизнеса, с 2009 года занимая первое место в мире по объемам отгрузки трубной продукции. ТМК объединяет 27 предприятий, расположенных в России, США, Канаде, Румынии, Омане и Казахстане, и обладает самыми большими в мире мощностями по производству всего спектра стальных труб. Более подробная информация – на <https://www.tmk-group.ru>.

О «Волжском трубном заводе»

«Волжский трубный завод» – российское металлургическое предприятие, одно из крупнейших трубных предприятий России. Относится к трубным заводам «Большой восьмёрки». Специализируется на производстве труб. Входит в состав Трубной металлургической компании. Более подробная информация – на www.vtz.tmk-group.ru.

О компании «Инновэй»

Компания «Инновэй» работает на российском ИТ-рынке с 2004 г., является партнером SAP, и специализируется на разработке, внедрении, интеграции и сопровождении мобильных решений для бизнеса. Более подробная информация – на www.innoway.ru.

KEY WORDS: *Trubnaya Metallurgicheskaya Kompaniya, the equipment, information technology, mobile devices, integrators.*



КОМПЛЕКСНАЯ ГАЗОПОДГОТОВКА ДОСТУПНА ПРОФЕССИОНАЛАМ

СОВРЕМЕННАЯ ПОДГОТОВКА ГАЗА (MIDSTREAM) РАЗЛИЧНОГО ТИПА И ИСХОДНОГО КАЧЕСТВА – ЭТО ВСЕГДА КОМПЛЕКСНЫЙ ПРОЦЕСС, ПРИ КОТОРОМ ТРЕБУЕТСЯ В СОВОКУПНОСТИ ОБЕСПЕЧИТЬ УСТАНОВЛЕННЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗА ПО ЧИСТОТЕ, ВЛАЖНОСТИ, ТЕМПЕРАТУРЕ, ДАВЛЕНИЮ, РАСХОДУ И ДР. ОСОБЫМ ЭТАПОМ НЕПРЕРЫВНОГО ПРОЦЕССА ГАЗОПОДГОТОВКИ ЯВЛЯЕТСЯ КОМПРИМИРОВАНИЕ. КАК ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНАЯ ГАЗОПОДГОТОВКА НА СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.

MODERN GAS PREPARATION (MIDSTREAM) OF VARIOUS TYPES AND INITIAL QUALITY IS ALWAYS A COMPLEX PROCESS, IN WHICH IT IS REQUIRED IN AGGREGATE TO ENSURE THE SET DESIGN PARAMETERS OF THE GAS IN TERMS OF PURITY, HUMIDITY, TEMPERATURE, PRESSURE, FLOW RATE ETC. A SPECIAL STAGE IN THE CONTINUOUS PROCESS OF GAS CONDITIONING IS COMPRESSING. HOW COMPLEX GAS CONDITIONING IS CARRIED OUT AT MODERN ENTERPRISES.

Ключевые слова: газоподготовка, компримирование, попутный нефтяной газ

Карпенко Р.Ю.,
начальник
конструкторского отдела
ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»,

Бурцев К.А.,
руководитель департамента
проектирования
ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

Для сжатия газа до необходимого рабочего давления – в целях его транспортировки или подачи в газоиспользующее оборудование – применяются дожимные компрессорные станции, состоящие из одной или нескольких компрессорных установок. (фото 1)

Другие задачи решает специальное оборудование соответствующего назначения и модификации:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (фото 2);
- пункты подготовки топливного и пускового газа;
- системы комплексной подготовки попутного газа;
- системы комплексной подготовки природного газа;
- многомодульные установки подготовки газа.

Возможности пунктов, систем и установок подготовки газа рассмотрим на примерах реализации проектов Группы компаний ЭНЕРГАЗ.

ЭНЕРГАЗ – средоточие опыта

Выполнение всего комплекса газоподготовки – основная специализация Группы ЭНЕРГАЗ, которая начиная с 2007 года успешно реализовала более 120 таких проектов. Для них поставлено и введено в действие 243 технологические установки, которые обеспечивают транспортировку газа или действуют в сопряжении с разными видами газоиспользующего оборудования – газотурбинными и газопоршневыми установками, газоперекачивающими агрегатами, котельными и др.

В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» подготавливает газ различного типа на 42 месторождениях (попутный нефтяной газ, природный газ, газ дезанизации конденсата, газ из сеноманской воды).

Соответствующие агрегаты функционируют на 67 объектах добывающего комплекса. Это энергоцентры и электростанции собственных нужд, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, центральные нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки дезанизации конденсата, установки комплексной подготовки газа.

В электроэнергетике оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливным газом 60 современных энергоблоков (когенерационных, тригенерационных, парогазовых, простого цикла). Суммарная электрическая мощность этих энергоблоков составляет более 4 300 МВт.

Уникальный опыт эксплуатации технологических систем и модульных установок подготовки газа нарабатан при совместном использовании с газотурбинным оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki.

Специализация, проверенная временем

Компании ЭНЕРГАЗ, БелгородЭНЕРГАЗ, СервисЭНЕРГАЗ объединяет не только общий бренд. Наши предприятия имеют согласованные цели и задачи, которые достигаются через профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество модульных установок газоподготовки.



ФОТО 1. КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА В АНГАРНОМ (ЦЕХОВОМ) ИСПОЛНЕНИИ



ФОТО 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ОТСЕК БЛОЧНОГО ПУНКТА ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Надежная и эффективная эксплуатация технологического оборудования обеспечена сочетанием специального (индивидуального) проектирования и современного высококачественного производства, воплощенного на инжиниринговой и производственной площадке в Белгороде (фото 3 и 4).

Проектирование и производство ведется здесь по стандартам ISO 9001, согласно установленным в России правилам и нормативам. Оборудование разрабатывается с учетом области применения, условий эксплуатации, качества и состава исходного газа, типа и характеристик сопряженных агрегатов, особых проектных требований.

При разработке проекта мы проводим расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах по температуре, давлению

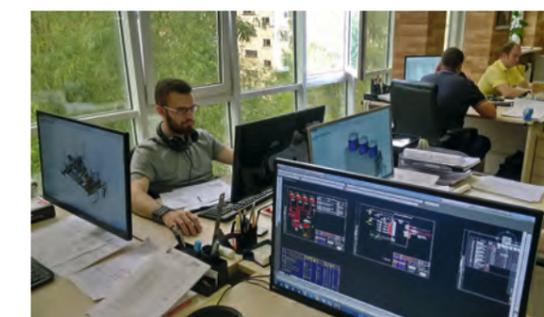


ФОТО 3. ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ – ВАЖНЫЙ ФАКТОР В ПРОИЗВОДСТВЕ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

и компонентному составу. В итоге, заказчику предлагаются несколько алгоритмов решения поставленных задач, из которых в процессе согласования выбирается оптимальный вариант – по степени сложности, срокам и стоимости реализации.

В зависимости от условий эксплуатации и окружающей среды установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» поставляются в

РЕКЛАМА



ФОТО 4. СБОРОЧНЫЙ ЦЕХ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ В БЕЛГОРОДЕ

контейнерном, ангарном (цеховом), арктическом исполнении, а также в легкосборном укрытии или на открытой раме.

Функциональные возможности оборудования газоподготовки

Приоритетное назначение оборудования газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» – фильтрация и учет газа. В то же время действующие системы и установки оснащены дополнительными узлами и



ФОТО 5. ДВУХСТУПЕНЧАТЫЕ КОАЛЕСЦИРУЮЩИЕ ФИЛЬТРЫ-СЕПАРАТОРЫ

элементами, которые значительно расширяют функциональные возможности основного оборудования и повышают эффективность технологических процессов.

Система фильтрации

Блок очистки газа обычно включает в себя две линии фильтрации с пропускной способностью 100% потока, или три линии с пропускной способностью по 50% потока каждая.

Газовые фильтры в каждом конкретном случае выбираются в зависимости от состава газа, количества механических примесей и жидких фракций в подаваемом на объект газе.

Большой частью в оборудовании газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» используются газовые фильтры двухступенчатой очистки (фото 5) со сменными фильтрующими элементами (картриджами). Такие фильтры обеспечивают высокую степень удаления капельной жидкости и механических примесей при расчетном перепаде давления. На входе фильтра самые крупные и тяжелые частицы оседают на дно. Затем газ проходит через две ступени фильтрующих элементов, которые задерживают даже самые мелкие частицы, так что в верхнюю часть фильтра газ поступает уже чистым. Такой метод фильтрации позволяет менять тип фильтрующих элементов или их комбинацию для оптимизации эффективности очистки при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей финишной очисткой фильтрующими элементами. Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа. В этой связи происходит конденсация жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В большинстве случаев эффективность очистки составляет

100% для твердых частиц не менее 3 микрон и капельной влаги не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет около 99%.

Фильтры оснащены датчиками и индикаторами контроля давления, перепада давления, уровня газового конденсата, а также продувочными и сбросными трубопроводами с предохранительными клапанами. Продукты очистки из накопителей фильтров-сепараторов в дренажную емкость сбрасываются автоматически. Уровень газового конденсата в фильтрах и в наружной накопительной емкости устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматического управления установки газоподготовки.

Для быстрого доступа к фильтрующим элементам, их очистки или замены предусмотрена надстройка укрытия над фильтрами с площадкой обслуживания и талыми для снятия верхних торцевых крышек фильтров.

Системы сепарации и осушки

При подготовке попутного нефтяного газа в состав оборудования зачастую включается сепаратор-пробкоуловитель, который осуществляет прием залповых выбросов жидкости и сглаживание пульсаций газовой смеси.

Дополнительно может устанавливаться адсорбционный осушитель газа. Такая мера необходима в том случае, когда возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

Узел учета газа

После очистки и осушки газ попадает в узел учета (фото 6), который может включать в себя одну или две измерительных линии измерительной способностью 100% потока и линию байпаса (в случае



ФОТО 6. УЗЕЛ УЧЕТА ГАЗА

одной измерительной линии или по требованию заказчика). По специальным требованиям узел учета газа может дополнительно комплектоваться линией малого расхода.

Коммерческий или технологический учет объема газа осуществляется путем измерений объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения измеренного объема к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Могут также использоваться ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термоанемометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители (flowcomputers).

Система учета газа выполняет следующие функции:

- регистрация величин объема, измеренного расходомерами по каждой измерительной линии;
- измерение температуры и абсолютного давления газа по каждой измерительной линии;
- вычисление коэффициента сжимаемости газа;
- вычисление коэффициента коррекции и величины объема газа при стандартных условиях;
- вычисление объемного расхода газа при рабочих и стандартных условиях;
- индикация измеренных и вычисленных физических величин на каждой линии на жидкокристаллических дисплеях корректоров объема газа;
- передача измеренных и расчетных данных с корректоров на систему управления установки газоподготовки и при необходимости в другие системы контроля;
- обработка аварийных сигналов и их ретрансляция на систему управления установки газоподготовки и при необходимости в другие системы контроля;



ФОТО 7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРЕВАТЕЛИ ГАЗА

- ведение архивной базы измеренных значений объема газа и журнала событий.

Узел подогрева газа

Для достижения проектной температуры газа в состав оборудования газоподготовки включается узел подогрева. Это могут быть подогреватели с промежуточным теплоносителем (при наличии внешнего источника тепла) или электрические нагреватели (фото 7). Установки «ЭНЕРГАЗ» также могут оснащаться собственными блочно-модульными котельными.

Для плавной регулировки мощности (или блокировки нагрева в аварийных ситуациях) в комплект поставки включается шкаф управления, оснащенный интерфейсом для связи с внешней АСУ ТП.

Система редуцирования

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки комплектуется узлом редуцирования.

В состав установки «ЭНЕРГАЗ» может входить многолинейная система редуцирования. Это необходимо для параллельного обеспечения топливным газом (с отличающимися параметрами по давлению) ряда объектов на одной производственной площадке.

Измерительное и аналитическое оборудование

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему

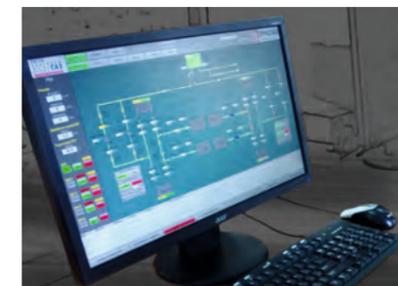


ФОТО 8. СХЕМА УПРАВЛЕНИЯ НА МОНИТОРЕ ARM ОПЕРАТОРА

встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например – потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа (калориметр). Калориметр определяет компонентный состав газа и проводит вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе.

Для измерения температуры точки росы газа по влаге и углеводородам в состав установки газоподготовки включается соответствующая система с устройством для отбора проб.

Системы управления и безопасности оборудования газоподготовки

Помимо систем жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция) установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно оснащаются системами безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

При подготовке низконапорного попутного газа (с давлением, близким



ФОТО 9. БЛОК ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ ГТУ-ТЭЦ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

к вакууму) также устанавливается система обнаружения кислорода – со специальным датчиком контроля содержания кислорода в газовом потоке.

Установки газоподготовки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления осуществляет подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима работы установки; контролирует технологические параметры; обеспечивает автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий с выдачей информации по стандартному протоколу обмена.

Для масштабных проектов подготовки газа Группа ЭНЕРГАЗ поставляет двухуровневые САУ газового хозяйства (САУ ГХ) или САУ газоснабжения (САУ ГС).

Нижний уровень – локальные САУ основного оборудования, входящего в систему комплексной газоподготовки, и релейные щиты автоматики вспомогательного оборудования. Верхний уровень – коммутатор для обмена информацией, автоматизированная рабочая станция с функциями сервера, шкаф управления, автоматизированное рабочее место оператора (фото 8), пульт аварийного останова.

САУ ГХ и САУ ГС оснащаются индивидуально разработанным программным обеспечением, а передача информации осуществляется по современным каналам связи и протоколам.

Примеры реализации проектов

Примеры проектов газоподготовки и газоснабжения, выполненных Группой ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе, электроэнергетике и других отраслях промышленности, дают достаточное представление о технологических особенностях и производственных возможностях представленного оборудования.

Блок подготовки попутного газа для энергоцентра «Уса» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

На Усинском нефтяном месторождении действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭС-25ПА мощностью 25 МВт.

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят три компрессорные

установки и блок подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Дополнительный функционал – подготовка топлива для котельной собственных нужд. С этой целью БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность БППГ – 2 260...21 684 кг/час (2 430...24 059 м³/ч).

Блочный пункт подготовки газа для ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС (ПАО «Квадра»)

На Новомосковской ГРЭС функционирует парогазовая установка мощностью 190 МВт. Основу энергоблока составляют: газотурбинная установка General Electric типа Frame 9E, паротурбинная установка Siemens SST PAC 600 и котел-утилизатор.

Подготовку топлива для ПГУ осуществляет блочный пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» марки

GS-FME-5000/12. Это комплексная технологическая установка с максимальной интеграцией элементов на единой раме. БППГ оснащен тремя линиями фильтрации газа, узлом коммерческого учета, системой для измерения температуры точки росы



ФОТО 10. СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО И ПУСКОВОГО ГАЗА ДЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ДКС «АЛАН»

газа по влаге и углеводородам с устройством отбора проб.

Производительность блочного ППГ составляет 60 000 м³/ч. После предварительной подготовки поток газа направляется в дожимную компрессорную станцию, которую также поставила и ввела в эксплуатацию Группа ЭНЕРГАЗ.

Система подготовки топливного и пускового газа для ДКС «Алан» (НХК «Узбекнефтегаз»)

На месторождении «Алан» в Узбекистане построена дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа, состоящая из двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 10).

СПТПГ марки GS-FHP-400/56 – это многофункциональная установка, предназначенная для очистки, нагрева и редуцирования газа. В её состав входят: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа – 99,98%), автоматическая система дренажа конденсата, электрические подогреватели, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Система подготовки газа размещена на открытой раме. Назначенный ресурс (срок службы) СПТПГ – 25 лет. Проект реализован в максимально сжатые сроки – проектирование, производство,

заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.

Шеф-инженерные работы, а также консультационное и техническое сопровождение проекта выполнили эксперты ООО «СервисЭНЕРГАЗ».

Система комплексной подготовки попутного газа на Западно-Могутлорском месторождении

На ЦПС Западно-Могутлорского нефтяного месторождения

«Аганнефтегазгеологии» действует система подготовки попутного газа, поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Это технологический комплекс (фото 11), в состав которого входят дожимная компрессорная установка винтового типа, адсорбционный осушитель газа, холодильная установка (чиллер), узел учета газа с расходомерами.

Специалисты Группы ЭНЕРГАЗ разработали этот



ФОТО 11. КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА ЦПС ЗАПАДНО-МОГУТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ФОТО 12. СИСТЕМА ГАЗОПОДГОТОВКИ ДЛЯ АВТОНОМНОЙ ГПЭС ЗАВОДА МИКРОЭЛЕКТРОНИКИ «АНГСТРЕМ-Т»

проект на основе инженерного решения, позволяющего при компримировании ПНГ достигать отрицательной температуры точки росы по воде

(-20°C). Еще одна особенность заключается в том, что осушка попутного газа осуществляется двумя методами: рефрижераторным и адсорбционным.

Всё оборудование расположено на единой площадке, размещено в отдельных всепогодных укрытиях (арктическое исполнение), режим работы в составе ЦПС – непрерывный. Система подготовки ПНГ последовательно выполняет осушку, тонкую фильтрацию, сжатие до 3 МПа, учет объема, охлаждение и закачку попутного газа в транспортный трубопровод.

Система комплексной подготовки природного газа для ГПЭС завода микроэлектроники (АО «Ангстрем-Т»)

Научно-производственный комплекс АО «Ангстрем-Т» оснащен автономным центром энергоснабжения – газопоршневой электростанцией (ГПЭС) электрической мощностью 36 МВт.

ГПЭС в составе пяти ГПУ Wartsila 16V34DF работает по тригенерационному циклу и обеспечивает предприятия необходимыми объемами электроэнергии, тепла и холода. Здесь же располагается новая котельная на базе 4 водогрейных котлов Buderus.

Топливо для ГПЭС и котельной поступает через систему комплексной подготовки топливного (природного) газа, которая последовательно выполняет предварительную фильтрацию, измерение расхода, тонкую очистку и компримирование газа.

Комплекс оборудования (фото 12) включает блок входных газовых фильтров, пункт учета газа, сепарационную систему, дожимную компрессорную станцию (из 2 агрегатов). Строительство и ввод системы газоподготовки осуществили специалисты Группы ЭНЕРГАЗ.

САУ газоснабжения энергоцентра «Ярега» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

На Ярегском нефтетитановом месторождении возводится энергоцентр собственных нужд на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная



ФОТО 13. МНОГОМОДУЛЬНАЯ УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА ЭТАПЕ ЦЕХОВОЙ СБОРКИ

электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 75 МВт, тепловая – 79,5 Гкал/ч. Топливом для энергоцентра «Ярега» является природный газ Курыно-Патраковского газоконденсатного месторождения.

Необходимое качество газа с проектными параметрами по чистоте, температуре и давлению обеспечит система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» в составе: блочный пункт подготовки газа, дожимная компрессорная станция из 4 агрегатов, входные электростанции подачи газа.

Полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления – САУ газоснабжения – обеспечивает контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования.

САУ ГС интегрирована в АСУ ТП энергоцентра. Внутренние и внешние соединения осуществляются при помощи сети Ethernet и протоколов S7-connection и Profibus.

Многомодульная установка подготовки газа для объектов УКПГИК Восточно-Уренгойского лицензионного участка (АО «Роспан Интернешнл»)

В сфере подготовки и компримирования газа ЭНЕРГАЗ наработал опыт, позволяющий выполнять сложные, масштабные проекты, среди которых производство и ввод в эксплуатацию многомодульных (многоблочных) установок подготовки газа.

Такие установки отличаются высокой производительностью – расходом подготавливаемого газа, и состоят из нескольких (до десяти) обособленных блок-боксов, которые при монтаже стыкуются между собой в единое блок-здание с общей кровлей.

Применяются на крупных генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а

также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо параллельно и непрерывно обеспечивать качественным газом (с отличающимися параметрами) несколько объектов основного и вспомогательного назначения.

Так, например, на Восточно-Уренгойском лицензионном участке АО «Роспан Интернешнл» (НК «Роснефть») многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 13) предназначена для обеспечения газом всех потребителей УКПГИК, а именно: газотурбинной электростанции, котельной, установки низкотемпературной сепарации, установки регенерации метанола, узлов входных шлейфов, дожимной компрессорной станции низконапорных газов, факельной установки и других объектов ●

Благодаря устойчивым партнерским и кооперационным связям в своем сегменте технологического оборудования Группа ЭНЕРГАЗ идет по пути дальнейшего профессионального совершенствования и наращивания уникального инженерного опыта – как сплоченная команда специалистов, полных энергии и веры в свои возможности по созданию новых эффективных проектов комплексной газоподготовки.



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

С 2017 года редакция журнала Neftegaz.RU увеличивает количество выпусков с 8 до 14. Четыре специализированных выпуска с названием Neftegaz.RU OFFSHORE будут посвящены вопросам освоения шельфовых месторождений



ТЕХНИЧЕСКАЯ
ДОСТУПНОСТЬ
РОССИЙСКОГО
ШЕЛЬФА

МОБИЛЬНЫЕ И
СТАЦИОНАРНЫЕ
МОРСКИЕ
ПЛАТФОРМЫ

ТЕХНОЛОГИИ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НА ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ
Neftegaz.RU
OFFSHORE

ISSN 2410-3837

[8] 2017

БУРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ.
ВОПРОСЫ
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ



Входит в перечень ВАК

ГК «КОРВЕТ» – НАСОСЫ ДЛЯ МАЗУТА И НЕФТИ

ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПЕРЕРАБОТКА ЭТИХ РЕСУРСОВ ТРЕБУЮТ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ. СОВРЕМЕННАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА И ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕПРОДУКТОВ НЕВОЗМОЖНА БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ, ЯВЛЯЮЩИХСЯ ОСНОВНЫМИ ОБЪЕКТАМИ НЕ ТОЛЬКО НЕФТЕБАЗ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ, НО И ТЕРМИНАЛОВ ПО ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ И СЫРОЙ НЕФТИ. ТЕХНОЛОГИИ В ЭТОЙ СФЕРЕ НЕ СТОЯТ НА МЕСТЕ: КАКИЕ РЕШЕНИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕТ ГК «КОРВЕТ»?

INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF HEAVY OIL DEPOSITS AND PROCESSING OF THESE RESOURCES REQUIRES SPECIAL TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT. MODERN TRANSPORTATION OF OIL PRODUCTS IS IMPOSSIBLE WITHOUT PUMPING STATIONS, WHICH ARE THE MAIN FACILITIES NOT ONLY AT OIL-BANKS AND OIL-STORAGES, BUT ALSO AT OIL PRODUCT AND CRUDE OIL TRANSPORTATION TERMINALS. TECHNOLOGIES IN THIS SPHERE DO NOT STAND STILL: WHICH NEW GENERATION SOLUTIONS AND EQUIPMENT ARE OFFERED BY "KORVET" GC?

Ключевые слова: транспортировка и перекачка нефтепродуктов, насосные станции, насосы для сверхвязкой нефти, добыча нефти.



Германов Алексей Викторович,
инженер ГК «КОРВЕТ»

Вот уже более 12 лет ГК «КОРВЕТ» успешно проектирует и производит насосы и насосные станции для перекачки нефтепродуктов: оседагональные, двухвинтовые и мультифазные.

Основной продукцией, выпускаемой группой компаний, являются оседагональные насосы модельного ряда УОДН, способные перекачивать вязкие и загрязненные взвешенными частицами жидкости:

- промышленные сточные воды;
- нефть и нефтепродукты;
- жидкости с высоким содержанием газа.

Такой широкий диапазон работы насосов обеспечивается уникальным профилированием рабочего колеса с винтовыми лопастями как постоянного, так и переменного шага, что дает возможность достичь в них высоких антикавитационных и энергетических качеств.

В активе предприятия тысячи выпущенных насосов разных модификаций, с производительностью 20...1000 м³/ч и напором 10...90 м.

Функции и области применения установок оседагональных насосов:

- перекачка нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, НПЗ, вспомогательные работы по перекачке, откачке и зачистке шламовых прудов и резервуаров;
- разогрев и слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн;
- разгрузка нефтеналивных барж;
- ликвидация разливов нефтепродуктов из резервуаров и нефтепроводов;
- откачка нефтепродуктов из заглубленных резервуаров;
- освобождение от перекачиваемого нефтепродукта магистральных нефтепроводов в случае их ремонта или аварийных работ;
- бункеровка топливозаправочных комплексов на морском и речном флоте.

Интеллектуальный потенциал предприятия позволяет постоянно проводить работы по совершенствованию серийно выпускаемой продукции, а также осуществлять разработку насосной техники нового поколения.

ГК Корвет в конце 2013 года вывела на рынок насосное оборудование **двухвинтовые насосы серии 2ВВ**, способные перекачивать жидкости с вязкостью до 3500 сСт.

РЕКЛАМА

Почему назрела такая необходимость?

Доля вязких и тяжелых нефтей составляет почти четверть общемировых запасов нефти и оценивается более чем в 810 млрд тонн. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России достигают 6-7 млрд тонн. 71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Вятском и Западно-Сибирском нефтегазовых регионах. Месторождения тяжелой нефти найдены в Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях и Республике Татарстан. Промышленное освоение и переработка этих ресурсов требуют специальных технологий и оборудования.

Винтовые насосы по принципу действия относятся к типу объемных, подача жидкости в них производится вращающимися винтами, находящимися в зацеплении. Перекачиваемая жидкость движется в корпусе насоса поступательно, и при равномерном вращении винтов обеспечивается непрерывная подача ее без завихрений и пенообразования.

Винтовые насосы отличаются надежностью действия, бесшумностью в работе и высоким КПД. Допустимое давление подаваемой жидкости определяется прочностью корпуса насоса, работоспособностью винтов и мощностью приводного двигателя.

В течение двух лет инженеры компании рассчитывали гидравлику насосов. В конечном результате

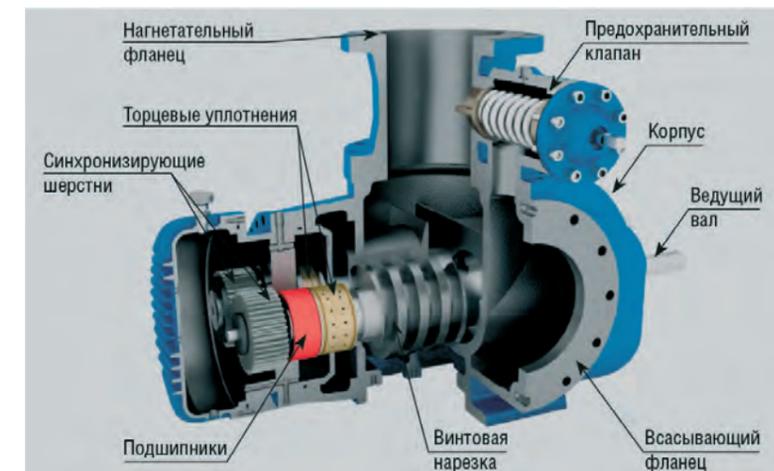


РИС.1. СХЕМА УСТРОЙСТВА ДВУХВИНТОВОГО НАСОСА

были рассчитаны 12 типоразмеров корпусов и около 60 типоразмеров винтовых пар, которые можно установить в тот или иной насос в зависимости от требуемых заказчиком характеристик.

Каждый двухвинтовой насос подбирается индивидуально. Основными критериями подбора являются вязкость жидкости, концентрация и размеры механических примесей, режим работы насоса, а также необходимые заказчику производительность и давление на выходе насоса.

В своей конструкторской работе по проектированию двухвинтовых насосов специалисты ГК «Корвет» используют опыт и разработки ведущих фирм мира, таких как Bornemann, Leistrits и др.

Основные части насоса:

- корпус насоса;
- винтовая пара, состоящая из ведущего и ведомого вала, с установленными на них при помощи шпоночного соединения винтовыми нарезками;
- синхронизирующие шестерни, служат для передачи вращения от ведущего вала ведомому и обеспечения постоянного зазора между винтами. Синхронизирующие шестерни находятся в камере, заполненной маслом;
- предохранительный клапан служит для защиты насоса и приводного двигателя от повреждений в том случае, когда давление в напорной магистрали по каким-либо причинам превышает допустимое;
- торцевые уплотнения, могут быть как одинарные, так и двойные.



Так, например, немецкий производитель Wagnemann использует в двухвинтовых насосах конструкторское решение по комплектованию проточными частями по принципу сборочных роторов. Наборный ротор позволяет за счет значительного увеличения высоты головки винта значительно уменьшить длину вала.

Чем короче расстояние между подшипниками, тем меньше вероятность деформации валов при высоких нагрузках на насос, так как снижается влияние изгибающего момента на внешнюю поверхность вала. Такая конструкция позволяет осуществить компактное исполнение самого насоса.

В нашей стране двухвинтовые насосы применяются на месторождениях с 90-х годов для перекачки водонефтегазовых смесей с изменяющимися потоками добычи нефти, изменяющимися объемами попутного газа и параметрами обводненности, требующими новых технологий. Именно эта ситуация заставила специалистов ГК «Корвет» заняться разработкой и применением **мультифазных насосов**, позволяющих гибко реагировать на меняющиеся условия добычи нефти на скважине.

Так как доля высоковязкой нефти с высоким содержанием попутного газа в общем объеме нефтедобычи возрастает, то применение мультифазных двухвинтовых насосов предполагает прекрасные возможности, а именно:

- возможность уменьшения давления на устье скважины;

- повышение производительности скважины;
- снижение нагрузки на скважинные насосы.

Это во многом продлевает срок эксплуатации насосов и в конечном итоге продлевает срок рентабельной выработки истощающихся месторождений.

В случаях внезапных изменений условий добычи нефти – притоков жидкости или пиковых повышений давления, применение мультифазных насосов является наиболее экономически выгодным. Оно сильно сокращает объем технологического оборудования. На месторождении не устанавливаются компрессоры, сепараторы, насосы для перекачивания нефти. Весь объем продукции из скважины (смесь воды, нефти, попутного газа) перекачивается по одному трубопроводу. Соответственно исключается факельное сжигание попутного газа. Экологическая нагрузка значительно снижается.

Отличительной чертой мультифазных насосов нашей разработки являются двухзаходные винты с маленьким ходом, имеющие большое количество шагов в рабочей зоне винта. Множество замкнутых камер позволяет постепенно сжимать газ, что способствует плавной работе при большой степени сжатия. Маленький ход также уменьшает радиальную силу, которая действует на винты.

Использование передовых конструкторских решений в разработке нового оборудования Группой Компаний «Корвет»

помогает создать отечественные насосы, способные заменить лучшие зарубежные аналоги по программе импортозамещения, а по совокупности «цена-качество» имеют преимущества перед зарубежными аналогами.

Воплотить идеи в жизнь помогает коллектив старейшего предприятия на Южном Урале – «Усть-Катавский вагоностроительный завод им. С.М. Кирова – филиал ФГУП «Государственный космический научно-производственный центр им. М.В. Хруничева».

Продукция ГК «Корвет» соответствует всем современным техническим требованиям, работает с высокой эксплуатационной надежностью и низкими издержками на техобслуживание и энергопотребление

ГК «Корвет»



456510, Челябинская область, Сосновский район, д. Казанцево, ул. Производственная, 9

Тел: +7 (351) 225-10-55

Факс: +7 (351) 225-10-57

E-mail: sales@oilpump.ru

www.oilpump.ru

Keywords: transportation and transfer of petroleum products, pumping stations, screw pumps, oil production.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

АВГУСТ 2017

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

10 – 12 августа

Международная выставка строительных, горных и водных технологий

Buildexpo Tanzania 2017

Объединенная Республика Танзания, Дар-эс-Саламе

23 – 25 августа

Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий

Cipre (Shanghai) 2017

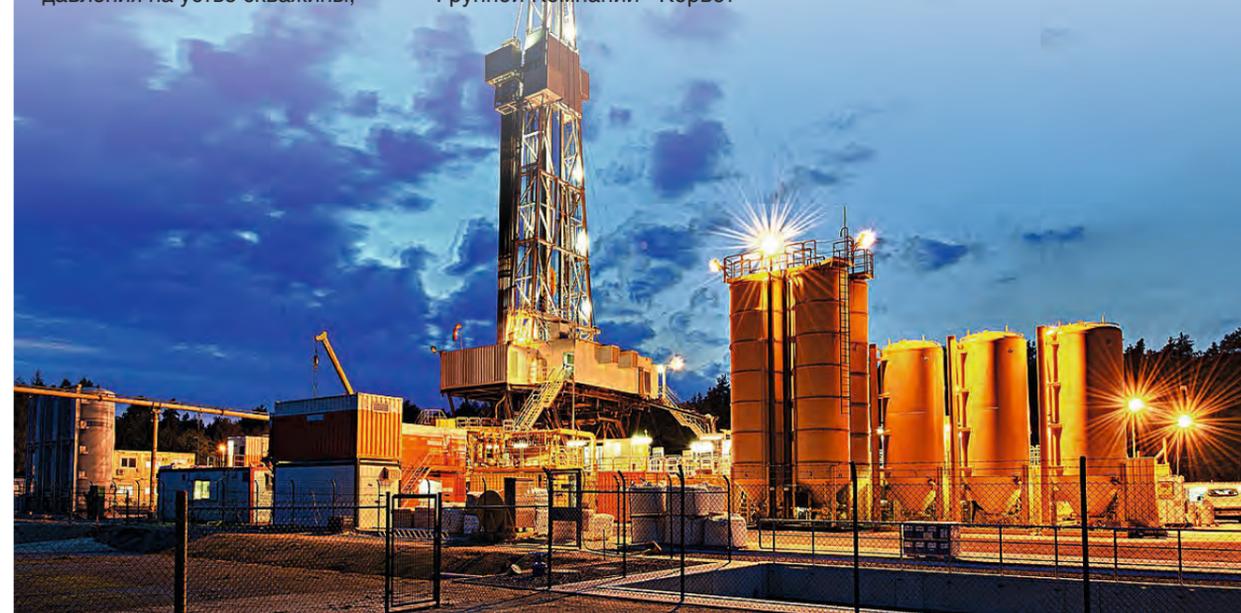
Китай, Шанхай, Shanghai New International Expo Centre (SNIEC)

29 – 31 августа

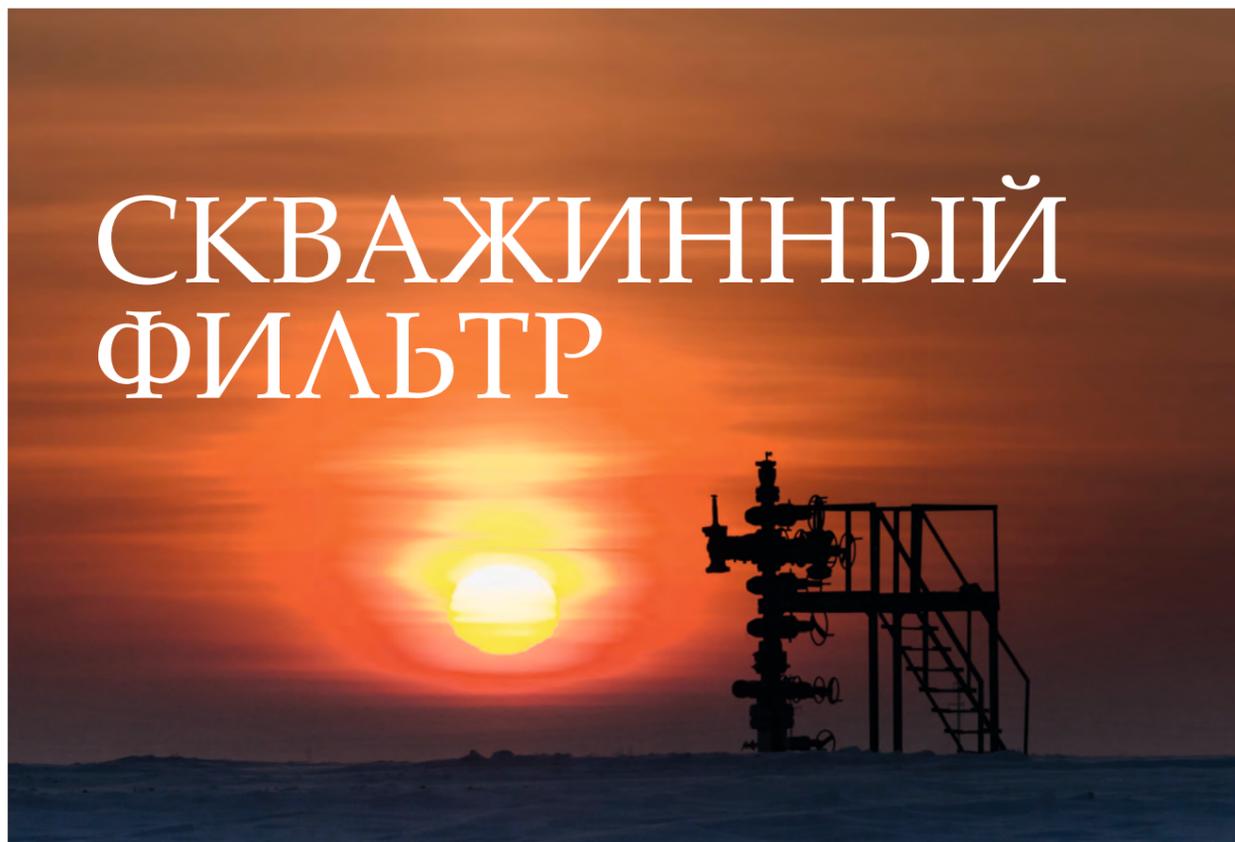
Международная выставка горнодобывающей промышленности

Aimex 2017

Австралия, Сидней, Sydney Showground (Olympic Park)



СКВАЖИННЫЙ ФИЛЬТР



Третьяк Александр Яковлевич,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой НТИТ,

Попов Виктор Владимирович,
д.т.н., профессор,

Богуш Илья Александрович,
д.г.м.н., профессор,

Щвец Виталий Викторович,
аспирант,

Кокарев Максим Олегович,
магистр,
Южно-Российский
государственный
политехнический
университет
(Новочеркасский
Политехнический
Институт)
им. М.И. Платова

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ФИЛЬТРОВ, ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ. ОБОЗНАЧЕНЫ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ФИЛЬТРОВ РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО ОСНОВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ НАШЛИ ТРИ ТИПА ФИЛЬТРОВ: СПИРАЛЬНО-ПРОВОЛОЧНЫЕ ФИЛЬТРЫ ТИПА «JOHNSON» ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ, ШТАМПОВАННЫЕ ФИЛЬТРЫ С МОСТООБРАЗНЫМИ ОТВЕРСТИЯМИ И ЩЕЛЕВЫЕ ФИЛЬТРЫ. ИЗЛОЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ КОЛЬМАТАЦИИ ФИЛЬТРОВ. РАССМОТРЕНЫ МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВОДЫ. ОПИСАН САМООЧИЩАЮЩИЙСЯ СКВАЖИННЫЙ ФИЛЬТР И ЕГО КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ.

THE ARTICLE GIVES THE MAIN TYPES OF FILTERS USED IN PRODUCTION CONDITIONS. THE MAIN FACTORS ARE OUTLINED WHICH ARE CONSIDERED IN THE MANUFACTURE OF FILTERS OF VARIOUS DESIGNS. IT IS SHOWN THAT THREE TYPES OF FILTERS ARE MAINLY APPLIED: SPIRAL-WIRE FILTERS OF "JOHNSON" TYPE MADE OF STAINLESS STEEL, STAMPED FILTERS WITH BRIDGE-LIKE HOLES AND SLOTTED FILTERS. THE MAIN REASONS FOR FILTER CLOGGING ARE PRESENTED IN THE ARTICLE. METHODS FOR IMPROVING WATER QUALITY ARE EXAMINED. A SELF-CLEANING BOREHOLE FILTER AND ITS DESIGN FEATURES ARE DESCRIBED.

Ключевые слова: кольматация, жесткость воды, самоочищающийся скважинный фильтр, омагничивание воды, силы Лоренца.

Целью сооружения нефтяных, газовых и гидрогеологических скважин является получение устойчивого дебета в течение длительного времени.

Выбор фильтра является основным этапом во всем цикле строительства скважин. В связи с этим проблема обоснования параметров фильтров при проектировании скважин является весьма актуальной, также, как и проблема использования качественных фильтров, изготовленных в заводских условиях.

Массовое применение в нашей стране нашли два типа фильтров: проволочные и сетчатые фильтры на перфорированном трубчатом каркасе из углеродистой стали. Недостатки таких фильтров очевидны – это химическая коррозия металлического каркаса, усугубляемая электрохимической коррозией конструктивных элементов из-за наличия разноименных металлов, двойная фильтрующая поверхность и неопределенная из-за этого скважность, непостоянство меж-проволочного зазора при намотке проволоки круглого сечения, склонность к механической закупорке щелей за счет формы входного отверстия и др. Продукты коррозии фильтров вносят значительный вклад в их кольматацию. Существенным является то, что указанные фильтры производятся в условиях механических мастерских буровых компаний. Тем не менее применение таких фильтров в проектах и на практике продолжается и в настоящее время, так как поставки качественных импортных фильтров являются проблемой из-за высокой их стоимости [1-3].

Конструктивно основное применение в мире нашли три типа фильтров: спирально-проволочные фильтры типа «Johnson» из нержавеющей стали, штампованные фильтры с мостообразными отверстиями, выполненные из углеродистой стали с антикоррозионным покрытием или из нержавеющей стали и щелевые фильтры (рис. 1).

Показатели качества перечисленных фильтров – это одинарная фильтрующая поверхность, фиксированный размер щели и некоррозионные материалы. Признанным лидером является фильтр типа «Johnson», обладающий максимальной скважностью (15-40%), идеальной формой

входных отверстий и широким диапазоном размеров щелей (от 0,2 до 3,0 мм). Значительно меньшим диапазоном размеров щелей обладает фильтр с мостообразными отверстиями – минимальный размер щелей составляет 1,0 мм, что ограничивает область его применения. Скважность таких фильтров изменяется от 8 до 25%. Минимальной скважностью (7–12%) обладают щелевые фильтры, что диктуется соображениями их прочности. Размер щелей варьируется от 0,3 до 3,0 мм [4-6].

Говоря о выборе типа фильтра, следует учитывать многие факторы, главными из которых являются прочность фильтра,

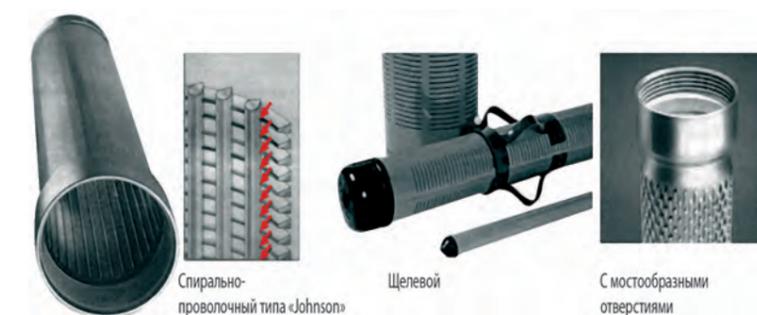


РИС. 1. Типы фильтров

долговечность и его скважность. Прочность фильтров не вызывает вопросов, так как она может варьироваться за счет толщины металла (штампованные фильтры) или размеров профиля проволоки и стрингеров в фильтрах типа Johnson». Как правило, прочность фильтров гарантирует производитель, которому следует лишь указать глубину его установки.

Долговечность фильтра является главным показателем качества сооружения скважин. В настоящее время известно несколько сотен конструкций различных фильтров, которые качественно выполняют свое основное назначение – фильтруют жидкость, в том числе нефть, но при этом через некоторый промежуток времени теряют свою пропускную способность, то есть колы датируются. Фильтры гидрогеологических скважин в 80% случаев кольматируются катионами солей жесткости кальциево-карбонатного класса. Фильтры нефтяных скважин кольматируются чаще всего парафино-смолистыми веществами.

В настоящее время известно большое количество фильтров

различной конструкции, но все они имеют главный недостаток – в процессе эксплуатации происходит кольматация фильтрующей поверхности фильтра [7, 8].

В истинно растворенном состоянии в растворе находятся минеральные соли, обогащающие воду ионами, их источниками являются природные залежи известняка, гипсов и доломитов. Жесткость воды обусловлена наличием в ней солей кальция и магния. Жесткость природных вод не является вредной для здоровья, а скорее наоборот, так как кальций способствует выводу из организма кадмия, отрицательно влияющего на сердечнососудистую систему.

Однако повышенная жесткость делает воду непригодной для хозяйственно-бытовых нужд, поэтому согласно ГОСТ 2874-82, норма общей жесткости составляет 7 мг-экв/л, а допустимая величина – 10 мг-экв/л.

Одним из традиционных способов улучшения качества воды является использование ионообменных смол, когда ионы натрия, находящиеся в смоле, замещаются на ионы кальция и магния, растворенные в воде но, к сожалению, процесс регенерации сопровождается побочным эффектом: в умягченной воде повышается содержание натрия. Можно использовать обратноосмотические мембранные установки, но они снижают содержание всех солей сразу. Альтернативным способом борьбы с отложениями бикарбонатов кальция и магния является магнитная обработка воды [9, 10, 11].

Сущность метода магнитной обработки состоит в том, что при пересечении водой магнитных силовых линий катионы солей жесткости выделяется не на поверхности фильтра, а в массе раствора.

УДК 622.24

Механизм образования зародышевых кристаллов под действием магнитного поля происходит следующим образом. Магнитное поле оказывает на диполи воды ориентационно-поляризующее действие, в результате чего происходит изменение структуры воды, заключающееся в изменении вида связи диполей воды между собой; возникает двойная водородная связь вместо одинарной.

Следствием этого является сближение гидратированных ионов Ca^{2+} и CO_3^{2-} и образование соответствующих сочетаний ионов, а в дальнейшем – молекул. Ионы Ca^{2+} и CO_3^{2-} , находящиеся в растворе, присоединяются к этим зародышевым молекулам, образуются местные уплотнения-пересыщения, которые в конечном итоге становятся центрами кристаллизации. Выпадение кольматантов на фильтрах скважин связано с нарушением химического равновесия в пласте и проходит при отборе подземных вод. Нарушение химического равновесия определяется десорбцией свободной углекислоты вследствие изменения ее парциального давления. Как правило, кольматант многокомпонентный, в его составе присутствует кальцит $Ca(CO_3)$, сидерит $Fe(CO_3)$, магнезит $Mg(CO_3)$, пирит FeS_2 , пиролюзит MnO_2 и другие труднорастворимые соединения, которые забивают фильтрующую сетку и фильтр выходит из строя.

Устранить отложения кольматанта, повысить удельный дебит скважин и интенсифицировать процесс отбора флюида через фильтр гидрогеологических скважин возможно за счет новых конструкций фильтра.

Нами предложена конструкция самоочищающегося фильтра гидрогеологических скважин (рис. 2) и получен патент RU №2478775 [11]. Конструкция фильтра не имеет аналогов в практике изготовления фильтрующих элементов.

Самоочищающийся скважинный фильтр выполнен из немагнитного материала, например полиэтилена или пропилена, состоит из перфорированной трубы в виде автономных секций с фильтрующей поверхностью, прокладочных элементов (опорные стержни и витки шнура), верхних и нижних переводников

с расчетной коэрцитивной силой и напряженностью магнитного поля. Фильтр отличается тем, что фильтрующая поверхность выполнена в виде обмотки перфорированной части фильтра немагнитным капроновым профильным шнуром в виде трапеции, волн или синтетической тканевой сетки, кроме того, кольцевые постоянные магниты являются одновременно центраторами фильтра. Верхний переводник выполнен как левосторонний. Левая резьба на «голове» фильтра позволяет отсоединить эксплуатационную колонну от фильтра в случае необходимости и в дальнейшем разбурить его. Трапециевидный капроновый шнур наматывается на перфорированную трубу обратной стороной, т.е. меньшее основание трапеции касается каркаса фильтра. Расстояние между постоянными магнитами подбирается в зависимости от коэрцитивной силы и напряженности магнитного поля.

В результате анализа существующих типов магнитов и предварительного моделирования в качестве основы намагничивающей системы выбрана конструкция постоянных магнитов, имеющая четыре полюса.

При выборе расположения полюсов двух магнитов, размещенных друг над другом, учитывалась необходимость обеспечения их взаимодействия для создания магнитного поля в растворе, находящейся не только во

внутреннем диаметре постоянных магнитов, но и в той области трубы, где магниты отсутствуют. Пунктиром на рис. 3 показаны линии магнитного потока, замыкающиеся между полюсами постоянных магнитов.

На основании анализа литературных источников [3, 5], а также предварительного моделирования сделан вывод о том, что чем больше размер поперечного сечения кольцевых постоянных магнитов, тем большее значение напряженности магнитного поля будет достигнуто в его окружении. Таким образом, получены размеры поперечного сечения, согласно наложенным ограничениям: $a = 10$ мм, $b = 70$ мм.

При моделировании рассматривались два варианта материалов постоянных магнитов:

1. Магниты NdFeB (неодим-железо-бор) – редкоземельные магниты, отличающиеся высокими магнитными свойствами и низкой стоимостью. К недостаткам магнитов NdFeB относятся: относительно высокая температурная нестабильность, сильная подверженность коррозии. Для устранения последнего постоянные магниты неодим-железо-бор покрывают цинком, никелем, медью или комбинацией этих материалов.
2. Магниты на основе сплавов SmCo (самарий-кобальт) обладают комбинацией чрезвычайно высоких магнитных свойств: высокие значения остаточной магнитной индукции, коэрцитивной силы, а также высокая температурная стабильность и устойчивость к процессам коррозии. Недостатками магнитов SmCo являются их высокая стоимость и хрупкость. Основным отличительным параметром данных сплавов при моделировании магнитных полей

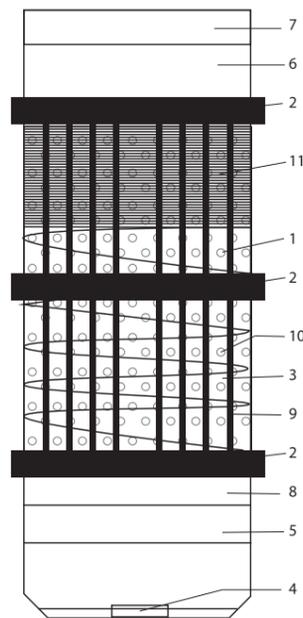


РИС. 2. Самоочищающийся скважинный фильтр 1 – немагнитная фильтровая труба; 2 – кольцевые магниты; 3 – перфорационные отверстия; 4 – промывочный клапан; 5 – отстойник фильтра; 6 – полиэтиленовая или пропиленовая труба; 7 – переводник под обсадную колонну; 8 – переводник под промывочный клапан; 9 – опорные немагнитные стержни; 10 – витки капронового или нейлонового шнура; 11 – фильтрующая обмотка из капронового, нейлонового шнура или синтетической тканевой сетки

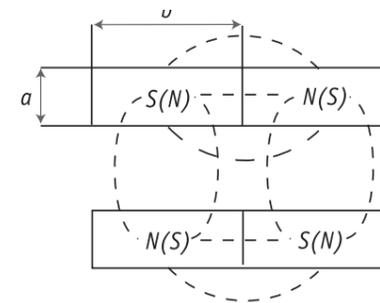


РИС. 3. Относительное расположение полюсов S, N магнитов.

является намагниченность, исходя из этого для изготовления фильтров были использованы постоянные магниты из сплава SmCo.

С целью оптимизации конструкции фильтра и его намагничивающей системы были выполнены экспериментальные исследования на лабораторной установке (рис. 4). Обработка воды осуществлялась в постоянном магнитном поле с напряженностью -320 кА/м.

Эффективность омагничивания воды, как принято в настоящее время считать, объясняется преимущественно воздействием силы Лоренца на ионы, поляризованные молекулы и коллоидные частицы, которое приводит к определенным структурным изменениям раствора.

Было установлено, что на плотность силы Лоренца могут оказывать существенное влияние ряд факторов, в числе которых пространственное распределение магнитной индукции, форма-фактор (геометрические размеры), концентрация и подвижность ионов и коллоидных частиц, профиль скоростей раствора, магнитные

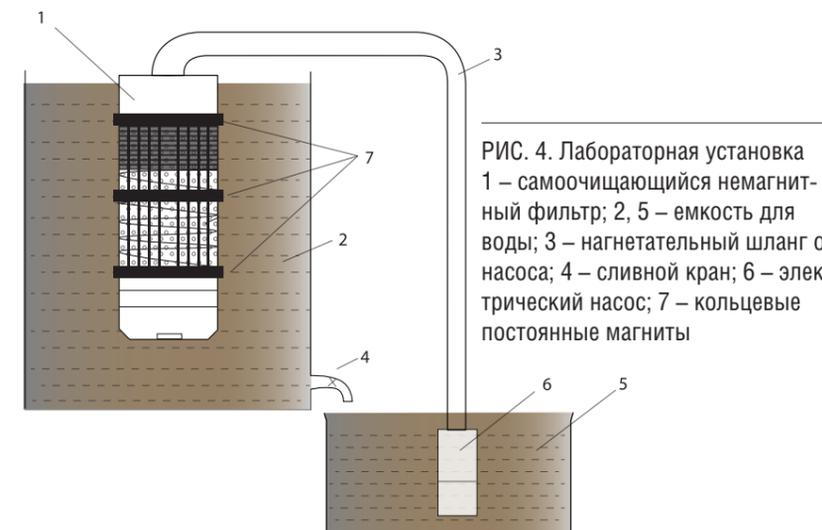


РИС. 4. Лабораторная установка 1 – самоочищающийся немагнитный фильтр; 2, 5 – емкость для воды; 3 – нагнетательный шланг от насоса; 4 – сливной кран; 6 – электрический насос; 7 – кольцевые постоянные магниты

свойства раствора и окружающей среды. Эффективность магнитной обработки зависит как от природы воды, ее концентрации, жесткости, температуры, величины pH, так и от режимов магнитной обработки – напряженности магнитного поля в зазоре, числа пар магнитных полюсов, пересекаемых потоком, скорости потока. Изменение одного из параметров приводит к изменению оптимальных значений других параметров.

Применение фильтров данной конструкции при сооружении скважин на нефть позволяет избежать выпадения и отложения асфальтенов и парафинов в пласте.

В результате выполнения экспериментальных исследований получены следующие результаты;

1. Разработан самоочищающийся скважинный фильтр, на котором смонтированы постоянные магниты из сплава SmCo.

2. Для обеспечения максимальной напряженности магнитного поля размер постоянных магнитов должен быть максимальным: $a = 70$ мм, $b = 70$ мм, а расстояние между магнитами – минимально.

3. Выполненное исследование по обоснованию конструкции фильтра и технологии омагничивания воды, поступающей в скважину через фильтр гидрогеологических скважин, не может претендовать на законченность, несмотря на решение целого комплекса вопросов. Работы в этом направлении необходимо расширять и перспективность их не вызывает сомнения, особенно при оборудовании скважин на нефть. Сведения, которыми сейчас располагает наука, позволяют утверждать, что изменение свойств воды и нефти под действием магнитного поля является одной из важнейших проблем современности и заслуживает самого пристального внимания и изучения. ●

ЛИТЕРАТУРА

1. Третьяк А.Я., Чихоткин В.Ф., Павлунишин А.П. Техника и технология сооружения гидрогеологических скважин. ЮНЦ РАН, 2006, 408 с.
2. Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. Недр 1976, 344 с.
3. Ansoft Maxwell 3D [Электронный ресурс] / Электрон, дан. – Москва: 2010. — Режим доступа: http://narod.ru/disk/9840402000/Maxwell_3D_v_11_full_book.pdf.html.
4. Bernal J.D., Fowler R.H. A theory of water and ionic solution with particular reference to hydrogen hydroxyl ions // Journal of Chemical Physics V. 1 (8), P. 515 (1933).
5. Арнольд Р.Р. Расчет и проектирование магнитных систем с постоянными магнитами. – М.: Энергия, 1969. – 184 с.
6. Третьяк А. Я., Бурда М. Л., Шайхутринов Д. В., Онофриенко С. А. Выбор оптимального магнитного поля с целью регенерации фильтров гидрогеологических скважин // Изв. Вузов Сев.-Кавк. Регион. Техн. науки – 2011. – № 4. – с. 121-124.
7. Coey J.M.D., Cass Stephen. Magnetic water treatment // Journal of Magnetism and Magnetic Materials, V. 209, P. 71-74 (2000).
8. Bunyakin A.V. Tree-level discrete quantum model of ideal water chain in and constant magnetic field // International Journal of Quantum Mechanics Research V.1, N 1 October 2013, P. 1-18. <http://acascipub.com/International%20Journal%20of%20Quantum%20Mechanics%20Research/Current%20Issues.php>.
9. Третьяк А.Я., Сидоренко П.Ф., Коваленко А.С. Раствор для вскрытия водоносного пласта// Изв. Вузов Сев.-Кавк. Регион. Техн. науки. – 2000. – № 3. – С. 94-96.
10. Коваленко А.С. Комплексная обработка буровых растворов физическими полями // Изв. Вузов Сев.-Кавк. Регион. Техн. науки. – 2003. – № 4. – С. 103-104.
11. Скважинный фильтр, патент на изобретение № 247877 РФ / Третьяк А. Я., Бурда М. Л., Леткевич Ю. Ф. Заяв. 04.05.2011, опубл. 10.04.2013, бюл. № 10.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ МАТЕРИАЛОВ УЭЦН

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭРОЗИОННОГО ИЗНАШИВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ УЭЦН И НАСОСНЫХ СТУПЕНЕЙ («ПРОМЫВ»). ПОКАЗАНО, ЧТО МЕХАНИЗМ ЭРОЗИОННОГО ИЗНАШИВАНИЯ ВКЛЮЧАЕТ ДЕФОРМАЦИОННОЕ ИЗНАШИВАНИЕ И МИКРОРЕЗАНИЕ. РАЗРАБОТАН СТЕНД ЦЕНТРОБЕЖНОГО ТИПА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ МАТЕРИАЛОВ УЭЦН С ПАРАМЕТРАМИ ОПЫТОВ: СКОРОСТЬ СТРУИ ЖИДКОСТИ 11 И 16 М/С; УГОЛ УСТАНОВКИ ОБРАЗЦОВ 45° И 90°; АБРАЗИВ-КВАРЦ F100, КОРУНД F100, F40, F24. ПОЛУЧЕНО, ЧТО НАИБОЛЬШЕЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ЭРОЗИОННОГО ИЗНАШИВАНИЯ ОКАЗЫВАЮТ СКОРОСТЬ АБРАЗИВНЫХ ЧАСТИЦ ПРИ СОУДАРЕНИИ С МАТЕРИАЛОМ, ИХ ТИП, РАЗМЕР И КОНЦЕНТРАЦИЯ. ВЫБОР МАТЕРИАЛА ДЛЯ НАСОСНЫХ СТУПЕНЕЙ ДОЛЖЕН ПРОИЗВОДИТЬСЯ КАК ПО АБРАЗИВНОЙ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ, ТАК И ПО КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛОВИЙ.

THE RESULTS OF THE STUDY OF EROSION WEAR OF ESP MATERIALS AND PUMP STAGES ("WASHOUT") ARE PRESENTED. IT IS SHOWN THAT THE MECHANISM OF EROSION WEAR INCLUDES DEFORMATION WEAR AND MICRO-CUTTING. A STAND OF A CENTRIFUGAL TYPE FOR TESTING ESP MATERIALS WITH EXPERIMENT PARAMETERS WAS DEVELOPED: THE VELOCITY OF THE LIQUID JET IS 11 AND 16 M/S; ANGLE OF INSTALLATION OF SAMPLES IS 45° AND 90°; ABRASIVE IS F100 QUARTZ, F100, F40, F24 CORUNDUM. IT WAS FOUND THAT THE SPEED OF ABRASIVE PARTICLES IN COLLISIONS WITH THE MATERIAL, THEIR TYPE, SIZE AND CONCENTRATION HAVE THE GREATEST IMPACT ON THE INTENSITY OF EROSION WEAR. THE SELECTION OF MATERIAL FOR PUMP STAGES SHOULD BE CARRIED OUT BOTH IN TERMS OF ABRASIVE WEAR RESISTANCE AND CORROSION RESISTANCE, DEPENDING ON OPERATING CONDITIONS.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), эрозионное изнашивание, «промыв», порошковые материалы, испытания материалов на износ, абразивные частицы

Смирнов Николай Иванович,
к.т.н., ст.н.с.
Института машиноведения РАН им. А.А.Благонравова, Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники

В процессе эксплуатации электропогружных центробежных насосов (УЭЦН) в пластовой жидкости, содержащей механические примеси, коррозионно-активные соединения, происходят процессы поверхностного разрушения, одним из которых является эрозионное изнашивание. Оно заключается в удалении материала деталей воздействием потока пластовой жидкости и наиболее часто встречается в насосных ступенях, газосепараторах, обратных клапанах, муфтовых соединениях

насосно-компрессорных труб и обозначается слэнговым термином «промыв». Механизм эрозионного разрушения деталей УЭЦН мало изучен, отсутствуют рекомендации по применению материалов в зависимости от перекачиваемой среды.

В настоящей работе проведены исследования механизма эрозионного разрушения материалов, влияния различных факторов на интенсивность изнашивания, получены расчетные зависимости. Также представлены результаты испытаний насосных ступеней на эрозионную стойкость.

Анализ «промыва» деталей

Для определения возможного механизма «промыва» исследовали направляющий аппарат из порошкового материала ПК70Д15, эксплуатировавшийся в составе

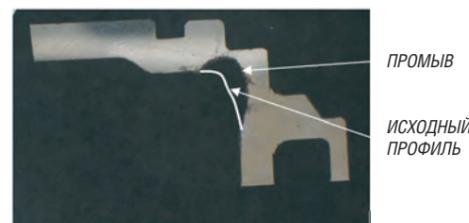


РИС. 1. ФРАГМЕНТ НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА С ПРОМЫВОМ

УЭЦН. Из него изготовили микрошлиф, рис.1. Пластовая жидкость предположительно содержала сероводород, а также проводилась кислотная обработка скважины. Анализировали структуру материала, рис. 2, на основе карты распределения элементов, полученной на растровом электронном микроскопе РЭМ «Hitachi S-3400N». На микрофотографиях видно, что поверхностный слой

УДК 622.276.53.054.23.621.67-83

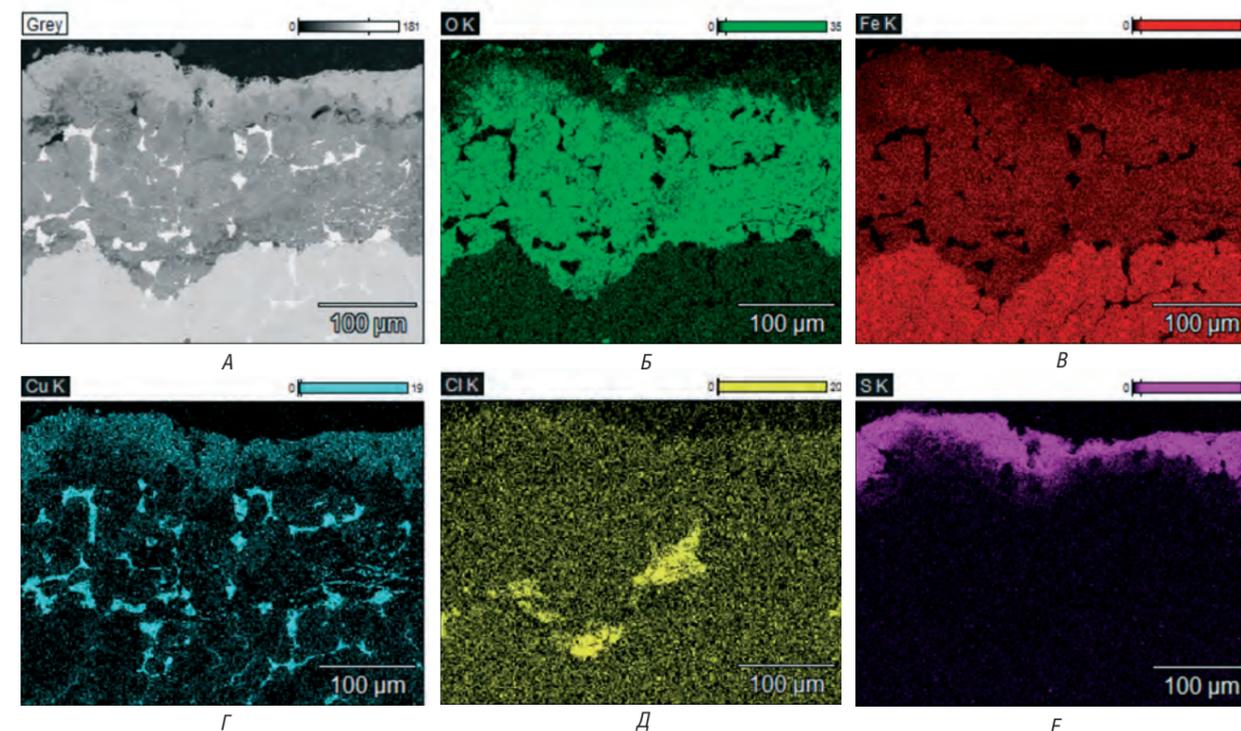


РИС. 2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ В ОБРАЗЦЕ ПК70Д15: А – ПОВЕРХНОСТЬ МАТЕРИАЛА; Б – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КИСЛОРОДА; В – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗА; Г – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕДИ; Д – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ХЛОРА; Е – РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СЕРЫ

содержит большое количество серы, а также медь. На границе слоя возникли межструктурные трещины. Следующий подслоя состоит из меди, сосредоточенной в порах, оксида железа. На границе подслоя с основным металлом видны скопления хлора, при этом возможно образование хлоридов меди и железа. По-видимому, ионы HCl диффундируют вглубь материала через поры и дефекты. Окисленный слой неравномерный, его толщина ~ 200-300 мкм.

Таким образом «промыв» направляющего аппарата в реальных условиях обусловлен одновременно воздействием потока пластовой жидкости с абразивом и химическим воздействием ионов различных соединений. Т.е. эрозионный процесс имеет двойственную природу: изменение массы вследствие ударов абразивных частиц Δm_1 и изменение массы вследствие химического воздействия Δm_2 , которое кроме того снижает прочность поверхностных пленок. Как известно из литературы, следует также ожидать фактора синергии процессов – Δm_3 . Общая удаленная

масса материала Δm равна сумме трех вышеприведенных членов.

$$\Delta m = \Delta m_1 + \Delta m_2 + \Delta m_3$$

Ниже более подробно остановимся на исследовании эрозионного износа, обусловленного действием абразивных частиц, т.к. этот вопрос в наибольшей степени интересует специалистов.

Множество факторов влияют на изменение массы при эрозии. Основными факторами, связанными с абразивными частицами, являются: скорость соударения V , угол соударения α , размер d_p , форма S_p , плотность ρ_p , твердость H_p , концентрация γ_p и т.д. Основные факторы, связанные с образцами материала или поверхностью удара, – это твердость H_0 , пластичность ϵ_0 и т.д. Функционально соотношение может быть выражено как,

$$\Delta m_1 = F(V, \alpha, d_p, S_p, \rho_p, H_p, \gamma_p, H_0, \epsilon_0, \dots)$$

Методика испытаний материалов

Для испытаний материалов на эрозионное изнашивание

в абразивосодержащей и коррозионно-активной среде в ИМАШ РАН им. А.А. Благонравова был разработан стенд, рисунок 3 [1,2], который использовали при выполнении настоящей работы. Отличительной особенностью испытательного стенда является однократное использование абразива. Это достигается путем отделения абразива от жидкости в гравитационном сепараторе. Таким образом, обеспечивается точность проведения эксперимента, а вспомогательный насос, перекачивающий жидкость, не подвергается износу. Используемые материалы стенда и аппаратура допускают проведение опытов с коррозионно-активной жидкостью при температуре до 80°C.

Стенд выполнен по принципу центробежного ускорителя с замкнутым контуром движения жидкости и состоит из станины 1 с испытательной камерой 2, электродвигателя с регулируемой частотой вращения, контейнера 3 для абразива, дозатора абразива 4, смесителя 5, расходомера 6, вспомогательного насоса 7, гравитационного сепаратора 8,

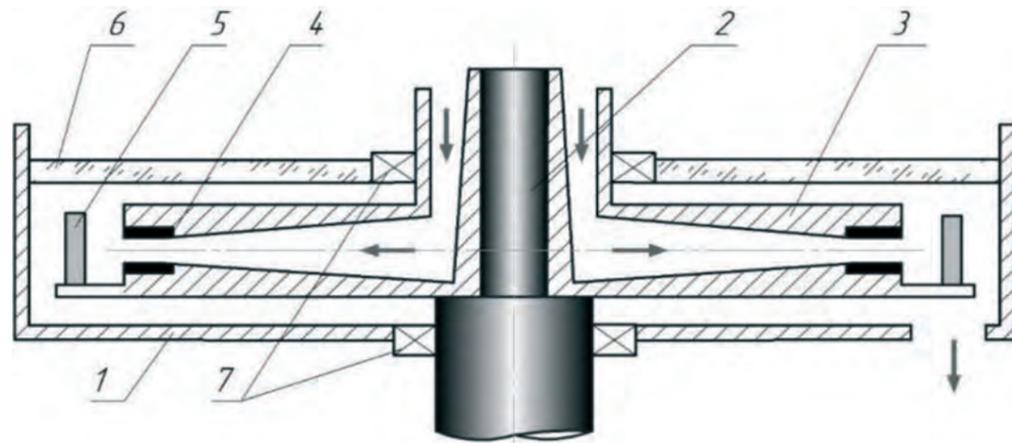


РИС. 4. СХЕМА ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ КАМЕРЫ (СТРЕЛКИ ПОКАЗЫВАЮТ НАПРАВЛЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ С АБРАЗИВОМ)

системы измерения и управления. До начала испытания бак сепаратора заполняют рабочей средой. С помощью вспомогательного насоса для химических сред жидкость подается в смеситель, где смешивается с абразивом. Скорость струи жидкости у образца определяют опосредованно через измерение расхода с помощью расходомера.

Абразив поступает с определенной скоростью из контейнера с дозатором в смеситель, где смешивается с водой и затем смесь попадает в ротор. При вращении ротора жидкость, под действием центробежных сил ускоряется в

каналах ротора и через сопла попадает под определенным углом на образцы, производя эрозионное разрушение их поверхности. После чего жидкость стекает из камеры по трубе в гравитационный сепаратор, где происходит осаждение абразивных частиц.

В испытательной камере 1, рисунок 4, находится вращающийся вал 2, на котором установлен ротор 3 с двумя (четырьмя) каналами и износостойкими соплами 4. Образцы 5 закрепляются на роторе напротив сопел под разными углами к струе жидкости. Камера

закрывается прозрачной крышкой 6. Уплотнения 7 предотвращают протекание жидкости в местах контакта с вращающимся ротором.

После опыта образцы взвешиваются, определяется изменение их массы. В качестве критерия износостойкости материалов при эрозионном изнашивании приняли интенсивность изнашивания I_3 [3]:

$$I_3 = \frac{\Delta m}{M_a}$$

где, I_3 – интенсивность изнашивания, г/г; Δm – изменение массы образца, г; M_a – количество абразива в опыте, г.

Задание величины скорости потока осуществляется регулированием производительности вспомогательного насоса стенда с помощью частотного привода. Скорость потока на выходе из сопла V [м/с] для двух сопел рассчитывается по расходу потока Q [м³/час] через калиброванное отверстие сопла диаметром d [м] по формуле:

$$V = \frac{4 * 10^6 * Q}{2 * \pi * d^2 * 3600}$$

Для получения достоверных результатов при проведении опыта необходимо обеспечить постоянство скорости потока из сопла и концентрацию абразива, поступающего из контейнера с дозатором в смеситель с водой. Концентрация абразива C [г/л] рассчитывается исходя из массы абразива M [г] и расхода жидкости Q [м³/час] в единицу времени t [ч] следующим образом:

$$C = \frac{M}{Q * t * 1000}$$

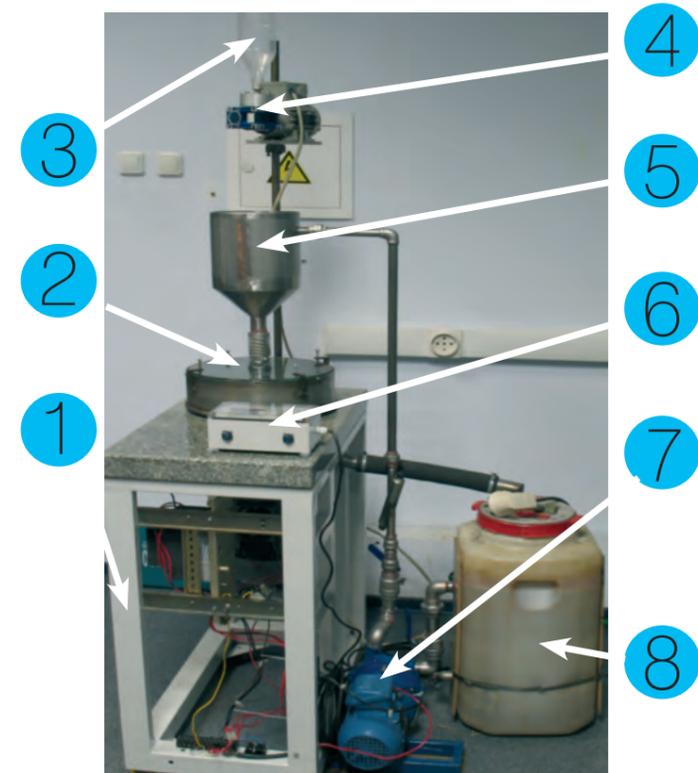


РИС.3 ОБЩИЙ ВИД СТЕНДА

ТАБЛИЦА 1

Номер	Марка материала	Микротвердость (HV ₁₀₀), кг/мм²
1	ПК70Д15	344±31
2	ПК90Н4МГ2КД15	505±59
3	ПК10Х16Н9Д20	270±15
4	ПК10Х7Н4Д20	410±32
5	Нирезист (ЧН16Д7ГХШ)	310±29
6	Нирезист 4	262±35
7	Нирезист (иностраннй)	333±42
8	Серый чугун	195±18

Свойства материалов образцов, абразива, условия опыта

Основными материалами при изготовлении насосных ступеней на практике являются: нирезист, порошковые материалы, серый чугун, полимеры. Образцы для испытаний на износ изготавливаются в виде прямоугольных пластинок размером 25x15x3мм. Шероховатость поверхности образцов (Ra) – 0,14 мкм. Исследовали наиболее

применяемые на практике для изготовления насосных ступеней материалы, таблица 1.

В качестве абразива использовали кварцевый песок или корунд различной дисперсности, микрофотографии которых представлены на рисунке 5. Форма частиц кварца округлая, корунда – остроугольная. Средний размер частиц кварца и корунда F100 – 180мкм, корунда F40 – 530мкм, корунда F24 – 850мкм.

Результаты испытаний материалов в абразивосодержащей жидкости

При эрозионном изнашивании деталей насосов имеет значение не только средние значения износа, отнесенные ко всей поверхности проточной части направляющего аппарата или рабочего колеса, но в первую очередь – максимальные износы, формирующие области «промыва». Для сравнения средних и максимальных величин рассчитывали показатель неравномерности износа k для разных углов атаки, исходя из формы области износа, ее площади и глубины:

$$k = \frac{h_{max}}{h_{cp}}$$

где, k – показатель неравномерности износа; h_{max} – максимальный износ, мкм; h_{cp} – средний износ, мкм.

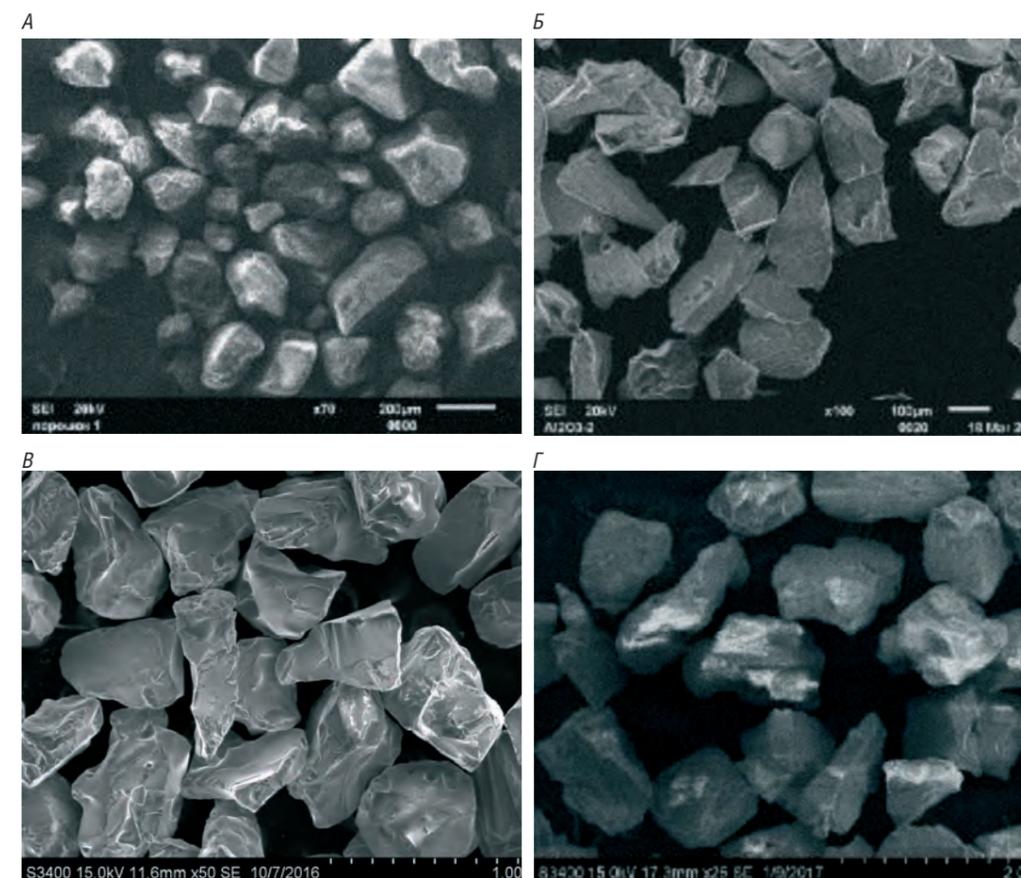


РИС. 5. ФОРМА АБРАЗИВА: А – КВАРЦ; Б – КОРУНД F100; В – КОРУНД F40, Г – КОРУНД F24 ИСПЫТАНИЯ МАТЕРИАЛОВ ПРОВОДИЛИ ПРИ ДВУХ ЗНАЧЕНИЯХ СКОРОСТИ ЖИДКОСТИ: 11 и 16 м/с И ДВУХ ЗНАЧЕНИЯХ УГЛА УСТАНОВКИ ОБРАЗЦА: 90° И 45°. В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ ИСПОЛЬЗОВАЛИ ВОДОПРОВОДНУЮ ВОДУ.

Исследование кинетики износа

Исследование кинетики износа порошкового материала ПК10Х16Н9Д20 при воздействии частиц корунда F100 и скорости жидкости 16м/с показало, что наблюдается преимущественно линейная зависимость износа от времени при установке образцов под углом 90°, рис.6а. При установке образцов под углом 45° наблюдается снижение темпа изменения износа, происходит перераспределение износа в пределах области изношенной поверхности, рис.6б. Причем средний износ образцов приблизительно одинаковый. Показатель неравномерности имеет значение 2,8...2,15 для угла установки 90° и 2,95...2,26 для угла установки образцов 45°.

Анализируя микрофотографии изношенной поверхности, рис.7, можно заметить определенную разницу рельефа. При прямом ударе видны следы деформирования поверхности острыми кромками частиц, рис.7а. Со временем поверхность многократно деформируется при ударах частиц, возникает пластически отнесенный навал материала на границе зоны удара, который в последующем удаляется. При косом ударе, рис.7в,г, следы соударений имеют продолговатый вид, т.е. помимо пластического деформирования наблюдается микрорезание поверхности. Это особенно заметно в последнем опыте.

Таким образом, можно предположить, что удаление материала с поверхности при ударах абразивных частиц происходит по двум механизмам, которые обычно называют деформационным износом и микрорезанием.

Интенсивность изнашивания материала можно выразить зависимостью

$$I_3 = KV^n f(\alpha)$$

где: V – скорость частиц при ударе; K и n – константы, зависящие от характеристик абразива и материала образца; α – угол удара частиц.

Обычно считают, что константа n для пластичных материалов принимает значения между 2

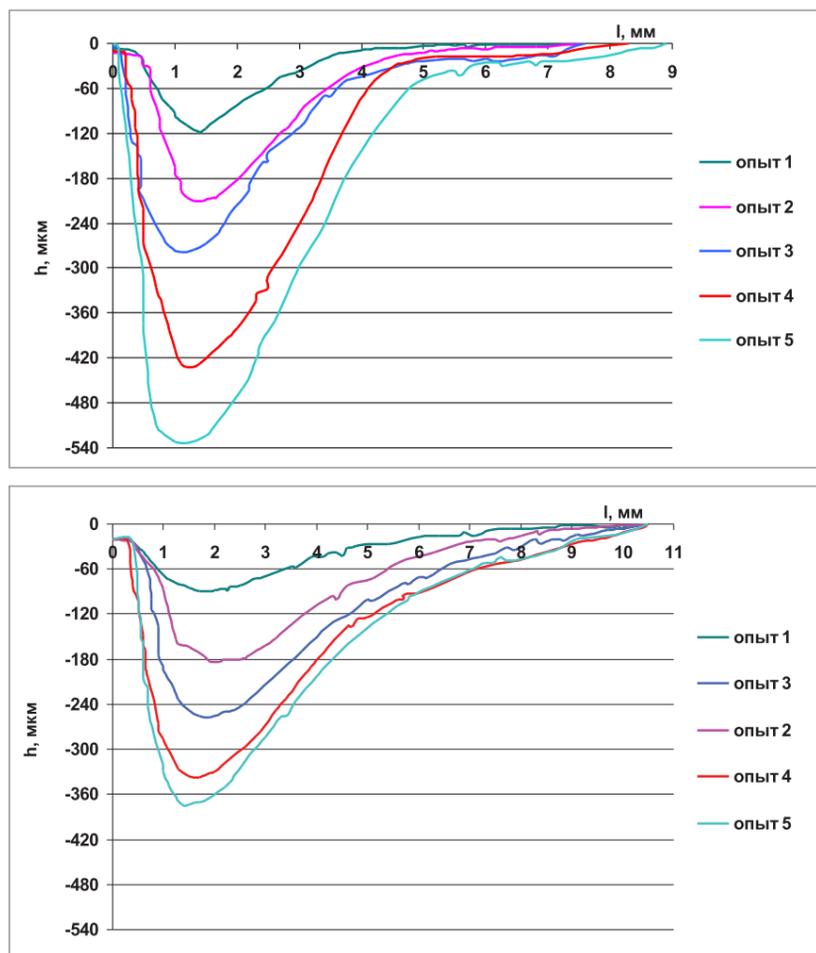


РИС. 6 ИЗМЕНЕНИЕ ПРОФИЛЯ ИЗНОШЕННОЙ ПОВЕРХНОСТИ: h – ВЕЛИЧИНА ИЗНОСА; l – ДЛИНА ПРОФИЛЯ ИЗНОСА.

и 3 [4], что приводит к сильной зависимости скорости эрозии от скорости частиц. Разброс значений n объясняют многообразием механизмов и средних параметров потока, а также различием в экспериментальных методиках [5]. Необходимо заметить, используемый в зависимости параметр – угол удара частиц не соответствует углу установки образца. Поэтому необходимы дополнительные исследования в этой области.

В разработанной выше методике испытаний порошковых материалов измеряется скорость потока жидкости из сопла. В расчетных формулах используется параметр – скорость частиц при соударении. Обзор литературы показал, что на сей счет имеется установившееся мнение, что для выбранного диапазона размеров частиц и диапазона скорости потока можно принять их равными.

Исследование влияния скорости жидкости

Для испытаний выбрали порошковые материалы №1,2,3,4, табл.1. В качестве абразива использовали корунд F24 и F40. Результаты испытаний с абразивом F24 приведены в табл.2.

Исследование влияния размера абразива

Вопрос влияния размера абразива на эрозионный износ является дискуссионным в технической литературе. Однозначное мнение не выработано. В процессе испытаний материалов с абразивом различных размеров выявлено, что с увеличением размера увеличивается интенсивность изнашивания, рис.8. Т.е. для одинаковой массы абразива каждой фракции в опыте интенсивность изнашивания увеличивается с увеличением размера абразива.

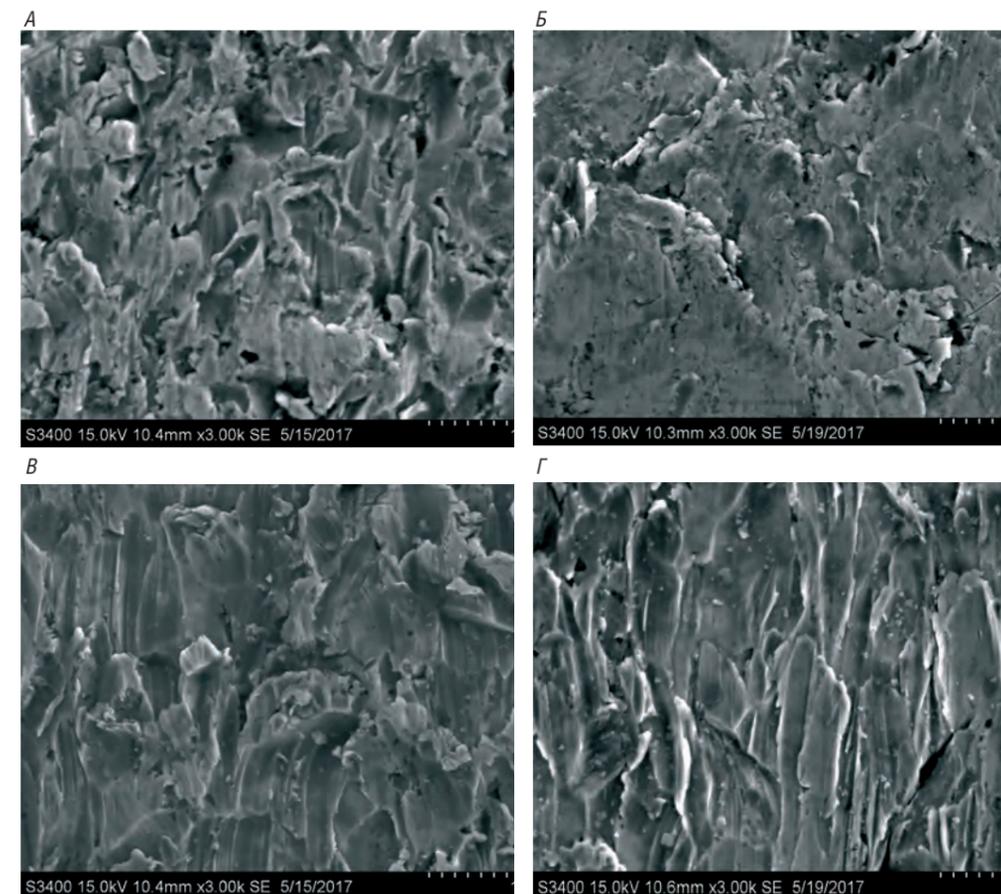


РИС. 7. МИКРОФОТОГРАФИИ ИЗНОШЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ В ЗОНЕ МАКСИМАЛЬНОГО ИЗНОСА (СКОРОСТЬ СТРУИ 16 М/С; УГОЛ УСТАНОВКИ ОБРАЗЦОВ: А,Б – 90°, В,Г – 45°; А,В – ПОСЛЕ ПЕРВОГО ОПЫТА; Б,Г – ПОСЛЕ ПЯТОГО ОПЫТА)

ТАБЛИЦА 2 Испытания остальных материалов из табл.1 дает разброс значений показателя степени при скорости в диапазоне 2,5...3,0. Причем более высокое значение относится к более твердому материалу.

Материал	Абразив – корунд F24				Показатель степени при V
	16 м/с		11 м/с		
	Угол установки образца - 45°	Угол установки образца - 90°	Угол установки образца - 45°	Угол установки образца - 90°	
ПК70Д15	21,3...21,6	17,1...17,7	7,5...7,9	6,3...6,9	2,6...2,7
ПК90Н4МГ2КД15	17,9...18,0	20,1...21,0	6,7...7,0	7,2...7,5	2,6...2,7
ПК10Х16Н9Д20	19,4...20,1	16,1...16,8	7,1...7,2	5,9...6,1	2,6...2,7
ПК10Х7Н4Д20	19,4...20,3	17,2...17,8	7,2...8,3	6,2...6,9	2,6...2,6

Сравнение износостойкости материалов УЭЦН

Сравнение износостойкости материалов проводили при следующих условиях опыта: скорость жидкости – 16м/с; угол установки образца 45°; абразив – кварц F100.

Наибольшей износостойкостью обладает порошковый материал ПК90Н4МГ2КД15, имеющий более высокую твердость среди испытанных материалов, рис. 9. При воздействии более крупных частиц корунда разница в износостойкости уменьшается. Наименьшая износостойкость у серого чугуна. Высоколегированные порошковые материалы более износостойки, чем нирезист и нирезист 4. Необходимо отметить очень важное обстоятельство. Результаты сравнительных испытаний справедливы только для воды. Как показали измерения электрохимических характеристик порошковых материалов и нирезиста в растворе 2% HCl, наиболее коррозионностоек порошковый материал ПК10Х16Н9Д20 – образец №3.

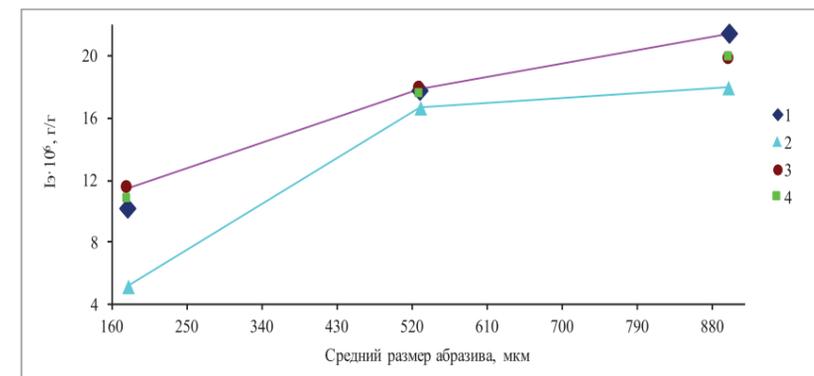


РИС. 8. ЗАВИСИМОСТЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ИЗНАШИВАНИЯ ОТ РАЗМЕРА АБРАЗИВА (СКОРОСТЬ ЖИДКОСТИ 16М/С; УГОЛ УСТАНОВКИ 45°).

Его коррозионная стойкость находится в одном диапазоне с нирезистами. Остальные порошковые материалы существенно уступают нирезистам.

Испытания насосных ступеней

Помимо материала на интенсивность эрозионного изнашивания влияют режимы работы насосной ступени, конструктивные особенности ее элементов, тип абразива. Для оценки степени влияния этих факторов провели серию испытаний на изнашивание насосных ступеней. Испытания проводили по методике, описанной в работе [2], с использованием стенда с замкнутым контуром движения жидкости с абразивом [6]. Основная методическая проблема заключается в том, что при испытаниях насосных ступеней происходит одновременный износ подвижных сопряжений и эрозионный износ, которые трудно разделить. Разрешение этой проблемы осуществили путем установки концевой подшипника из твердого сплава, чтобы парировать в максимальной степени износ радиальных сопряжений. Кроме того в качестве абразива использовали проппант, размеры которого не позволяют ему попасть в зазоры между рабочим колесом и направляющим аппаратом.

В качестве испытуемой использовали насосную ступень типоразмера 5-44 из нирезиста. Частоту вращения установили равной 75,5 Гц. Расход жидкости изменяли путем установки дроссельной шайбы на выходе. Использовали следующую концентрацию проппанта в опытах: 18; 9; 4,5; 2.1 г/л. Проведенные испытания относятся к категории ускоренных. Ускорения процесса изнашивания добивались более высокой концентрацией абразива и более высокой частотой вращения рабочего колеса. В процессе проведения опытов не наблюдали разрушения частиц проппанта, что имеет принципиальное значение. В качестве критерия эрозионного изнашивания использовали скорость изнашивания с размерностью [г/мин].

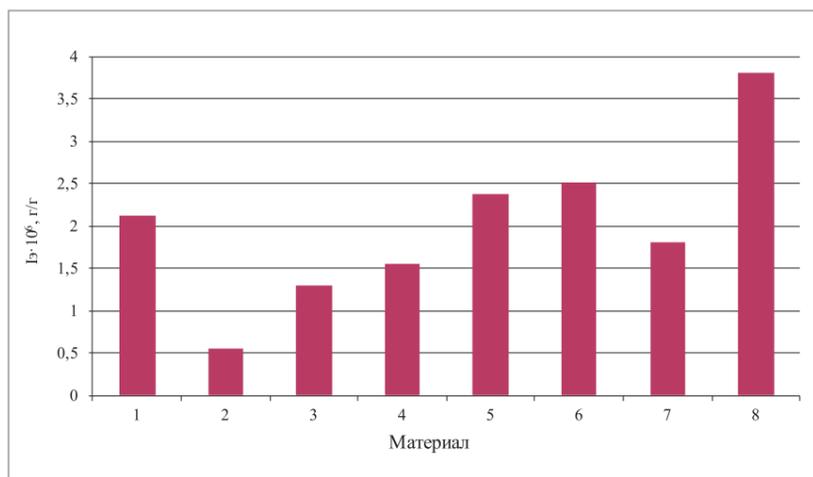


РИС.9 ИНТЕНСИВНОСТЬ ИЗНАШИВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ (НОМЕР ОБРАЗЦОВ В ТАБЛ.1)

ТАБЛИЦА 3

Концентрация абразива, г/л	Расход, м³/ч	Время, мин	Изменение веса, г		Скорость изнашивания, г/мин	
			Рабочее колесо	Направляющий аппарат	Рабочее колесо	Направляющий аппарат
18	3,12	312	1,267	6,36	4,1·10 ⁻³	20,4·10 ⁻³
9	3,02	300	0,787	4,1	2,6·10 ⁻³	13,7·10 ⁻³
4,5	3,07	302	0,516	3,08	1,7·10 ⁻³	10,2·10 ⁻³
2.1	3,23	303	0,2	0,91	6,6·10 ⁻⁴	3,0·10 ⁻³

ТАБЛИЦА 4

Концентрация абразива, г/л	Частота, Гц	Время, мин	Изменение веса, г		Скорость изнашивания, г/мин	
			Рабочее колесо	Направляющий аппарат	Рабочее колесо	Направляющий аппарат
18	75,5	312	1,267	6,36	4,1·10 ⁻³	20,4·10 ⁻³
18	50	300	0,726	2,03	2,4·10 ⁻³	6,8·10 ⁻³
18	100	238	1,477	17,54	6,2·10 ⁻³	74·10 ⁻³

ТАБЛИЦА 5

Концентрация абразива, г/л	Расход, м³/ч	Время, мин	Изменение веса, г		Скорость изнашивания, г/мин	
			Рабочее колесо	Направляющий аппарат	Рабочее колесо	Направляющий аппарат
18	1,7	304	1,0	7,23	3,3·10 ⁻³	23,8·10 ⁻³
18	3,12	312	1,267	6,36	4,1·10 ⁻³	20,4·10 ⁻³

••• влияние концентрации абразива

Результаты испытаний приведены в таблице 3. Увеличение концентрации абразива в 8,6 раза привело к увеличению скорости

эрозионного изнашивания рабочего колеса в 6,2 раза, направляющего аппарата в 6,8 раза, т.е. почти кратно. Необходимо отметить, что в процессе опытов наблюдали небольшой износ подвижных

сопряжений, практически одинаковый по величине. Учитывая, что его доля в изменении веса в последнем опыте будет выше, чем в первом, то вышеприведенные соотношения еще более сравниваются.

••• влияние скорости потока

Исследовали влияние скорости жидкости вследствие повышения частоты вращения. Расход жидкости был при этом равным 2,0 м³/ч. Результаты приведены в таблице 4.

При изменении частоты вращения в два раза при одном и том же расходе скорость изнашивания рабочего колеса увеличилась в 2,6 раза, направляющего аппарата в 10,9 раз. Таким образом, при увеличении частоты вращения наибольшему эрозионному разрушению подвергается направляющий аппарат. Рабочее колесо подвергается в основном касательному воздействию потока абразивосодержащей жидкости (кроме входных кромок лопаток), что и сопровождается малым износом при увеличении частоты вращения. В направляющем аппарате происходит торможение потока с большими углами столкновения частиц с поверхностью проточной части. Поэтому увеличение кинетической энергии частиц в квадрате от скорости приводит к большему эрозионному эффекту. Выше получено, что показатель степени при скорости потока жидкости с абразивными частицами имеет значение 2,5...3 для порошковых материалов. Показатель степени в проведенных опытах для направляющих аппаратов приблизительно равен 3,4 за счет увеличения производительности с ростом частоты вращения. Вследствие этого увеличивается количество соударений частиц за одно и то же время.

••• влияние расхода

Испытания насосных ступеней в режиме с отличающимися в два раза расходом, табл.5, не показали существенных различий в скорости изнашивания. У рабочего колеса скорость изнашивания на 12% выше, у направляющего аппарата – на 24% ниже.

По-видимому, увеличение скорости у рабочего колеса связано с более высоким износом входных кромок за счет увеличения количества

частиц, соударяющихся с ними за счет увеличения расхода. Снижение износа проточной части направляющего аппарата можно объяснить изменением угла взаимодействия частиц с поверхностью.

••• влияние типа абразива

При сравнении двух типов абразива: кварцевого песка и проппанта выявили, что скорость эрозионного изнашивания во втором случае в 2,3 раза выше для рабочего колеса и в 10,9 раз выше для направляющего аппарата. Эти результаты подтверждают выводы по испытаниям материалов насосных ступеней.

В процессе проведения опытов с насосными ступенями заметили принципиальное различие в формировании эрозионного изнашивания при использовании в качестве абразива кварцевого песка и проппанта. Область максимального износа в первом случае находится между диском и гильзой направляющего аппарата. Во втором случае максимальный износ наблюдается на гильзе. Этому есть объяснение. Размер частиц проппанта (~ 1,5мм) меньше зазора между периферией рабочего колеса и гильзой направляющего аппарата. Это не позволяет им попасть в зазор между диском направляющего аппарата и диском рабочего колеса и производить там эрозионное разрушение.

Выводы:

1. «Промыв» деталей УЭЦН формируется в общем виде при действии абразивных частиц и коррозионного воздействия пластовой жидкости. Механизм эрозионного изнашивания включает деформационное изнашивание и микрорезание.
2. Наибольшее воздействие на интенсивность эрозионного изнашивания оказывают скорость абразивных частиц при соударении с материалом, их тип, размер и концентрация.
3. Наибольшей эрозионной стойкостью при воздействии мелких абразивных частиц размерностью F100 обладает материал №3 (ПК90Н4МГ2КД15). При воздействии крупных

частиц размерностью F40 и F24 разница уменьшается и находится в пределах разброса измеряемых величин. При этом наиболее стоек в среде 2% HCl высоколегированный материал №6 (ПК10Х16Н9Д20).

4. Выбор материала для насосных ступеней должен производиться как по абразивной износостойкости, так и по коррозионной стойкости в зависимости от эксплуатационных условий

ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат. 2444719 Российская Федерация, МПК G 01 N 3/56. Способ испытания материалов на гидроабразивный и коррозионный износ / Н.И. Смирнов, Н.Н. Смирнов; опубл. 10.03.2012. Бюл. № 7.
2. Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н. Исследование коррозионно-механического разрушения деталей УЭЦН // Инженерная практика 08 (2011) 22–26.
3. Крагельский И.В., Добычин М.Н., Комбалов В.С. Основы расчетов на трение и износ. М., «Машиностроение». – 1977. 526 с.
4. Hutchings I.M. A model for the erosion of metals by spherical particles at normal incidence // Wear 70 (1981) 269–281
5. Azimian M., Bart H.J. Erosion investigations by means of a centrifugal accelerator erosion tester // Wear 328–329 (2015) 249–256
6. Пат. 2371694 Российская Федерация, МПК G 01M 13/00 Стенд для исследования износа рабочей ступени центробежного насоса / Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н., Свидерский С.В., Горланов С.Ф.; опубл. 27.10.2009. Бюл. №30

Key words: electrical submersible pump (ESP), erosive wear, "rinse", powder materials, testing of materials for wear, abrasive particles

СОКРАЩЕНИЕ СРОКА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Елена Алифирова

УДК 622.24

НА ВЫНГАПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ УСПЕШНО ЗАКОНЧИЛ БУРЕНИЕ ПЕРВЫХ ДВУХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ. КАКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ И В ЧЕМ ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭТОГО НОУ-ХАУ?

AT VYNGAPUROVSKOYE FIELD, GAZPROMNEFT-NOYABRSKNEFTEGAZ HAS SUCCESSFULLY COMPLETED THE DRILLING OF THE FIRST TWO WELLS USING THE MOST ADVANCED TELEMETRIC COMPLEX WITH AN ELECTROMAGNETIC COMMUNICATION CHANNEL. WHAT RESULTS HAVE BEEN ACHIEVED AND WHAT ARE THE ADVANTAGES OF USING THIS KNOW-HOW?

Ключевые слова: Телеметрический комплекс нового поколения, Вынгапуровское месторождение, бурение скважин

На Вынгапуровском месторождении, одном из старейших промыслов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», прошли опытно-промышленные испытания телеметрического комплекса нового поколения. Это оборудование применяется при бурении скважин. Важно подчеркнуть, что выбор полигона был не случаен: Вынгапуровское известно своим сложным геологическим строением, а именно - высоким газовым фактором и наличием зон с аномально высоким пластовым давлением. А в силу того, что эксплуатируется оно более 35 лет, запасы его уже существенно исчерпаны. Специалисты называют Вынгапуровское «уставшим», но отнюдь не склонны списывать его со счетов. Благодаря внедрению новых технологий геологам и буровикам удалось выйти на юрские отложения углеводородов. Осенью 2016 года была пробурена наклонно-направленная добывающая скважина глубиной 3 827 метров, отклонение от вертикали составило порядка двух километров. Для предприятия этот опыт уникальный, но даже не из-за рекордной глубины объекта, а по причине того, что построить скважину удалось без применения дорогостоящего оборудования иностранного производства. А это – реализация программы импортозамещения, вклад в развитие отечественной промышленности и существенная экономия. По предварительным оценкам, себестоимость буровых работ уменьшилась примерно на 5%, но в совокупности общей стоимости получается довольно внушительная сумма. Представители департамента бурения «Газпромнефть-ННГ» шутят: стоимость российского оборудования настолько адекватна и приемлема, что даже в случае оставления его в скважине (в аварийной ситуации), финансовая потеря будет не такой уж существенной. Еще один из факторов выгоды – срок строительства скважины сократился на двое-трое суток, а значит, уменьшились объемы применяемых при бурении технологических жидкостей, а это уже – вклад в защиту окружающей среды.

Полное название комплекса – «Забойный телеметрический комплекс (ЗТК) с электромагнитным каналом передачи данных и модулем гамма-

ФАКТЫ

3827_м

Глубина наклонно-направленной добывающей скважины, пробуренной в 2016 г на Вынгапуровском месторождении

5

% себестоимости буровых работ сокращается благодаря внедрению нового комплекса

2233

на 51 кустовой площадке Вынгапуровского месторождения была использована компоновка, включающая в себя телесистему с электромагнитным каналом передачи данных, установленную над телесистемой с гидравлическим каналом

каротажа». Его разработчик и изготовитель – ООО «ТехГеоБур» из Самары. ЗТК предназначен для измерения в призабойной зоне и индикации на поверхности зенитного и азимутального угла касательной к траектории наклонно-направленной скважины, угла установки отклонителя забойного двигателя, угловой скорости турбогенератора. Новизна комплекса заключается в том, что производители перешли к использованию высокочувствительных кристаллов гамма-каротажа (аналогичные кристаллы используются в зарубежных телеметрических системах с гидравлическим каналом связи), разработали и применили новые форматы приёма-передачи данных, а также усовершенствовали конструкцию турбогенератора и диэлектрического разделителя зонда. Это и позволяет бурить скважины с большими глубинами и отходами от вертикали. А принцип прост – залежи углеводородов имеют естественный радиоактивный фон, датчик, погружаемый в недра земли, фиксирует их и передает точный сигнал на приёмник, расположенный на поверхности. Специально разработанное программное обеспечение позволяет строить кривые ГК с привязкой к глубине; принимать данные текущего забоя – от собственной станции параметров (датчик глубины, веса и давления), от сторонних станций параметров по сети, по коммуникационным портам в том числе WITS; пересылать принятую инклинометрию и ГК по

WITS протоколу для удаленного мониторинга процесса бурения, а также формировать отчеты в используемых форматах файлов LAS и PDF. Таким образом, буровики владеют информацией в режиме реального времени, проходят сквозь различные породы и приближаются к продуктивному пласту не вслепую, не на ощупь, а максимально осознанно, практически наверняка.

Специалисты департамента бурения и внутрискважинных работ Научно-Технического Центра компании «Газпром нефть» провели подготовку и оказали экспертную поддержку испытаний нового оборудования. В режиме реального времени они следили за ходом буровых работ и постоянно держали связь с партнёрами-подрядчиками.

Конструкция телесистемы ЗТК состоит из нескольких компонентов.

1. Наружная скважинная часть:

- 1.1. Охранный кожух генератора (ОКГ);
- 1.2. Диэлектрический разделитель (Зонд);
- 1.3. Немагнитная утяжеленная бурильная труба (НУБТ).

2. Внутренняя скважинная часть:

- 2.1. Турбогенератор;
- 2.2. Кабельный разделитель;
- 2.3. Охранный кожух скважинного прибора (ОКСП);
- 2.4. Скважинный прибор с гамма-модулем и датчиком инклинометра.

3. Наземная часть:

- 3.1. Приемные антенны;
- 3.2. Устройство связи наземное (УСН);
- 3.3. Персональный компьютер со специализированным программным обеспечением;
- 3.4. Наземная станция параметров.

При бурении скважины 2233 на 51 кустовой площадке Вынгапуровского месторождения была использована компоновка, включающая в себя телесистему с электромагнитным каналом передачи данных, установленную над телесистемой с гидравлическим каналом, благодаря чему удалось реализовать следующие задачи:

Во-первых, доказана техническая возможность использования собственной (ООО «ТехГеоБур») разработки ТМС для бурения скважин на точку Т1 в части инклинометрии и достоверности получаемого сигнала на глубинах по стволу выше 3800 м, по вертикали – более 2800 м.;

Во-вторых, продемонстрирована плотность значений гамма-каротажа, достаточная и превосходящая ТМС с гидравлическим каналом связи;

В-третьих, заказчик и подрядчики убедились в том, что значения, получаемые от гамма-модуля ЗТК, полностью соответствуют геологической карте и имеют точность в

абсолютных величинах не хуже ранее используемых телесистем с гидравлическим каналом передачи данных за счет иного типа кодирования данных, передаваемых приборами с забоя;

В-четвертых, было оценено удобство проводки скважины на Т1, используя систему с электромагнитным каналом передачи данных, так как количество «отклонений» («Toolface»), получаемых в единицу времени, в 2-10 раз больше, по сравнению с телесистемами, использующими гидравлический канал передачи данных.

На скважине 6648 использовали компоновку, включающую в себя только телесистему с электромагнитным каналом передачи данных. Результатом стало ускорение строительства скважины за счет экономии времени на сборке и разработке компоновки низа бурильной колонны (КНБК) за счет того, что телесистема ЗТК готовится целиком на мостках. Суммарно экономия времени составила 3 часа. Кроме того, удалось сэкономить порядка 14 часов за счет того, что при строительстве скважины не

было необходимости необходимости полного выхода «длинного» статистического замера перед выходом блока «Toolface+Gamma», что неизбежно при использовании телесистем с гидравлическим каналом передачи данных.

Результатом этого стали улучшенные эксплуатационные характеристики турбогенератора, используемого в телесистеме ЗТК. В перспективе это позволит производить длинные рейсы со временем циркуляции более 400 часов, что существенно увеличивает время бурения без подъема телесистем, использующих энергию аккумуляторных батарей для собственного питания.

На скважине 2234 применили компоновку, включающую в себя только телесистему с электромагнитным каналом передачи данных ЗТК. К моменту начала работ на данной скважине были внесены изменения в программное обеспечение (ПО) по результатам предыдущих работ.

Благодаря этому удалось расширить функционал программного обеспечения верха в части LWD и непрерывного мониторинга по каналу WITS, улучшить конструкцию наземных антенн и генератора питания телесистемы, что позволило уменьшить вертикальную глубину первого переключения режима телесистемы на меньшую частоту – с 1700 м до 2000 м, а также – отказаться от второго переключения на данной скважине. Тем самым повысили эффективность использования преимущества высокой частоты передаваемых данных, ускоряя процесс строительства скважины.

Все эти положительные результаты опытно-промышленных испытаний дали основание руководству предприятия принять решение

поставить применение технологической новинки на поток. С использованием нового телеметрического оборудования на всех месторождениях Ноябрьскнефтегаза пробурено уже более двух десятков скважин, в том числе и горизонтальных! Более того, сегодня продукция самарского предприятия активно используется при строительстве скважин на промыслах других нефтедобывающих структурных подразделений ПАО «Газпром нефть», например, в «Газпромнефть-Хантос» и «Газпромнефть-Муравленко».

Телесистемы, внедренные с участием специалистов и экспертов «Газпром нефти», позволяют бурить стволы диаметром от 393 до 220мм. Следующим этапом станет разработка приборов с электромагнитным каналом связи малого диаметра (89 и 120 мм), с помощью которых можно будет бурить скважины диаметром от 152 до 120мм. То есть использовать при реконструкции скважин и для резки боковых стволов. Опытно-промышленные испытания запланированы на IV квартал 2017г. Сегодня есть все основания полагать, что сотрудничество ноябрьских производителей-практиков, самарских изобретателей и конструкторов вновь увенчается успехом. ●

Keywords: Telemetry complex of new generation, Vyngapurovskoye field, the drilling of wells

ФАКТЫ

14

Удалось сэкономить при строительстве скважины с использованием нового телеметрического комплекса

393-220

мм диаметр ствола, пробуриваемого с использованием новой телесистемы

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАКОЛОННЫХ ДВИЖЕНИЙ ФЛЮИДОВ, КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ПХГ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ МЕЖДУ ПРОНИЦАЕМЫМИ ИНТЕРВАЛАМИ ПОРОД И ПО НЕГЕРМЕТИЧНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ РАССМОТРЕН ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕКТРАЛЬНОЙ ШУМОМЕТРИИ (SNL) НА СКВАЖИНАХ ПХГ.

THE PAPER PRESENTS AN INTEGRATED APPROACH TO DETECTING BEHIND-THE-CASING FLOWS THROUGH PERMEABLE ROCK INTERVALS AND NON-HERMETIC ELEMENTS OF DOWNHOLE EQUIPMENT; ALSO, EXPERIENCE OF USING SPECTRAL NOISE LEVEL MEASUREMENT (SNL) IN UGS WELLS IS CONSIDERED.

Ключевые слова: спектральная шумометрия (SNL), отечественная разработка, подземное хранилище газа, водоносные пласты, заколонный переток.

Гришин Дмитрий Валерьевич
заместитель генерального директора –
главный инженер
ООО «Газпром ПХГ»,

Никитин Роман Сергеевич
заместитель генерального директора –
главный геолог
ООО «Газпром ПХГ»,

Кошелев Дмитрий Александрович
заместитель начальника Управления
геологии ООО «Газпром ПХГ»,

Позднухов Сергей Владимирович
начальник геологического отдела
ООО «Газпром ПХГ»,

Орешников Павел Семёнович
заместитель начальника филиала (по
геологии) – начальник геологической
службы филиала «Карашурское УПХГ»
ООО «Газпром ПХГ»,

Кантюков Рафаэль Рафкатович
к.т.н., заместитель главного инженера по
эксплуатации магистральных газопроводов
ООО «Газпром трансгаз Казань»,

Сорока Станислав Владиславович
директор приборостроительного завода
ООО «ТГТ Сервис»

Подземные хранилища газа (ПХГ), искусственно созданные в водоносных пластах, являются одним из самых распространенных типов ПХГ, эксплуатируемых в России. Закачка и отбор газа с высоким давлением осуществляются в соответствии с технологическим проектом и режимом, разработанным профильным институтом – автором технологического проекта, ведущим авторский надзор за эксплуатацией. Для соблюдения всех критериев промышленной безопасности, обусловленных технологическим проектом и режимом эксплуатации ПХГ, необходимо обеспечить высокую степень герметичности эксплуатационных скважин.

Поэтому на ПХГ систематически осуществляется контроль технического состояния скважин геофизическими методами (ГИС). Один из таких современных методов – это комплексное исследование, включающее в себя высокочувствительную спектральную шумометрию, высокоточную термометрию и импульсный нейтронный каротаж для выявления источника поступления и интервала заколонных перетоков газа, а также вспомогательные методы магнитно-импульсной дефектоскопии и расходомерии с целью определения герметичности внутрискважинного оборудования [3].

Описанный комплексный подход для выявления заколонных перетоков между проницаемыми интервалами пород и по негерметичным элементам внутрискважинного оборудования продемонстрирован на примере скважины ПХГ, пробуренной на структуру в водоносном пласте.

Результаты проведенных исследований

Комплексное исследование скважин ПХГ выполнено следующими геофизическими методами (ГИС):

- высокоточная шумометрия (SNL) – высокочувствительный широкополосный спектральный шумомер представляет собой новое поколение акустической аппаратуры для измерения акустических шумов в скважине, программное обеспечение



РИС. 1. Спектральный шумомер SNL

УДК 622.241

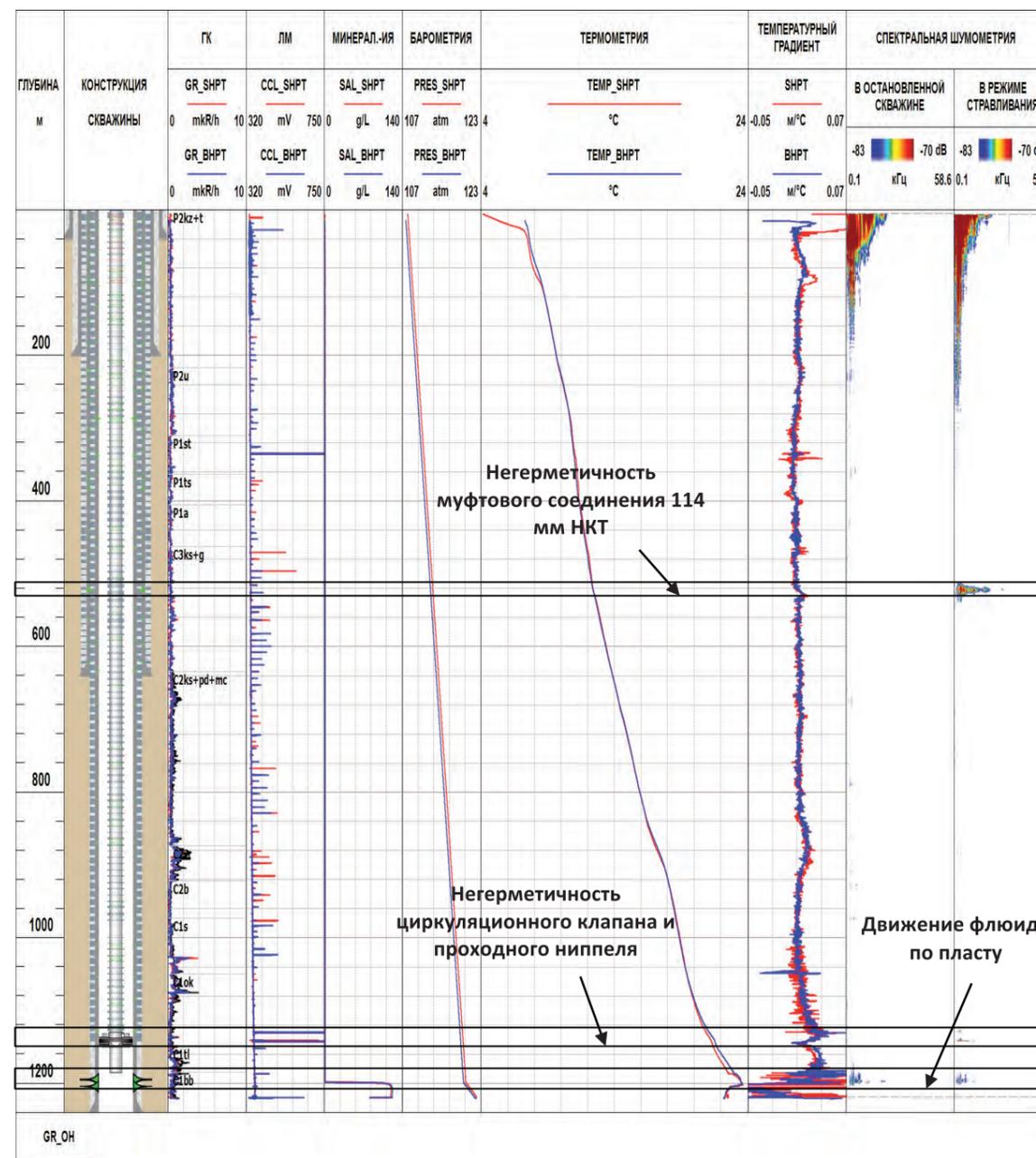


РИС. 2. Результаты исследований по выявлению негерметичности внутрискважинного оборудования

(ПО) которого в автоматическом режиме увязывает данные одного или нескольких шумомеров по глубине, отфильтровывает шумы, не связанные с движением флюида;

- высокочувствительная термометрия (ВЧТ) – выявление аномалий, связанных с изменением температурного градиента напротив исследуемого интервала пласта и вызванных миграцией флюида (газ, жидкость) через негерметичные элементы внутрискважинного оборудования, негерметичные муфты обсадных колонн, а также движением флюида по заколонному

пространству по негерметичному цементному камню;

- определение газонасыщенности (ИННК) – выявление интервалов скопления газа и определение коэффициента газонасыщенности в породах за обсадными колоннами.

Исследуемая скважина ПХГ является эксплуатационной на искусственный водоносный пласт, имеет пакерный тип эксплуатации, затрубное пространство заполнено надпакерной жидкостью. Причиной выбора данной скважины для проведения комплекса ГИС, включая спектральную шумометрию, является:

- негерметичность подземного оборудования (пакер, клапан-отсекатель) поскольку давление в затрубном пространстве равно трубному, попытки стравливания давления и доведения уровня надпакерной жидкости до устья путем долива результатов не дали, вся надпакерная жидкость уходила на забой давление, в затрубном пространстве вновь выравнивалось до трубного. Скважина переведена на пакерную эксплуатацию по причине того, что в ней фиксировались термоаномалии, связанные с негерметичными муфтовыми соединениями

эксплуатационной колонны на глубине 101 м, 124 м и 204 м, по ИННК, также отмечалось скопление газа за обсадными колоннами в данных интервалах, при этом межколонное давление отсутствовало. Таким образом, после того, как затрубное пространство вновь перешло на газ по причине негерметичности подземного оборудования, возникло опасение, что утечки газа через негерметичные муфты вновь возобновятся. Поэтому задачей проводимого комплекса являлось определение наличия таких утечек и определение мест техногенного скопления газа в разрезе за обсадными колоннами.

По результатам комплекса выявлены причины негерметичности внутрискважинного оборудования [1]:

- негерметичность циркуляционного клапана на глубине 1129,74-1130,44 м;
- негерметичности посадочного nipples пакера на глубине 1141,96-1142,31 м;
- негерметичность муфтового соединения 114 мм НКТ в интервале 519,3-526,7 м.

В ходе данных исследований определено наличие утечки газа по негерметичным муфтовым соединениям эксплуатационной колонны на глубинах 101 м, 124 м и 204 м, в данных интервалах определены зоны вторичных скоплений газа.

Заключение

В статье продемонстрирован комплексный подход к выполнению ГИС по определению технического состояния скважины на ПХГ. Определены положительные стороны комплексного подхода с использованием высокоточной шумометрии (SNL), а именно:

- применение шумометрии в комплексе с другими методами (ВЧТ, ИННК) показало хорошие результаты по выявлению источников, путей миграции и вторичных скоплений газа [2];
 - возможность проводить несколько видов ГИС за одну спуско-подъемную операцию.
- В результате исследования определены:
- отсутствие дефектов обсадных колонн и внутрискважинного оборудования в виде трещин и разрывов;
 - подтверждена герметичность забоя;
 - негерметичность: циркуляционного клапана на глубине 1129,74-1130,44 м,

посадочного nipples пакера на глубине 1141,96-1142,31 м, муфтового соединения 114 мм НКТ в интервале 519,3-526,7м;

- выявлены негерметичные муфтовые соединения эксплуатационной колонны на глубинах 101 м, 124 м и 204 м, а также в данных интервалах определены зоны вторичных скоплений газа [4].

Комплексный подход к выполнению ГИС по определению технического состояния скважины на ПХГ с использованием высокоточной шумометрии (SNL) позволяет более точно определить причины и условия возникновения источников, путей миграции и вторичных скоплений газа. Данный подход предполагается использовать на скважинах ПХГ для своевременного и более детального рассмотрения динамики технического состояния скважин при эксплуатации в знакопеременных нагрузках, а также для своевременного приведения скважин к безопасным условиям эксплуатации ●

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

- ГИС – геофизические исследования скважин
- SNL – спектральная шумометрия
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
- ВЧТ – высокочувствительная термометрия
- ПХГ – подземное хранилище газа
- НКТ – насосно-компрессорные трубы

ЛИТЕРАТУРА:

1. Асланян А.М., Волков М.В., Сорока С.В., Арбузов А.А., Нургалиев Д.К., Никитин Р.С., Кантюков Р.Р., Малев А.Н., Минахметова Р.Н. «Выявление негерметичности муфтовых соединений насосно-компрессорных труб, обсадных и технических колонн для скважин ПХГ в соляных кавернах методом спектральной шумометрии», Георесурсы, №3-1, 2016, стр. 186-190.
2. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Кантюков Р.Р., Масленникова Ю.С., Минахметова Р.Н., Никитин Р.С., Сорока С.В. «Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа», Территория нефтегаз, №6, 2016, стр. 74-81.
3. А.М. Асланян, И.Ю. Асланян, Р.Р. Кантюков, Р.Н. Минахметова, Р.С. Никитин, С.В. Сорока «Внедрение отечественного программно-аппаратного комплекса спектральной шумометрии SNL на объектах нефтегазового комплекса России и зарубежных стран», Газовая промышленность, №739, 2016, стр. 19-21.
4. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Кантюков Р.Р., Минахметова Р.Н., Никитин Р.С., Нургалиев Д.К., Сорока С.В. «Скважинная шумометрия как энергосберегающая инновационная технология», Нефтегазовое дело, №14-2, 2016, стр.8-12.

Контакты

Гришин Д.В.
D.Grishin@phg.gazprom.ru,
Москва, Россия
117420, Москва, ул. Наметкина д.12А
тел: +7 (495) 428-4537

Никитин Р.С.
R.Nikitin@phg.gazprom.ru
Москва, Россия
117420, Москва, ул. Наметкина д.12А
тел: +7 (495) 428-4501

Кошелев Д. А.
D.Koshelev@phg.gazprom.ru
Москва, Россия
117420, Москва, ул. Наметкина д.12А
тел: +7 (495) 428-4502

Позднухов С.В.
S.Pozdnukhov@phg.gazprom.ru
Москва, Россия
117420, Москва, ул. Наметкина д.12А
тел: +7 (495) 428-4362

Орешников П.С.
P.Oreshnikov@kar.phg.gazprom.ru
Кватчи, Россия
427771, Удмуртская республика,
Можгинский район, п/о Кватчи
тел: +7 (34139) 7-87-37

Кантюков Р.Р.
glavgeo@mail.ru
Казань, Россия
420073, Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
тел.: +7 (843) 272-60-01

Сорока С.В.
Stanislav.Soroka@tgtoil.com
Казань, Россия
420108, РТ, Казань, ул. Магистральная,
д. 59/1, помещение 2
тел.: +7 (843) 210-17-74

ПОЧЕМУ ЦЕНА НА НЕФТЬ БУДЕТ СТАБИЛЬНА ЕЩЕ ДОЛГО

Frankfurter Allgemeine

Мартин Хок

И. Сечин хочет строить новый нефтепровод в Германию. Это может вызвать новые разногласия,



РОСНЕФТЬ ПЛАНИРУЕТ НОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД В ГЕРМАНИЮ

DIE WELT
Даниэль Ветцель

В ходе встречи стран-производителей нефти, было принято решение о сокращении добычи еще на девять месяцев. Цель – стабилизировать цену на нефть. Но, в какой степени ОПЕК и классические нефтедобывающие страны в состоянии влиять на цену? Рынки на долгие годы прогнозируют цену в районе 50 долл за барр. Определяющим фактором здесь является производство сланцевой нефти в США, и это наполовину компенсировало сокращение объемов добычи в других странах. В будущем добыча будет расти. Ввиду зависимости мировой экономики от нефти всегда есть риск, что и цены начнут расти. И если в какой-либо нефтедобывающей стране происходят какие-то сбои, все это отражается на цене ●

связанные с энергетической зависимостью. Концерн планирует увеличить присутствие на немецком рынке – вложить 600 млн евро в свои НПЗ и заправки. Кроме того, Роснефть планирует вовлечь юг Германии в свою восточноевропейскую сеть трубопроводов, построив новую нитку. Оба НПЗ – Migo и Bayernöl благодаря этому будут получать нефть напрямую из России. Этот проект может вызвать новый виток дебатов вокруг сильной зависимости Германии от российских энергопоставок.

РЕКЛАМА

АТАМАН
www.atamanguns.ru

**ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ**

НОВИНКИ

ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

ТЕСТИРОВАНИЕ БИОЦИДОВ, ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ, КОМПЛЕКСНЫХ РЕАГЕНТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ СОВМЕСТИМОСТИ

НА РЯДЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СТОИТ ПРОБЛЕМА, СВЯЗАННАЯ С ПОЯВЛЕНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВЫПАДЕНИЕМ СОЛЕЙ И КОРРОЗИИ. АНАЛОГИЧНАЯ СИТУАЦИЯ СКЛАДЫВАЕТСЯ И НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. В ЦЕЛЯХ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ ПРОВОДЯТСЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ПРЕПАРАТОВ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ МАТЕРИАЛЫ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ И БАКТЕРИЦИДОВ НА СООТВЕТСТВИЕ ИХ ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ. СЛЕДУЮЩИМ ЭТАПОМ ИССЛЕДОВАНИЙ СТАЛО ТЕСТИРОВАНИЕ РЕАГЕНТОВ, ОЦЕНКА ИХ СОВМЕСТИМОСТИ С ВОДНОЙ ФАЗОЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИОННОГО И СОЛЕВОГО СОСТАВА МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ. ОПРЕДЕЛЯЛАСЬ СТЕПЕНЬ ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТОВ НА СУЛЬФАТВОСТАНАВЛИВАЮЩИЕ БАКТЕРИИ. ИТОГОМ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ТЕСТИРОВАНИЮ 12 ПРЕПАРАТОВ ЯВИЛОСЬ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ АКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ И ИХ РАНЖИРОВАНИЕ. ТЕСТИРОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЯЕТ ОПТИМАЛЬНЫЙ ПРЕПАРАТ ИЛИ ИХ СОЧЕТАНИЕ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В КАЖДОМ КОНКРЕТНОМ СЛУЧАЕ В БОРЬБЕ С АСПО И КОРРОЗИЕЙ.

ON A NUMBER OF OIL AND GAS FIELDS THERE IS AN ACUTE PROBLEM ASSOCIATED WITH SUCH COMPLICATING FACTORS AS THE APPEARANCE OF MECHANICAL IMPURITIES IN THE PRODUCTION OF WELLS, ASPHALT-TAR-PARAFFIN DEPOSITS (PRECIPITATION), SALT PRECIPITATION, CORROSION. ACCORDING TO THE NUMBER OF STOPS (INCLUDING EMERGENCY ONES) OF WELL AND FIELD EQUIPMENT, "LEADERS" ARE, AS A RULE, MECHANICAL IMPURITIES AND CORROSION OF METAL PRODUCTS. A SIMILAR SITUATION DEVELOPS IN THE VANKOR OIL FIELD. IN ORDER TO FIND THE BEST METHODS OF FIGHTING CORROSION, WHICH CONSISTS MAINLY OF BACTERIAL CONTAMINATION, VARIOUS CHEMICAL PREPARATIONS ARE BEING INVESTIGATED. IN THIS ARTICLE, THE AUTHORS GIVE INPUT CONTROL MATERIALS FOR CORROSION INHIBITORS AND BACTERICIDES FOR COMPLIANCE WITH THEIR TECHNICAL SPECIFICATIONS (TU). THE NEXT STAGE OF THE RESEARCH WAS TESTING THE REAGENTS, ASSESSING THEIR COMPATIBILITY WITH THE AQUEOUS PHASE, DETERMINING THE IONIC AND SALT COMPOSITION OF THE FORMATION WATER MODEL (MPV). THE DEGREE OF INFLUENCE OF THE REAGENTS ON SULFATE-REDUCING BACTERIA WAS DETERMINED. THE RESULT OF THE CONDUCTED STUDIES ON TESTING 12 DRUGS WAS THE DETERMINATION OF THE DEGREE OF ACTIVITY OF REAGENTS AND THEIR RANKING. TESTING DETERMINES THE OPTIMAL DRUG (OR COMBINATION OF SEVERAL) FOR APPLICATION IN EACH SPECIFIC CASE IN THE FIGHT AGAINST AFS AND CORROSION.

Ключевые слова: ингибиторы, бактерициды, реагенты, входной контроль, тестирование, ранжирование, совместимость, ионный и солевой состав, оптимальный состав, модель пластовой воды.

Котенев Юрий Алексеевич, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Уфимского государственного нефтегазового университета,

Важное значение для эффективного применения различных препаратов против коррозии имеет правильный подбор необходимого ингибитора, бактерицида и реагента комплексного действия. Для тестирования были отобраны реагенты, выпускаемые в нашей стране и достаточно широко применяемые нефтедобыче (таблица 1.)

Булчаев Нурди Джамалайлович, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Перед тестированием основных функциональных показателей (защитного действия ингибиторов коррозии и бактерицидного действия биоцидов) необходимо провести входной контроль показателей качества продукции на соответствие ТУ. Результаты входного контроля некоторых препаратов представлены в таблицах 2-4.

Физико-химические показатели всех реагентов при входном контроле качества соответствуют заявленным в ТУ и нормативным значениям.

Как видно из результатов входного контроля, все препараты соответствуют техническим условиям (ТУ).

Испытания реагентов в отношении ингибирования коррозии проводили в соответствии с ГОСТ 9.514–99 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности» [1] и Стандартом Компании № П1-01 СЦ-080 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов:

деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании» [2].

Проведена оценка совместимости реагентов с водной фазой. Результаты представлены ниже.

Коррозионную агрессивность вод и защитную способность ингибиторов коррозии оценивали электрохимическим методом (методом измерения поляризационного сопротивления). Для измерений использовали индикатор скорости коррозии «Монитор-2м» с двухэлектродными датчиками скорости коррозии. Электроды перед испытаниями шлифовали наждачной бумагой до шероховатости Ra ~ 0,63–1,25 мкм по ГОСТ 2789–73, прикручивали к датчикам, обезжирили ацетоном, помещали на одну минуту в раствор (15% масс.) соляной кислоты, промывали в дистиллированной воде и сушили фильтровальной бумагой.

Тестирование защитного действия ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия проводили на модели пластовой воды (МПВ) Яковлевской свиты Ванкорского нефтяного месторождения (скв. 319, к. 7) как наиболее коррозионно-агрессивной. Ионный состав пластовой воды и соответствующий ему солевой состав для приготовления МПВ представлены в таблице 5.

Защитное действие оценивали при двух дозировках Д: 20 и 30 мг/л и при двух температурах Т: 30 и 60°C, соответствующих пластовым температурам Яковлевской и Насоновской свит.

МПВ насыщали в течение 1 ч углекислым газом путем барботирования при атмосферном давлении, затем заливали в стеклянные ячейки объемом 650–700 мл, помещали туда датчики скорости коррозии и начинали

УДК 622.244

ТАБЛИЦА 1. Реагенты, используемые для тестирования

Ингибиторы коррозии	Ингибиторы комплексного действия	Бактерициды
Юникор WS 102 (ООО «Юнитек», г. Казань)	Кватрамин 1002 (ООО «НПК Химсинтез», г. Екатеринбург)	Биолан (ЗАО «Химеко-ГАНГ», г. Москва)
Азол 5030В (ОАО «Котласский химический завод», г. Коряжма)	Напор 1007 (ОАО «Напор», г. Казань)	ЛПЭ-321 (ООО «Технолог», г. Стерлитамак)
Сонкор 9011 (ЗАО «Опытный завод» Нефтехим», г. Уфа)	Напор 1010Б (ОАО «Напор», г. Казань)	Сонцид 8104 (ЗАО «Опытный завод "Нефтехим"», г. Уфа)
Ипроден К-2А (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа)	СНПХ 1004Р (ОАО «Напор», г. Казань)	Биоцид THOR (Группа компаний «THOR», г. Москва)
Акватор 5115Т (ООО «НПО "Акватор"», г. Казань)		

ТАБЛИЦА 2. Результаты входного контроля ингибитора коррозии Сонкор 9011

Показатель	Значение по ТУ 2415-028-00151816-2004	Фактическое значение	Метод испытаний	Соответствие ТУ
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	Однородная жидкость коричневого цвета	По п. 5.3 ТУ	Соответствует
Плотность при 20°C, г/см ³ , не менее	0,850	0,878	По ГОСТ 18995.1, раздел 1	Соответствует
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с (сСт), не более	15,0	10,0	По ГОСТ 33 и по п. 5.4 ТУ	Соответствует
Температура застывания, °С, не выше	минус 45	минус 45	По ГОСТ 20287 и по п. 5.5 ТУ	Соответствует

ТАБЛИЦА 3. Результаты входного контроля ингибитора коррозии Акватор 5115Т

Показатель	Значение по ТУ 2458-009-94293853-2007	Фактическое	Метод испытаний	Соответствие ТУ
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до красно-коричневого цвета	Однородная жидкость коричневого цвета	По п. 5.3	Соответствует
Плотность при 20°C, г/см ³	0,835	0,857	По ГОСТ 18995.1, раздел 1	Соответствует
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с (сСт), не более	20	12	По ГОСТ 33 и по п. 5.4 ТУ	Соответствует
Температура застывания, °С, не выше	минус 50	минус 50	По ГОСТ 20287 и по п. 5.5 ТУ	Соответствует

перемешивание с помощью магнитной мешалки с частотой вращения 400–500 об/мин. Во время испытаний в каждой ячейке осуществляли небольшое барботирование углекислого газа для поддержания насыщенного состояния и исключения проникновения кислорода вместе с атмосферным воздухом. Измерения скорости коррозии в ячейках проводили коррозиметром «Монитор-2м» через каждые 10 мин. После достижения стабилизации показаний коррозиметра в ячейку микропипеткой вводили расчетное количество ингибитора и продолжали снятие показаний коррозиметра до достижения новых стабильных результатов.

Защитное действие ингибиторов Z, %, вычисляли по формуле $Z = 100$,

где SKO – стабилизовавшаяся скорость коррозии до ингибирования; SK – стабилизовавшаяся скорость коррозии в ингибированной среде.

Результаты тестирования ингибиторов коррозии (ИК) и реагентов комплексного действия (ИК + биоцид) на МПВ Яковлевской свиты Ванкорского месторождения представлены в таблице 6.18.

ТАБЛИЦА 4. Результаты входного контроля ингибитора коррозии Юникор WS102

Показатель	Значение по ТУ 2458-001-64016961-2010	Фактическое значение	Метод испытаний	Соответствие ТУ
Внешний вид	Однородная жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета	Однородная жидкость темно-коричневого цвета	По п. 5.3	Соответствует
Плотность при 20°C, г/см ³ , не менее	0,835	0,857	По ГОСТ 18995.1, раздел 1	Соответствует
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с (сСт), не более	20	14	По ГОСТ 33 и по п. 5.4 ТУ	Соответствует
Температура застывания, °C, не выше	минус 50	минус 50	По ГОСТ 20287 и по п. 5.5 ТУ	Соответствует
Массовая доля нелетучих компонентов, % масс, не менее	16	20	По ТУ	Соответствует
Аминное число, мг КОН/г, не менее	30	32	ГОСТ 28351 и по п. 5.5	Соответствует
5%-го водного раствора pH при 20°C, ед.	5,5–7,0	6,2	По п. 5.7 ТУ	Соответствует

Реагент	Совместимость в водной фазе (растворяется/диспергируется)
Юникор WS102	Растворяется
Азол 5030В	Растворяется
Сонкор 9011	Растворяется
Ипроден К-2 МА	Растворяется
Аквакор 5115Т	Растворяется
Кватрамин 1002	Растворяется
Напор 1007	Диспергируется
Напор 1010Б	Диспергируется
СНПХ 1004Р	Диспергируется
Биолан	Растворяется
ЛПЭ-321	Растворяется
Сонцид 8104	Растворяется
THOR PNB 20	Растворяется

Ранжирование ингибиторов коррозии по степени снижения эффективности, оцененной в наиболее жестких условиях (максимальная температура), выглядит следующим образом:

– для дозировки 20 мг/л

Юникор WS102 = Сонкор 9011 = Аквакор 5115Т > Азол 5030В > Ипроден К-2А >

> СНПХ-1004Р > Напор 1010Б > Напор 1007 > Кватрамин 1002;

– для дозировки 30 мг/л

Юникор WS102 = Сонкор 9011 = Аквакор 5115Т = Ипроден К-2А > Азол 5030В >

> СНПХ-1004Р > Напор 1010Б > Напор 1007 > Кватрамин 1002.

Реагенты, показавшие защитный эффект $\geq 90\%$, рекомендуются для проведения стендовых испытаний и ОПИ. Реагенты, показавшие защитный эффект

<90%, нуждаются в корректировке дозировки, и их применение также возможно в случае экономической обоснованности.

Биоцидную активность бактерицидов и реагентов комплексного действия определяли в соответствии с [3] на накопительной культуре СВБ Ванкорского месторождения с титром $M = 107$ кл./см³.

Для оценки бактерицидной эффективности реагентов относительно планктонных форм СВБ в ряд маркированных пробирок объемом 20 мл наливали по 10 мл стерилизованной МПВ Яковлевской свиты Ванкорского месторождения и по 1,0 мл накопительной культуры СВБ. В пробирки добавляли биоцид в дозировке 50, 100, 250, 500 и 1 000 мг/л и выдерживали при комнатной температуре 24 ч. После выдержки из каждой пробирки отбирали

по 1 мл жидкости и шприцем вводили в пенициллиновые флаконы с питательной средой. Флаконы на 14 сут помещали в суховоздушный термостат с температурой 32°C. О прорастании или отсутствии бактерий судили по появлению черного осадка сульфида железа. Сульфид железа образуется при реакции ионов железа, содержащихся в составе питательной среды, с сероводородом, образующимся в результате жизнедеятельности СВБ.

Результаты тестирования представлены в таблице 7.

Наиболее эффективным биоцидом является реагент THOR PNB 20, который подавляет развитие планктонных СВБ уже при дозировке 50 мг/л. Биоцид «Биолан», реагенты комплексного действия СНПХ-1004Р, Напор 1007, Напор 1010Б и Кватрамин 1002 подавляют развитие СВБ при дозировке 100 мг/л. Ранжирование реагентов по степени снижения эффективности выглядит следующим образом:

THOR PNB 20 > Биолан = СНПХ-1004Р = Напор 1010Б = Напор 1007 = Кватрамин 1002 > Сонцид 8104 > ЛПЭ-321.

ТАБЛИЦА 5. Ионный состав пластовой воды Ванкорского месторождения и солевой состав МПВ

№ п/п	Свойство	Величина	
1	Общая минерализация	19 678,43	
2	Содержание ионов, мг/дм ³ :	Ca ²⁺	460,00
		Mg ²⁺	330,00
		Na ⁺ + K ⁺	6 548,00
		Fe _{общее}	6,00
		Cl ⁻	11 484,00
		SO ₄ ²⁻	0,00
		HCO ₃ ⁻	854,00
3	Солевой состав воды, мг/дм ³ :	Sr ²⁺	124,00
		NaCl	15 827,6
		CaCl ₂ или (CaCl ₂ ·6H ₂ O)	1 273,80
		MgCl ₂ или (MgCl ₂ ·6H ₂ O)	1 687,30
		NaHCO ₃	1 292,14
		Na ₂ SO ₄ или (Na ₂ SO ₄ ·10H ₂ O)	2 760,30
		FeCl ₃	1 175,80
4	Тип воды по Сулину В.А.	SrCl ₂ ·6H ₂ O	0,00
			0,00
5	Сероводород и сульфиды (в пересчете на сероводород), мг/дм ³		29,00
			377,3
		Хлоридно-кальциевый	
5	Сероводород и сульфиды (в пересчете на сероводород), мг/дм ³		Отс.
		Кислород, мг/дм ³	Отс.
		Углекислый газ, мг/дм ³	До насыщения



Среди реагентов комплексного действия, проявляющих свойства как ингибитора коррозии, так и биоцида ранжирование реагентов выглядит следующим образом:

СНПХ-1004Р > Напор 1010Б > Напор 1007 > Кватрамин 1002.

Для оценки бактерицидной эффективности реагентов относительно адгезированных форм СВБ [4] круглые металлические образцы с площадью поверхности 2 см² шлифовали мелкой шкуркой («нулевкой») и затем обрабатывали 70%-ным раствором этанола. Подготовленные образцы собирали в батареи, помещали в стерильные цилиндрические ячейки, вносили среду Постгейта В и накопительную двух- трехсуточную культуру СВБ в количестве 5–10% от объема среды, закрывали герметично пробкой и помещали в термостат при температуре 32–34°С на 6–8 дней. За этот период инкубации на металле формируется биопленка, представляющая собой клетки СВБ, «зафиксированные» на поверхности выделяемыми ими биополимерами.

В ряд маркированных стерильных пробирок заливали определенный объем стерилизованной МПВ и вводили дозированное количество испытуемого реагента. Образцы со сформировавшейся на них биопленкой доставали из пробирок стерильным пинцетом, помещали в пробирки с реагентом и герметично закрывали резиновой пробкой. Пробы выдерживали при комнатной температуре 24 ч.

Затем выдержанные в реагенте образцы с адгезированными клетками помещали во флаконы со стерилизованной МПВ объемом 2 см³. Флаконы устанавливали в ультразвуковую ванну и включали ультразвук на 1 мин. За это время биопленка диспергируется в воду, при этом отрицательного воздействия на бактерии не происходит. После отстаивания дисперсии во флаконе жидкость из верхней части флакона отбирали стерильным шприцем, вносили во флакон с питательной средой Постгейта В и инкубировали в термостате в течение 14 сут при температуре 32–34°С.

О росте и развитии СВБ судили визуально по образованию черного осадка сульфида железа

ТАБЛИЦА 6. Результаты тестирования ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия (ИК + биоцид) на МПВ Яковлевской свиты Ванкорского месторождения

Марка реагента	Т = 30 °С		Т = 60 °С	
	Эффективность, %, при Д = 20 мг/л	Эффективность, %, при Д = 30 мг/л	Эффективность, %, при Д = 20 мг/л	Эффективность, %, при Д = 30 мг/л
Юникор WS102	93	95	93	94
Азол 5030В	94	94	92	93
Ипроден К-2А	88	97	81	94
Сонкор 9011	95	95	93	94
Акватор 5115Т	93	94	93	94
СНПХ-1004Р	83	88	79	86
Кватрамин 1002	68	72	28	38
Напор 1010Б	84	87	51	73
Напор 1007	90	91	42	57

ТАБЛИЦА 7. Биоцидная активность реагентов относительно планктонной формы СВБ (Ванкорская накопительная культура)

Марка реагента	Дозировка, мг/л				
	50	100	250	500	1 000
ЛПЭ-321	+	+	+	+	–
Сонцид 8104	+	+	–	–	–
Биолан	+	–	–	–	–
ТНОР РНВ 20	–	–	–	–	–
СНПХ-1004Р	+	–	–	–	–
Напор 1010Б	+	–	–	–	–
Напор 1007	+	–	–	–	–
Кватрамин 1002	+	–	–	–	–

Примечание. «+» – не подавляет рост бактерий; «–» – подавляет рост бактерий

во флаконе. Отсутствие черного осадка свидетельствует о полном подавлении роста адгезированных СВБ. Образец, не бывший в контакте с реагентом, служил для контроля роста бактерий. Для количественного определения концентрации СВБ на единицу поверхности металла образца использовали метод предельных разведений. Количество клеток на единицу поверхности в контрольном образце составило 107 кл./см².

Наиболее эффективным биоцидом относительно адгезированных форм СВБ является реагент ТНОР РНВ 20, который подавляет развитие СВБ уже при дозировке 500 мг/л. Биоцид

«Биолан», реагенты комплексного действия СНПХ-1004Р, Напор 1007, Напор 1010Б и Кватрамин 1002 подавляют развитие СВБ при дозировке 1 000 мг/л. Ранжирование реагентов по степени снижения эффективности выглядит следующим образом:

ТНОР РНВ 20 > Биолан = СНПХ-1004Р = Напор 1010Б = Напор 1007 = Кватрамин 1002 > Сонцид 8104 > ЛПЭ-321.

В лабораторных тестах оценена совместимость ингибиторов коррозии Юникор WS102, Сонкор 9011, Акватор 5115Т, Азол 5030В и Ипроден К-2 ма с биоцидами Биолан и Сонцид 8104. Оценка совместимости произведена

ТАБЛИЦА 8. Биоцидная активность реагентов относительно адгезированной формы СВБ (Ванкорская накопительная культура)

Марка	Дозировка, мг/л				
	100	250	500	1 000	2 000
ЛПЭ-321	+	+	+	+	–
Сонцид 8104	+	+	+	+	–
Биолан	+	+	+	–	–
ТНОР РНВ 20	+	+	–	–	–
СНПХ-1004Р	+	+	+	–	–
Напор 1010Б	+	+	+	–	–
Напор 1007	+	+	+	–	–
Кватрамин 1002	+	+	+	–	–

Примечание. «+» – не подавляет рост бактерий; «–» – подавляет рост бактерий

путем сравнения эффективности процесса ингибирования при их совместном присутствии в эффективных дозировках.

В результате тестов (таблица 8.) установлено, что при совместном присутствии ингибиторов коррозии и биоцида «Биолан» в эффективных дозировках для постоянного ингибирования наблюдается незначительное снижение эффективности действия ингибиторов коррозии, в присутствии же биоцида Сонцид 8104, наоборот, некоторое повышение эффективности действия. В целом существенного влияния на эффективность процесса ингибирования коррозии введение данных марок биоцидов не оказывает.

Выбор протестированных биоцидов на совместимость с ингибиторами коррозии диктовался следующими соображениями:

- 1) несмотря на высокую эффективность биоцида ТНОР РНВ 20, товарная форма реагента имеет высокую температуру застывания, что вызовет проблемы с его применением в зимний период;
- 2) биоцид ЛПЭ-321, кроме низкой эффективности действия, также имеет высокую температуру застывания товарной формы и уступает по технологической применимости биоцидам Биолан и Сонцид 8104.

ТАБЛИЦА 9. Результаты тестирования ингибиторов коррозии (ИК) в присутствии биоцидов на МПВ Яковлевской свиты Ванкорского месторождения

Марка реагента	Т = 60°С		
	Эффективность, %		
	ИК в дозировке 20 мг/л	ИК в дозировке 20 мг/л, Биолан – 100 мг/л	ИК в дозировке 20 мг/л, Сонцид – 250 мг/л
Юникор WS102	93	92	93
Азол 5030В	92	85	93
Ипроден К-2А	81	80	82
Сонкор 9011	93	90	94
Акватор 5115Т	93	91	93

Следует отметить, что для многих биоцидов характерным является относительно высокая температура замерзания товарной формы. Поэтому наиболее распространенной технологией их применения является периодическое дозирование, которое возможно осуществить при использовании реагента в зимних условиях. Для постоянного дозирования реагенты комплексного действия – ингибиторы-бактерициды. Этим условиям рекомендуется придерживаться при проведении биоцидных обработок на Ванкорском месторождении. ●

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 9.514–99 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности» [90]
2. Стандартом Компании № П1-01 СЦ-080 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов: демульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании» [57].
3. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамудинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
4. Ефремов А.П. Ингибиторная защита нефтепромышленного оборудования от коррозии в средах, содержащих сероводород и сульфатвосстанавливающие бактерии / А.П. Ефремов, С.К. Ким // Коррозия: материалы, защита. – 2005. – № 10. – С. 14 – 18.

Key words: inhibitors, bactericides, reagents, input control, testing, ranking, compatibility, ionic and salt composition, optimal composition, model of formation water.

УВЕЛИЧЕНИЕ КИН: ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВГВ

ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ЯВЛЯЮЩЕЕСЯ ЭФФЕКТИВНЫМ МЕТОДОМ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПНГ, НЕ ПОЛУЧИЛО ШИРОКОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ГЛАВНОЙ ПРОБЛЕМОЙ, ПРЕпятСТВУЮЩЕЙ ВНЕДРЕНИЮ ВГВ, БЫЛО ОТСУТСТВИЕ ДО НЕДАВНЕГО ВРЕМЕНИ ЭФФЕКТИВНОЙ, НАДЁЖНОЙ И ПРОСТОЙ В ОБСЛУЖИВАНИИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧКИ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ УЧЕНЫЕ?

THE WATER-ALTERNATING-GAS (WAG), WHICH IS AN EFFECTIVE METHOD OF INCREASING OIL RECOVERY FROM RESERVOIRS USING APG, HAS NOT BECOME WIDESPREAD IN THE RUSSIAN OIL INDUSTRY. THE MAIN PROBLEM HAMPERING THE WAG IMPLEMENTATION WAS THE ABSENCE UNTIL RECENTLY OF AN EFFECTIVE, RELIABLE AND EASY-TO-MAINTAIN EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR PREPARING AND PUMPING A WATER-GAS MIXTURE INTO INJECTION WELLS. WHAT SOLUTIONS DO SCIENTISTS OFFER TODAY?

Ключевые слова: водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи пласта, попутный нефтяной газ, насосно-эжекторные системы, нефтедобыча

Дроздов Александр Николаевич,
Д.т.н., профессор
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
Дроздов Николай Александрович,
К.т.н.,
генеральный директор
ООО «Инновационные
нефтегазовые решения»

Хорошим решением для увеличения нефтеотдачи методом водогазового воздействия (ВГВ) на пласт может стать ВГВ с использованием насосно-эжекторных систем, позволяющих готовить на поверхности водогазовую смесь и закачивать её в широкий диапазоне расходов и давлений оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промысловых условиях российских месторождений [1 – 3]. На рисунке 1 показана принципиальная схема насосно-эжекторной системы.

При работе системы силовой насос нагнетает воду в сопло эжектора, который откачивает попутный

нефтяной газ. Далее водогазовая смесь нагнетается дожимным насосом в пласт.

При реализации насосно-эжекторной технологии может использоваться существующая инфраструктура системы поддержания пластового давления. Не требуется строительство отдельных высоконапорных газопроводов и газонагнетательных скважин сложной конструкции с необходимым для высоких давлений устьевым и подземным оборудованием. Кроме того, технология может быть при необходимости внедрена на всем месторождении в целом, а не только на отдельных скважинах и опытно-промышленных участках. Насосно-эжекторные системы по сравнению с известными решениями более просты, надежны, менее металлоемки и гораздо дешевле.

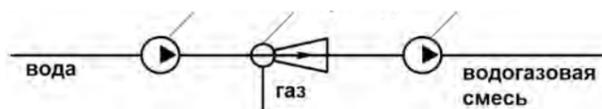


РИС. 1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ.

В 2015 году было проведено первое внедрение насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия, разработанной ранее авторами данной работы [4] и изготовленной АО «Новомет-Пермь», на установке предварительного сброса воды (УПСВ) Самодуровского месторождения ПАО «Оренбургнефть». На рисунке 2 показана схема системы.

В системе предусмотрено резервирование насосного и эжекторного оборудования, чтобы обеспечить работоспособность системы в случае отказа одного из её элементов путем переключения на резервный насос или эжектор.

Вода нагнетается в сопло эжектора насосом кустовой насосной станции (КНС) ЦНС-240-1422, который также закачивает воду в нагнетательные скважины месторождения, не относящиеся к участку водогазового воздействия. Эжектор откачивает

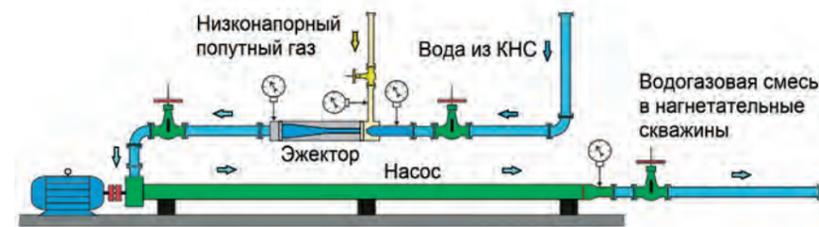


РИС. 2. СХЕМА НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ НА САМОДУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

газ первой ступени сепарации и подает водогазовую смесь на вход дожимного горизонтального многоступенчатого центробежного насоса ЭЦН8-1600-1450. Рабочие параметры системы: расход воды – 1535 м³/сут, расход газа – до 20000 м³/сут, давление газа на приеме 0,2-0,4 МПа, давление нагнетания смеси – до 13 МПа. Установка водогазового воздействия переведена в круглосуточную эксплуатацию в июле 2015 года для нагнетания смеси в 11 скважин внешнего распределительного пункта ВРП-2 Самодуровского месторождения и работает уже второй год. Насосно-эжекторная система адаптируется к изменяющимся условиям эксплуатации, полностью забирает попутный газ первой ступени сепарации Самодуровского, Ефремо-Зыковского и Спасского месторождений. Кроме того, по газопроводу на вход насосно-эжекторной системы компрессором низкого давления подается также ПНГ с соседнего Пономаревского месторождения. Насосно-эжекторная система устойчиво работает на УПСВ Самодуровского месторождения в различных режимах, срывов подачи эжекторов и насосов не было.

Таким образом, результаты выполненных ранее теоретических и экспериментальных исследований [1 – 3], на основе которых была разработана технология ВГВ с применением насосно-эжекторных систем, подтвердились при внедрении на промысле.

Вместе с тем опыт эксплуатации системы на Самодуровском месторождении позволил наметить также мероприятия по совершенствованию самой технологии водогазового воздействия на пласт с применением насосно-эжекторных систем.

Первое из этих предложений направлено на использование для ВГВ попутного нефтяного газа не

только первой ступени сепарации, а также газа второй и концевой ступеней сепарации, который сейчас сгорает на факеле.

Второе из этих мероприятий позволит сосредоточить закачку водогазовой смеси с повышенным газосодержанием в одну или несколько нагнетательных скважин, которые наиболее подходят для

повышения нефтеотдачи путем водогазового воздействия.

Третье предложение связано с тем, что эффективность водогазового воздействия на пласт во многом зависит от степени устойчивости водогазовых смесей. Создание стабильных систем, в которых подавлена коалесценция газовых пузырьков, даст возможность избежать расслоения водогазовой смеси в водоводах и нагнетательных скважинах, что значительно снизит требуемые давления закачивания водогазовой смеси. Устойчивые пузырьки в водогазовой смеси при вытеснении нефти из пласта будут проникать в самые мелкие поры, растворяться в остаточной нефти, увеличивать её подвижность и повышать прирост коэффициента извлечения нефти.

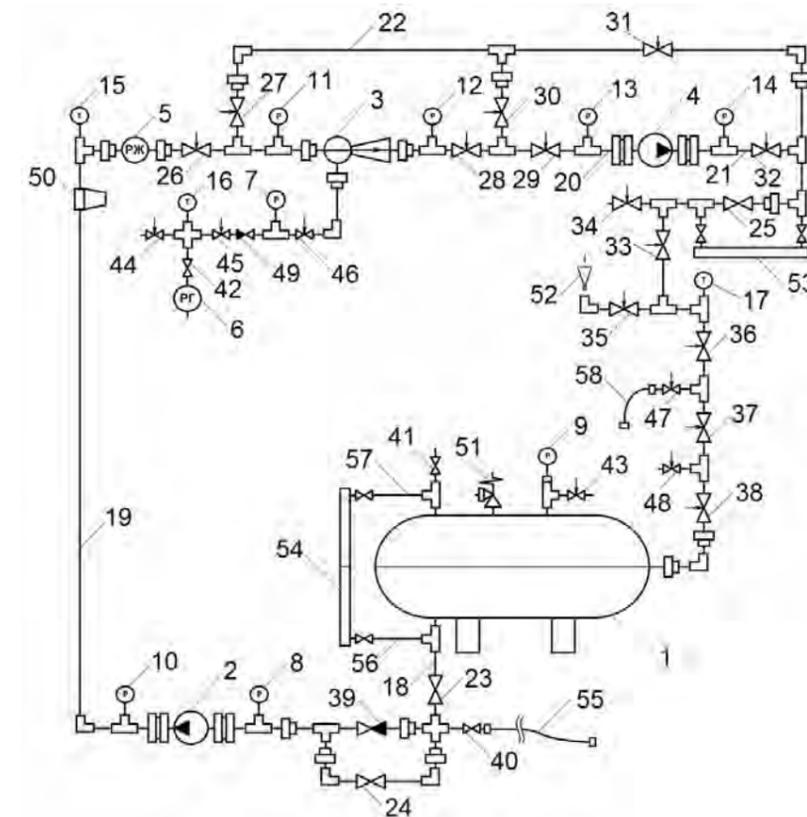


РИС. 3. СХЕМА СТАНДА: 1 – БАК ОБЪЕМОМ 300 ЛИТРОВ, 2 – СИЛОВОЙ НАСОС, 3 – ЭЖЕКТОР, 4 – ДОЖИМНЫЙ НАСОС, 5 – РАСХОДОМЕР ЖИДКОСТИ, 6 – РАСХОДОМЕР ГАЗА, 7 И 8 – МАНОВАКУУММЕТРЫ, 9-14 – МАНОМЕТРЫ, 15-17 – ТЕРМОМЕТРЫ, 18 – ВСАСЫВАЮЩАЯ ЛИНИЯ СИЛОВОГО НАСОСА, 19 – НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ СИЛОВОГО НАСОСА, 20 – ВСАСЫВАЮЩАЯ ЛИНИЯ ДОЖИМНОГО НАСОСА, 21 – НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ДОЖИМНОГО НАСОСА, 22 – ПЕРЕПУСКАЮЩАЯ ЛИНИЯ, 22-25 – КРАНЫ ШАРОВЫЕ 3/4", 26-38 – РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЗАДВИЖКИ И ВЕНТИЛИ 3/4", 39 – ОБРАТНЫЙ КЛАПАН 3/4", 40-42 – КРАНЫ ШАРОВЫЕ 1/2", 43-48 – РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЗАДВИЖКИ И ВЕНТИЛИ 1/2", 49 – ОБРАТНЫЙ КЛАПАН 1/2", 50 – ФИЛЬТР 3/4", 51 – ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН 3/4", 52 – ВОРОНКА ДЛЯ НАЛИВА РАСТВОРОВ СОЛИ В СИСТЕМУ, 53 – СТЕКЛЯННАЯ ТРУБКА ДЛЯ ВИЗУАЛЬНОГО НАБЛЮДЕНИЯ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С ЗАПОРНЫМИ ВЕНТИЛЯМИ, 54 – ВОДОМЕРНОЕ СТЕКЛО БАКА С ЗАПОРНЫМИ ВЕНТИЛЯМИ, 55 – ГИБКАЯ ПОДВОДКА 1/2" ДЛЯ СЛИВА И НАЛИВА ВОДЫ В БАК, 56 И 57 – ГИБКИЕ ПОДВОДКИ 1/2" ДЛЯ ПОДСОЕДИНЕНИЯ ВОДОМЕРНОГО СТЕКЛА, 58 – ГИБКАЯ ПОДВОДКА 1/2" ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ ЖИДКОСТИ.

УДК 622.276.53

При подавленной коалесценции газовых пузырьков снизится влияние свободного газа на работу многоступенчатых центробежных насосов. Это позволит широко использовать их при реализации водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем.

В связи с этим были проведены специальные стендовые исследования условий подавления коалесценции газовых пузырьков в жидкости применительно к технологии водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем.

Оказалось, что коалесценцию газовых пузырьков, введенных в жидкость, удается в ряде случаев подавить при добавлении различных солей. Эксперименты проводили на стенде – макете насосно-эжекторной системы, схема которого представлена на рисунке 3.

В качестве силового и дожимного многоступенчатых центробежных насосов были выбраны сделанные в России насосы «Грундфос» CR1-25 (номинальная подача $Q_{ном} = 1 \text{ м}^3/\text{час}$, максимальный КПД 45%, 25 ступеней, мощность 1,5 кВт) и CR1S-30 ($Q_{ном} = 0,8 \text{ м}^3/\text{час}$, максимальный КПД 35%, 30 ступеней, мощность 1,1 кВт) с однофазными электродвигателями. Общий вид установки насоса такого типа представлен на рисунке 4, а сборочный чертеж насоса – на рисунке 5 [5].

На рисунке 6 приведена фотография ступени насоса «Грундфос» типа CR1 и CR1S. Ясно видно, что конструктивно такая ступень аналогична ступеням погружных центробежных насосов ЭЦН низкой быстроходности. Габариты этих ступеней находятся в диапазоне поперечных габаритов ЭЦН.

Характеристики ступеней насосов «Грундфос» типа CR1 и CR1S также аналогичны напорно-расходным и энергетическим (КПД) характеристикам ступеней ЭЦН малой подачи.

Поскольку в экспериментах не ставилась задача получения рекордных значений КПД, а главной целью работ было исследование зависимости степени влияния свободного газа на характеристики дожимного многоступенчатого центробежного насоса насосно-эжекторной системы, выбор



РИС. 4. ОБЩИЙ ВИД УСТАНОВКИ НАСОСА «ГРУНДФОС» ТИПА CR1 И CR1S.

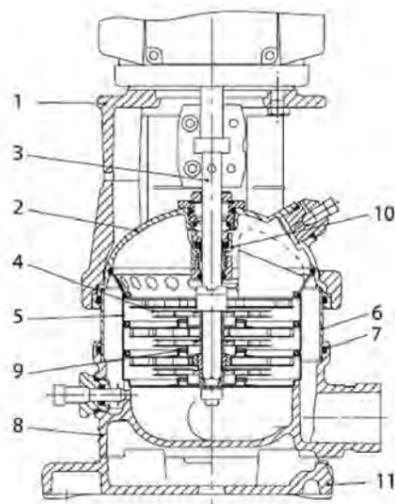


РИС. 5. РАЗРЕЗ НАСОСА «ГРУНДФОС» ТИПА CR1 И CR1S. 1 – ГОЛОВНАЯ ЧАСТЬ НАСОСА, 2 – КРЫШКА, 3 – ВАЛ, 4 – РАБОЧЕЕ КОЛЕСО, 5 – НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ, 6 – ЦИЛИНДРИЧЕСКИЙ КОЖУХ, 7 – УПЛОТНИТЕЛЬНОЕ КОЛЬЦО, 8 – ОСНОВАНИЕ, 9 – ЩЕЛЕВОЕ УПЛОТНЕНИЕ, 10 – ТОРЦОВОЕ УПЛОТНЕНИЕ, 11 – ПЛИТА-ОСНОВАНИЕ



РИС. 6. ФОТОГРАФИЯ СТУПЕНИ НАСОСА «ГРУНДФОС» ТИПА CR1 И CR1S.

насосов «Грундфос» типа CR1 и CR1S для стенда является вполне оправданным.

Методика экспериментов была следующей.

На первом этапе испытаний исследовали напорную характеристику силового насоса CR1-25 на воде. При этом открываются (см. рисунок 3) краны 23, 24 и 25, а также регулируемые вентили и задвижки 27, 31, 33, 33, 36, 37, 38. Регулируемая задвижка 26 на выходе насоса CR1-25 закрыта. Запускается насос CR1-25, задвижка 26 приоткрывается, замеряются значения подачи жидкости по расходомеру 5, а также давление на входе в силовой насос по мановакуумметру 8 и давление на выходе силового насоса по манометру 10. Измерения повторяются при различных степенях открытия задвижки 26. По результатам исследований строится напорная характеристика насоса.

Во втором этапе испытаний вначале собирается эжектор 3 с определенной конфигурацией проточной части. Затем открываются задвижки 26 и 28, а задвижка 27 закрывается. Задвижки 45 и 46 при этом также закрыты. Запускается насос CR1-25, нагнетающий жидкость в сопло эжектора 3. Открываются задвижки 45 и 46, эжектор 3 начинает откачивать газ (воздух из атмосферы). Замеряются расход жидкости по счетчику 5, расход газа по счетчику 6, а также рабочее давление перед соплом по манометру 11, давление на приеме по мановакуумметру 7, давление смешанного потока на выходе из эжектора 3 по манометру 12, температура рабочей жидкости по термометру 15, температура откачиваемого газа по термометру 16 и температура смешанного потока по термометру 17.

Далее частично прикрывается задвижка 28 на выходе из эжектора 3, и давление на выходе эжектора 3 увеличивается. Измерения повторяются при различных степенях закрытия задвижки 28. По их результатам строят напорно-энергетические характеристики эжектора – зависимости относительного безразмерного перепада давлений и КПД от коэффициента инжекции.

Затем исследуют характеристики дожимного насоса 4 CR1S-30

при откачке водогазовой смеси, создаваемой эжектором 3. Вначале запускают силовой насос 2 с эжектором 3, задвижки 45 и 46 при этом закрыты. Открывают перепускную линию 22 посредством открытия вентилей 27 и 30, а затем запускают дожимной насос 4. Постепенно закрывают вентили 27 и 30, регулируя при этом давление на входе в дожимной насос 4 с помощью задвижки 32. После полного закрытия вентилей 27 и 30 устанавливают с помощью регулируемой задвижки 32 требуемое давление у входа в дожимной насос 4. Снимают параметры работы насоса 4 на жидкости – давление у входа по манометру 13, давление на выходе по манометру 14, подачу жидкости по счетчику 5, температуру рабочей жидкости по термометру 15 и температуру смешанного потока по термометру 17. После этого открывают задвижку 45, приоткрывают вентиль 46 и начинают подавать газ в приемную камеру эжектора 3. Давление у входа в дожимной насос 4 при этом возрастает. Приоткрывают задвижку 32 на выходе насоса 4 и добиваются установления прежнего значения давления у входа в дожимной насос 4. Записывают параметры работы насоса 4 на водогазовой смеси: давление у входа по манометру 13, давление на выходе по манометру 14, подачу жидкости по счетчику 5, расход газа по счетчику 6, температуру рабочей жидкости по термометру 15, температуру откачиваемого газа по термометру

16 и температуру смешанного потока по термометру 17. После этого увеличивают расход газа, устанавливают следующий режим работы и замеряют параметры насоса 4. Расход газа в дальнейшем повышают до достижения предельного значения газосодержания. Эксперименты проводят при различных давлениях у входа в насос 4.

На третьем этапе в систему добавляют различные количества водных растворов соли через воронку 52. Проводят испытания по методике, описанной выше, и определяют характеристики работы дожимного насоса 4 на водогазовых смесях при различных концентрациях соли.

Результаты измерений параметров, а также возникшие и возможные неполадки фиксируются в протоколах испытаний.

На первом этапе исследовали характеристику (зависимость напора H от подачи Q) силового многоступенчатого насоса CR1-25 на воде. Поскольку насос был укомплектован однофазным электродвигателем, частота вращения вала была меньше паспортной (2900 об/мин) и составляла 2767 об/мин.

На рисунке 7 приведена полученная на стенде напорная характеристика CR1-25, а также пересчитанная с 2900 об/мин на частоту 2767 об/мин паспортная характеристика насоса. Наблюдается очень хорошее соответствие паспортной и стендовой характеристик насоса,

разница между ними находится в пределах погрешностей измерений.

На втором этапе исследовали характеристик эжекторов при откачке газа струей жидкости и дожимного насоса CR1S-30 на водогазовых смесях с использованием пресной воды. В экспериментах применяли эжекторы с диафрагменными соплами, имеющими прямоугольные кромки. Ранее такие сопла были испытаны и рекомендованы для откачки газа в работах [6 – 8]. Камеры смешения эжекторов были цилиндрическими, угол раскрытия диффузора составлял 6° .

По методике, изложенной выше, исследовали влияние свободного газа в смеси, приготовленной эжектором, на характеристики дожимного насоса CR1S-30. Эксперименты проводили при абсолютных давлениях у входа в насос $P_{вх}$, составляющих 0,3, 0,4 и 0,5 МПа.

При этом было подтверждено установленное ранее [8] явление снижения степени влияния газа на характеристику многоступенчатого центробежного насоса. На рисунке 8 приведены полученные на одном из режимов зависимости давления P_n , развиваемого насосом, от газосодержания у входа в насос $\beta_{вх}$ при различных $P_{вх}$. Газосодержание у входа в насос $\beta_{вх}$ определяли как

$$\beta_{вх} = \frac{Q_{г.вх}}{Q_{г.вх} + Q_{ж}} \quad (1)$$

где $Q_{г.вх}$ – объемный расход свободного газа при термодинамических условиях у входа в насос;

$Q_{ж}$ – объемная подача жидкости в тех же условиях.

Величину газосодержания $\beta_{вх}$ у входа в насос выражали в процентах.

Как следует из полученных зависимостей, при увеличении $P_{вх}$ и неизменном газосодержании параметры работы насоса на водогазовой смеси улучшаются.

На рисунках 9 – 11 представлены характеристики дожимного многоступенчатого центробежного насоса CR1S-30 на водогазовых смесях – зависимости давления P_n , развиваемого насосом, от подачи жидкости $Q_{ж}$ при различных газосодержаниях и значениях

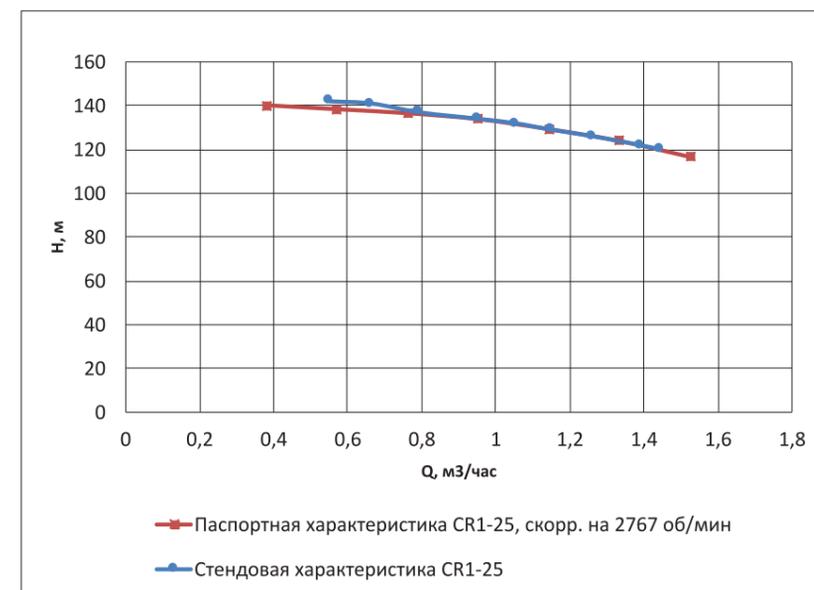


РИС. 7. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПАСПОРТНОЙ И СТЕНДОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСА CR1-25.

абсолютного давления у входа в насос $P_{вх}$, составляющих 0,3, 0,4 и 0,5 МПа.

Проведенные исследования показали, что при неподдавленной коалесценции газовых пузырьков наблюдается достаточно сильное влияние свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса CR1S-30 при откачке водогазовых смесей. Кроме того, в левой части характеристики при подаче газа происходят сильные пульсации, насос работает нестабильно.

Фотография водогазовой смеси, выходящей из насоса CR1S-30, при неподдавленной коалесценции газовых пузырьков, показана на рисунке 12. Видно, что образуются крупные пузыри газа с размерами более 10 мм.

Также был проведен анализ и сопоставление результатов исследований на стенде-макете насосно-эжекторной системы с данными ранее выполненных исследований характеристик многоступенчатых центробежных насосов ЭЦН, применяемых на нефтяных промыслах.

На рисунках 13 – 15 показаны характеристики насосов на водогазовых смесях, полученные в работах [8–10].

Анализ и сопоставление данных показали, что влияние свободного газа на характеристику многоступенчатого центробежного насоса CR1S-30 качественно примерно такое же, как на характеристики многоступенчатых центробежных насосов ЭЦН, применяемых для добычи нефти и закачки воды для поддержания пластового давления.

После проведения экспериментов на водогазовых смесях с использованием пресной воды и неподдавленной коалесценции газовых пузырьков была проведена подготовка к опытам с применением в качестве жидкости растворов электролита – поваренной соли (хлористого натрия) NaCl. Выбор данной пары катионов и анионов (Na^+ и Cl^-) для проведения исследований был обусловлен тем, что указанные ионы имеются в попутно добываемых водах различных нефтяных месторождений. Кроме того, поваренная соль является доступной и дешевой. В опытах была использована соль-илецкая поваренная соль.

Из системы стенда была предварительно слита вся вода. Затем в бак стенда залили 181 л пресной воды из водопровода. Объем залитой воды измеряли счетчиком, установленным на стенде. Для данного объема воды были рассчитаны концентрации n (г/л, % масс., моль/л) водных растворов соли при добавках различных количеств сухой соли (таблица 1)

Зависимость плотности раствора от массовой концентрации поваренной соли в воде приведена на рисунке 16. Плотность жидкости измеряли с помощью ареометра АОН-2 1000/1080.

Первые эксперименты провели при добавке 3 кг соли в воду объемом 181 л, залитую в гидравлическую систему стенда. Затем

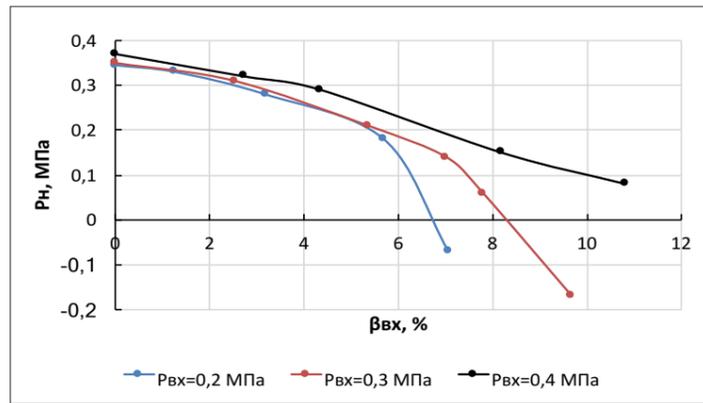


РИС. 8. ЗАВИСИМОСТИ P_n ОТ $Q_{ж}$ ПРИ ПОДАЧЕ ЖИДКОСТИ $Q_{ж}=1,39-1,44 \text{ м}^3/\text{час}$.

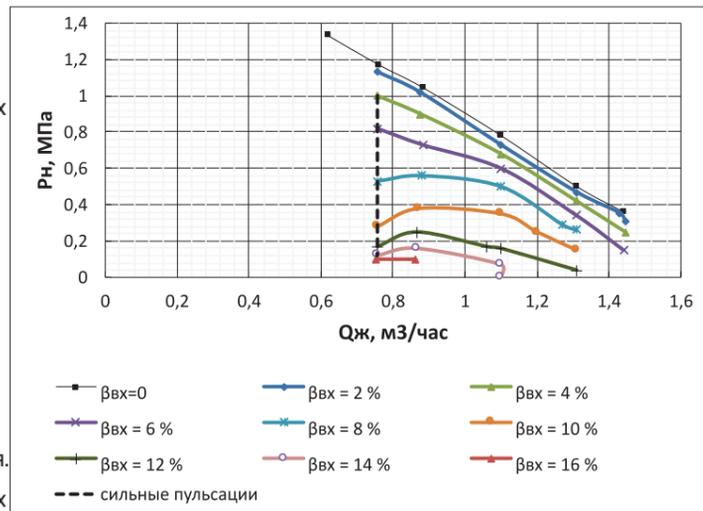


РИС. 9. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА CR1S-30 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С НЕПОДАВЛЕННОЙ КОАЛЕСЦЕНЦИЕЙ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ ПРИ $P_{вх}=0,3 \text{ МПа}$.

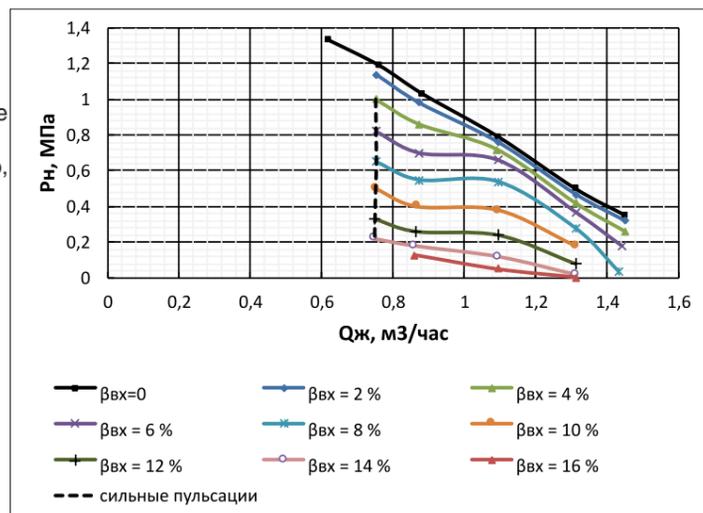


РИС. 10. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА CR1S-30 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С НЕПОДАВЛЕННОЙ КОАЛЕСЦЕНЦИЕЙ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ ПРИ $P_{вх}=0,4 \text{ МПа}$.

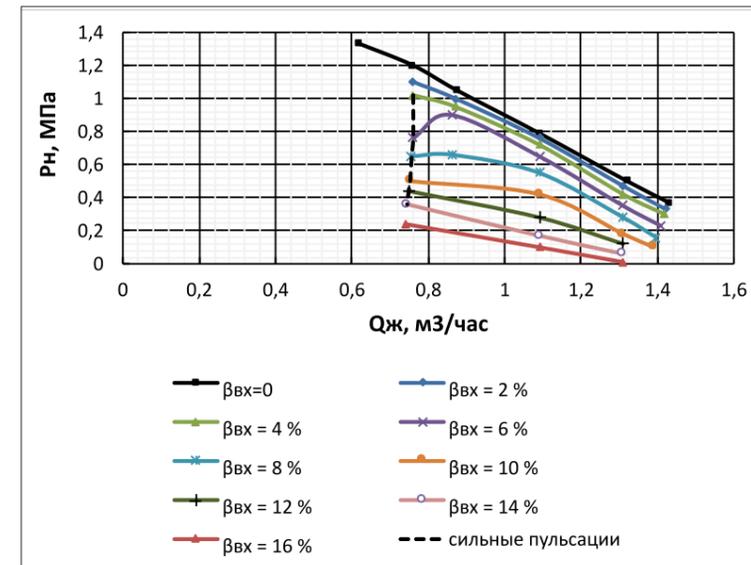


РИС. 11. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА CR1S-30 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С НЕПОДАВЛЕННОЙ КОАЛЕСЦЕНЦИЕЙ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ ПРИ $P_{вх}=0,5 \text{ МПа}$.

проводили опыты при добавке 6 кг, 9 кг, 12 кг и 14 кг соли в 181 л воды.

Для подачи водогазовой смеси в дожимный насос в этих экспериментах использовали эжектор с диаметром сопла $d_c=3,3 \text{ мм}$ и диаметром камеры смешения $d_{кс}=4,4 \text{ мм}$.

Эксперименты по исследованию влияния свободного газа на работу дожимного многоступенчатого центробежного насоса CR1S-30 проводили при абсолютном давлении у входа в насос, составляющем 0,3 МПа. Подача жидкости находилась в диапазоне $0,85 - 0,87 \text{ м}^3/\text{час}$.

Результаты исследований (зависимости давления P_n , развиваемого насосом CR1S-30 на водогазовых смесях при различных концентрациях NaCl от входного газосодержания $\beta_{вх}$) показаны на рисунке 17.

При увеличении массовой концентрации соли до 1,66% насос работает на водогазовой смеси лучше до газосодержания у входа примерно 10%. При дальнейшем росте подачи газа давление, развиваемое насосом на водогазовой смеси с концентрацией соли 1,66%, становится меньше, чем в случае пресной воды.

При увеличении массовой концентрации соли до 3,31% происходило существенное улучшение работы насоса на водогазовой смеси до газосодержания у входа примерно 14%, затем развиваемое давление стало меньше, чем при откачке водогазовой смеси с пресной водой.

Улучшение характеристики насоса на водогазовой смеси до некоторых газосодержаний у входа в насос при росте концентрации поваренной соли наблюдалось до концентрации 6,62%. Зона работы насоса на водогазовой смеси существенно расширилась за счет подавления коалесценции газовых пузырьков.

Фотография водогазовой смеси, выходящей из насоса CR1S-30, при концентрации хлористого натрия 6,62%, показана на рисунке 18. Видно, что крупные пузыри газа не образуются, структура смеси пенная, мелкодисперсная за счет проявления отталкивающих сил

между пузырьками, которые заряжаются отрицательно в водных растворах электролитов.

При дальнейшем увеличении концентрации соли до 7,72% улучшения в области входных газосодержаний до 16% практически не было. В зоне более высоких газосодержаний зависимость развиваемого давления от газосодержания стала практически вертикальной, насос в этой области работал неустойчиво, со срывами. Режимы резко, внезапно и самопроизвольно менялись, были пульсации, скрип и визг при работе насоса, в лаборатории распространился характерный запах горячей изоляции, раскрылось торцовое уплотнение вала, и произошла утечка водогазовой смеси. Насосы стенда были незамедлительно остановлены.

Чтобы не допустить преждевременного отказа дожимного насоса, было принято решение вернуться к прежней концентрации соли 6,62% в воде, при которой наблюдалось наибольшее улучшение работы насоса на водогазовой смеси без неприятных явлений, описанных выше.

Расчетное количество воды, которое надо было для этого добавить в бак стенда, составляло 30 л. Этот объем пресной технической воды залили в гидравлическую систему стенда из водопровода. В дальнейшем эксплуатация насоса на водогазовой смеси происходила без явлений срыва работы.

Итак, проведенные экспериментальные исследования позволили установить существенное снижение влияния газа на характеристику многоступенчатого центробежного насоса при добавлении соли в области рациональных концентраций подавления коалесценции пузырьков.

ТАБЛИЦА 1. Значения концентрации соли в водных растворах NaCl в гидравлической системе стенда

Масса соли, кг	3	6	9	12	14
n , г/л	16,6	33,1	49,7	66,2	77,2
n , % масс.	1,66	3,31	4,97	6,62	7,72
n , моль/л	0,284	0,567	0,851	1,134	1,322



РИС. 12. СТРУКТУРА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ, ВЫХОДЯЩЕЙ ИЗ НАСОСА CR1S-30, ПРИ НЕПОДАВЛЕННОЙ КОАЛЕСЦЕНЦИЕЙ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ (НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР СТЕКЛЯННОЙ ТРУБКИ СОСТАВЛЯЕТ 20 ММ).

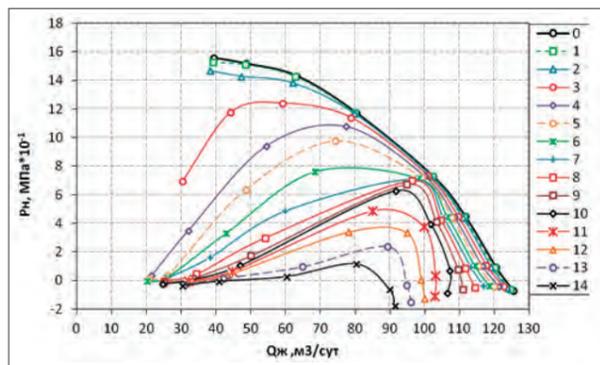


РИС. 13 – ХАРАКТЕРИСТИКИ 30-СТУПЕНЧАТОГО НАСОСА ЭЦН5-80 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ, СОЗДАННОЙ ЭЖЕКТОРОМ, ПРИ РВХ=0,6 МПА, ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ ВАЛА 2940 ОБ/МИН, ЦИФРАМИ ОБОЗНАЧЕНО βвх [9].

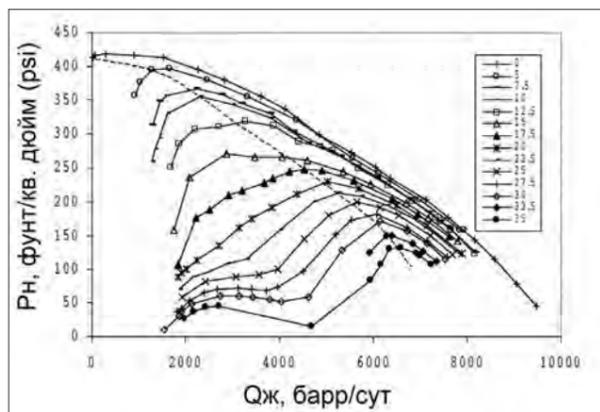


РИС. 14. ХАРАКТЕРИСТИКИ 22-СТУПЕНЧАТОГО НАСОСА GC6100 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ (ПОДАЧА ГАЗА ЧЕРЕЗ КЛАПАН), ПРИ РВХ=0,69 МПА, ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ ВАЛА 3208 ОБ/МИН, ЦИФРАМИ ОБОЗНАЧЕНО βвх [10].

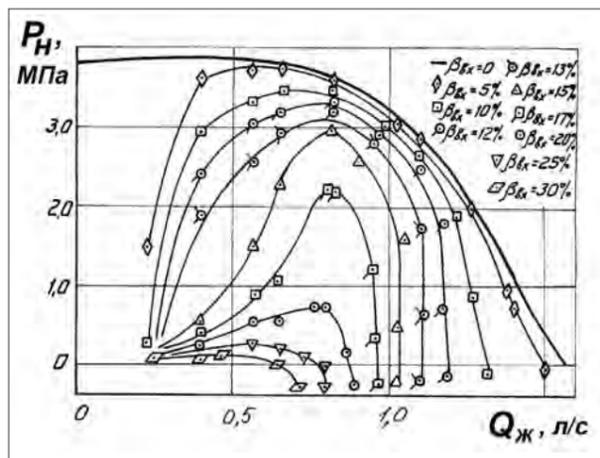


РИС. 15. ХАРАКТЕРИСТИКИ 76-СТУПЕНЧАТОГО НАСОСА ЭЦН5-80 НА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ (ПОДАЧА ГАЗА ЧЕРЕЗ 48 ОТВЕРСТИЙ ДИАМЕТРОМ 1,5 ММ) ПРИ РВХ=0,6 МПА, ЧАСТОТЕ ВРАЩЕНИЯ ВАЛА 2940-2970 ОБ/МИН, ПОЛУЧЕННЫЕ В РАБОТЕ [9].

Следует отметить, что ранее на установке водогазового воздействия на Самодуровском месторождении для предотвращения срыва подачи дожимного насоса ЭЦН8-1600-1450 планировалась подача пенообразующего ПАВ – Нефтенола ВКСН с объемной концентрацией 0,02% в воде. Были

закуплены и установлены емкость и дозировочный насос для подачи ПАВ. Однако после запуска насосно-эжекторная система устойчиво заработала на водогазовой смеси без ПАВ. Оказалось, что состав попутно добываемой воды Самодуровского месторождения с высокой минерализацией (плотность воды 1110 кг/м3) способствует подавлению коалесценции пузырьков.

На рисунке 19 показана фотография отбора пробы водогазовой смеси с выхода насоса ЭЦН8-1600-1450 насосно-эжекторной системы. Видно, что структура отбираемой смеси пенная без добавки пенообразующих ПАВ.

Сама природа помогла внедрению водогазового воздействия. Насосно-эжекторная система эксплуатируется без добавки пенообразующих ПАВ, и компания «Оренбургнефть» уже сэкономила на этом значительные средства.

Тема подавления коалесценции газовых пузырьков в жидкости, несомненно, требует дальнейшего всестороннего исследования. Пока в этом направлении сделаны только первые шаги применительно к технологии водогазового воздействия на пласт [11, 12], и ряд вопросов остается неизученным. В частности, необходимо провести исследования подавления коалесценции газовых пузырьков в растворах электролитов, а также в пластовых водах различных нефтяных месторождений, и определить области рациональных концентраций солей и газосодержаний, при которых обеспечивается высокая устойчивость водогазовых смесей.

Выводы

1. Установлено существенное снижение влияния газа на характеристику многоступенчатого центробежного насоса при добавлении соли в области рациональных концентраций подавления коалесценции пузырьков. При этом увеличение концентрации выше некоторого граничного значения приводит к осложнениям в работе насоса, и превышение содержания соли выше этой величины нежелательно.
2. Эксперименты выявили, что существуют области рациональных концентраций и состава солей, в которых обеспечивается подавление коалесценции газовых пузырьков за счет проявления отталкивающих сил между пузырьками, которые заряжаются отрицательно в водных растворах электролитов.
3. Промысловые исследования насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на Самодуровском месторождении ПАО «Оренбургнефть» показали, что система устойчиво работает в различных режимах, срывов подачи эжекторов и насосов не было. Сама природа помогла внедрению водогазового воздействия, поскольку состав попутно добываемой воды Самодуровского месторождения способствует подавлению коалесценции пузырьков.
4. Необходимы дальнейшие исследования условий подавления коалесценции газовых пузырьков в пластовых водах различных нефтяных месторождений.

Авторы благодарят Фонд «Сколково» за поддержку исследований, выполненных в данной работе. ●

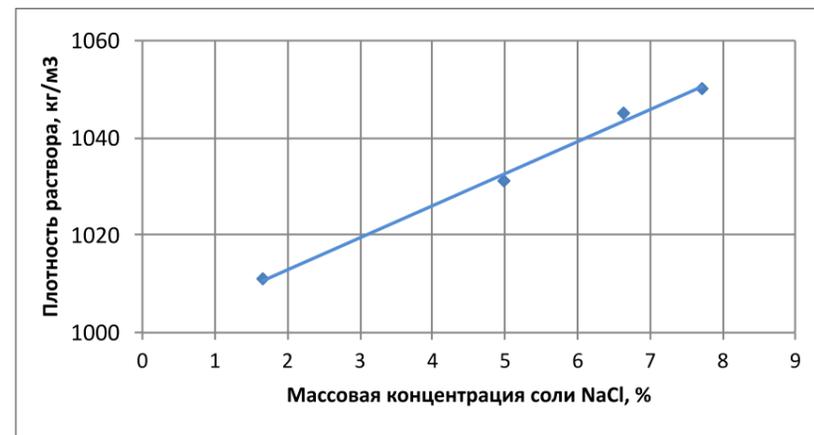


РИС. 16. ЗАВИСИМОСТЬ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА ОТ МАССОВОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОВАРЕННОЙ СОЛИ В ВОДЕ.

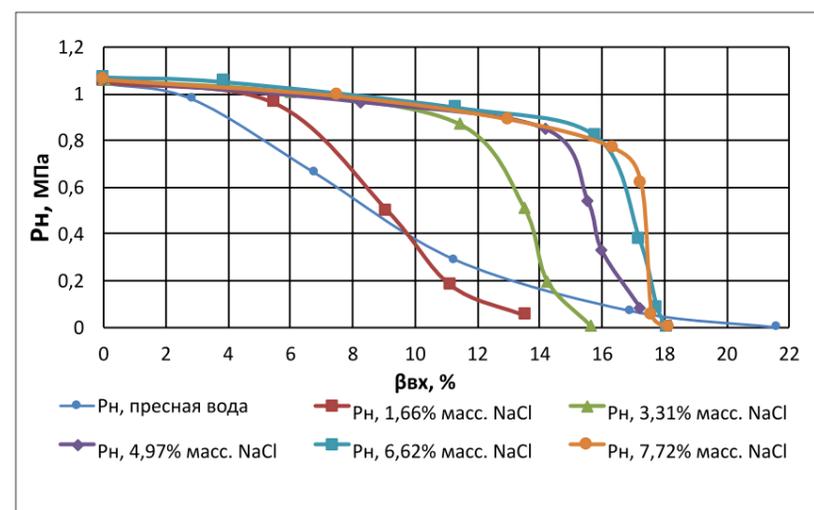


РИС. 17. ЗАВИСИМОСТИ ДАВЛЕНИЯ РН, РАЗВИВАЕМОГО НАСОСОМ CR1S-30 НА ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЯХ ПРИ ПОДАЧЕ ЖИДКОСТИ Qж=0,85-0,87 М3/ЧАС, РВХ=0,3 МПА И РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ NaCl, ОТ ВХОДНОГО ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ βвх.



РИС. 18. СТРУКТУРА ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ, ВЫХОДЯЩЕЙ ИЗ НАСОСА CR1S-30, ПРИ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИСТОГО НАТРИЯ 6,62%.



РИС. 19. ОТБОР ПРОБЫ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С ВЫХОДА НАСОСА ЭЦН8-1600-1450 НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ НА САМОДУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дроздов А.Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения. – Нефтяное хозяйство, 2014, № 8, с. 100-104.
2. Дроздов Н.А. Насосно-эжекторные системы для водогазового воздействия на пласт. – Lambert Academic Publishing, 2014. – 172 с.
3. Дроздов А.Н. Утилизация ПНГ на Самодуровском месторождении: долгая и извилистая дорога к внедрению. – Нефтегазовая вертикаль, 2015, № 6, с. 52-55.
4. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Простые решения сложных проблем при водогазовом воздействии на пласт. – Бурение и нефть, 2017, № 3, с. 43-46.
5. Интернет-сайт <http://ru.grundfos.com>
6. Каннингэм Р.Г. Сжатие газа с помощью жидкоструйного насоса. - Тр. амер. общ. инж.-механиков, серия Д. Теоретические основы инженерных расчетов, 1974, № 3, с.

112 - 128.

7. Каннингэм Р.Г, Допкин Р. Дж. Длина участка разрушения струи и смешивающей горловины жидкоструйного насоса для перекачки газа. - Тр. амер. общ. инж.-механиков, серия Д. Теоретические основы инженерных расчетов, 1974, № 3, с. 128 - 141.
8. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. – М.: МАКС пресс. – 2008. – 312 с.
9. Исследование характеристик электроцентробежного насоса с эжектором на входе при откачке газожидкостных смесей / Вербицкий В.С., Горидько К.А., Федоров А.Э., Дроздов А.Н. – Нефтяное хозяйство, 2016, № 9, с. 106-109.
10. Pessoa R., Prado M. Experimental Investigation of Two-Phase Flow Performance of Electrical Submersible Pump Stages. – SPE 71552, 2001 SPE Annular Technical Conference Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September –3 October 2001.
11. Бункин Н.Ф., Ломкова А.К., Дроздов А.Н. Перспективы использования нанопузырьков при утилизации попутного нефтяного газа для повышения нефтеотдачи путем закачки водогазовых смесей в пласт. - В сборнике трудов: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» / под ред. Хавкина А.Я., Изотова В.Г. // Материалы IV Международной конференции в г. Москва 11-12 ноября 2014 г., НСПГРМНГ РАН, НОР, ПЦ ФС РФ «НТИС», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Фонд Байбакова. М., Нефть и газ, 2014, с. 279-281.
12. Нанопузырьковая газовая фаза в водных растворах электролитов и возможности её применения для повышения нефтеотдачи путем водогазового воздействия / Бункин Н.Ф., Дроздов Н.А., Козлов В.А., Дроздов А.Н. - Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2016. Т. 1. – с. 334-338.

Key words: SWAG process, enhanced oil recovery of the reservoir, associated gas, pumping-ejector system, oil production.

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ. ОДНИМ ИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В НЕОДНОРОДНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТАХ ЯВЛЯЮТСЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ (ПОТ). НА ОСНОВЕ ОБЗОРА МЕТОДОВ СДЕЛАН ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.

IN THIS ARTICLE, WE CONSIDER THE EXISTING HYDRODYNAMIC METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY. ONE OF THE METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY IN INHOMOGENEOUS LOW PERMEABLE FORMATIONS IS THE FLOW DEFLECTING TECHNOLOGY (POT). BASED ON THE REVIEW OF METHODS, THE MOST EFFECTIVE OIL RECOVERY ENHANCEMENT TECHNOLOGY FOR CARBONATE RESERVOIRS WAS SELECTED.

Ключевые слова: коллектор, потокоотклоняющие технологии, закачка, нефтеотдача, обводненность, полимер, заводнение, проницаемость.

Бронислав Брониславович Квеско,
к.ф.-м.н., профессор,
кафедра «Разработки нефтяных и газовых месторождений»,
Сибирский Федеральный Университет, Институт нефти и газа

Роман Владимирович Чустеев,
кафедра «Разработки нефтяных и газовых месторождений»,
Сибирский Федеральный Университет, Институт нефти и газа

Потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год, но эффективность извлечения флюида из нефтеносных пластов с помощью промышленных методов разработки во многих странах считается неудовлетворительной.

Средняя нефтеотдача пластов в мире составляет 25–40%. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии – 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%. Остаточные запасы нефти достигают в среднем 55–75% от ее первоначальных запасов в недрах.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, проводятся научные, лабораторные и полевые исследования для выявления наиболее эффективных способов воздействия на пласт. Современные методы повышения нефтеизвлечения в той или иной степени базируются на заводнении.

Среди них можно выделить четыре основные группы:

- 1) гидродинамические методы – циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости;
- 2) физико-химические методы – заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочей, серной кислоты, диоксида углерода, мицеллярных растворов);
- 3) газовые методы – водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления;
- 4) тепловые методы – вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрипластовое горение, использование воды как терморазтворителя нефти [1].

Рассмотрим и проанализируем более подробно основные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи месторождений.

Основные гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи месторождений

Нестационарное (циклическое) заводнение. Впервые гипотеза об эффективности нестационарного заводнения была сформулирована в конце 50-х гг. XX в. [2]. Данный метод впервые был применен на Губкинском месторождении Куйбышевской области в 1964 г., где дал хорошие результаты и в последующее время быстро распространился на другие месторождения Куйбышевской области и Татарской АССР. С начала 70-х гг. метод стали внедрять на нефтяных месторождениях Тюменской области (Усть-Балыкском, Западно-Сургутском и др.). Суть метода циклического воздействия заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости слоев и неравномерной их нефтенасыщенностью, вызванной этими видами неоднородности, искусственно создается нестационарное давление [3].

Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенности и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, слоев, участков. Возникновение знакопеременных значений давления между слоями разной насыщенности способствует ускорению капиллярной, противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон (слоев) – внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по мелким порам и перетоку нефти. Данный метод заводнения используется на нефтяных месторождениях Татарии, Самарской области, Западной Сибири и т.д.

Форсированный отбор жидкостей. Форсированный отбор жидкостей применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиентов давления и скорости фильтрации, обуславливающих

вовлечение в разработку участков пласта и пропластков, не охваченных заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы [4]. Таким образом, технология проведения форсированного отбора жидкости заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости, за счет чего создается перепад давления между пропластками с различной проницаемостью. В результате нефть из нефтенасыщенного (низкопроницаемого) пропластка вовлекается в гидродинамический поток и выносится к добывающей скважине. В Западной Сибири этот метод повышения нефтеотдачи пластов применялся на Мегионском, Самотлорском, Мамонтовском, Усть-Балыкском, Приразломном, Приобском месторождениях [5, 6]. В последующие годы метод получил внедрение на месторождениях Апшеронского полуострова и в настоящее время используется на многих нефтепромыслах.

Метод перемены фильтрационных потоков. Для вовлечения в

УДК 622.276





разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам. В результате изменения закачки меняются направленность и величины градиентов давления, за счет чего на участки, ранее не охваченные заводнением, воздействуют более высокие градиенты давления, и нефть из них вытесняется в заводненную, проточную часть пластов, чем достигается увеличение нефтеотдачи. При реализации метода наряду с изменением отбора и закачки практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин [4]. Скважины можно периодически останавливать через одну или парами. Метод предполагает одновременное ограничение отбора в одних скважинах и увеличение в других.

Потокоотклоняющие технологии. Другим из способов повышения охвата пласта заводнением является применение потокоотклоняющих технологий, которые изменяют направление движения потока закачиваемых жидкостей. Это достигается за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных

участков пласта закачкой в него таких реагентов, которые в промытой зоне образуют различные тампонирующие пробки при смешивании с пластовой водой. При этом в высокообводненном прослое создается гидроизолирующий экран, который отклоняет потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный прослой, повышая коэффициент извлечения нефти (КИН) [7]

Потокоотклоняющие технологии, позволяют создавать прочные барьеры на пути фильтрации воды и повышать нефтеотдачу пластов за счет увеличения коэффициента охвата, публикует в своей работе Каширина К.О. В основном данные технологии применяются на завершающей стадии разработки либо при решении задач, связанных с ремонтно-изоляционными работами [8].

Обзор существующих ПОТ показал, что на сегодня существует более 400 технологий, но в основном используется около 100. Только за счет применения ПОТ в период с 2006 по 2010 гг. на российских месторождениях проведено более 35 тысяч операций, что позволило получить дополнительно 53 млн т нефти. Так, за 2010 г. было выполнено около 7 тысяч операций, при этом дополнительная добыча нефти (ДДН) на скважину составила

от 0,3 до 1,6 тысячи тонн. За счет потокоотклоняющих технологий компаниями было добыто свыше 9,5 млн тонн нефти, это порядка 8% от общей ДДН за этот год [9].

Рассмотрев вышеперечисленные методы и анализируя их принцип работы, можно условно составить таблицу их применимости, принципа действия и недостатков (таблица 1).

ПОТ как метод увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов. Наиболее эффективный метод

Принципиально важным аспектом разработки карбонатных коллекторов является проблема быстрого обводнения продукции скважин. Основной причиной обводнения скважин является широко развитая вертикальная трещиноватость, создающая хорошую гидродинамическую связь с активной подошвенной водой.

Исходя из вышеперечисленной информации и анализируя таблицу 1, можно сделать вывод что потокоотклоняющие технологии наиболее эффективны и целесообразны для применения их в карбонатных коллекторах для увеличения нефтеотдачи пласта.

ТАБЛИЦА 1. Условия применения гидродинамических методов регулирования разработки

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условия оптимального применения по обводненности, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента пластового давления	До 75-80	Ограниченная возможность установленных мощностей ППД, разрыв пластов
Изменение направлений фильтрационных потоков	Повышение охвата дренированием	До 75-80	возможность использования метода только на отдельных участках
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента давления на границе неоднородных пластов	70-80	Низкая эффективность на поздней стадии, невозможность использования при отсутствии гидродинамической связи между пластами
Форсирование отбора жидкости	Увеличение градиента давления	75-80	Селективность, невозможность повсеместного использования, ограниченность размеров зон воздействия
Выделение пластов в отдельный объект по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности на охват воздействия заводнением	Не ограничено	Ограниченность применения
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, подключение в работу несвязанных пластов	Не более 80-90	Значительные капитальные вложения на бурение и обустройство скважин..

Все основные ПОТ можно разделить на следующие группы:

- 1) полимерные, гелеобразующие и вязкоупругие составы;
- 2) дисперсные системы;
- 3) осадкообразующие составы;
- 4) микробиологическое воздействие.

Полимерное заводнение — один из наиболее перспективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с использованием водорастворимых ПАА. Механизм основан на снижении подвижности закачиваемой воды, выравнивании вязкости за счет частичной адсорбции полимера на породе, создании остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта [10].

Гелеобразующие композиции – в основе технологии применения силикатных составов лежит способность силиката натрия взаимодействовать с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием водорастворимых осадков или

гелеобразных систем. В скважину закачивается гелеобразная композиция, которая в начальный момент времени представляет собой маловязкую жидкость. После определенного промежутка времени происходит резкое возрастание кинематической вязкости до загустевания системы, т.е. раствор резко теряет текучесть и непосредственно в пластовых условиях превращается в гель,

который способен блокировать обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в добывающую скважину [10].

Результат применения силикатного геля можно посмотреть на примере Северо-Покурского месторождения (рисунок 1).

Микрогелевые полимерные системы (МГС). Одним из направлений развития

ТАБЛИЦА 2. Результаты применения ПОТ

Технология	Кол-во обработок	Доп. добыча (тонн)	Доп. добыча после 1 обработки (тонн)	Тип коллектора	Нефтяная компания
СПС	48	18800	392	Терр.карб	Татнефть
МГС (Микрогелевые полимерные системы)	238	342000	1437	Терр.карб	Татнефть
Гелеобр.состав	24	17787	739	Терр.карб	Татнефть
БП-92	66	10300	156	Терр.карб	Татнефть
Латексно-полимерные композиции	24	54000	2250	Терр.карб	Татнефть
Полимерные системы	13	6649	512	Терр.карб	Газпром нефть

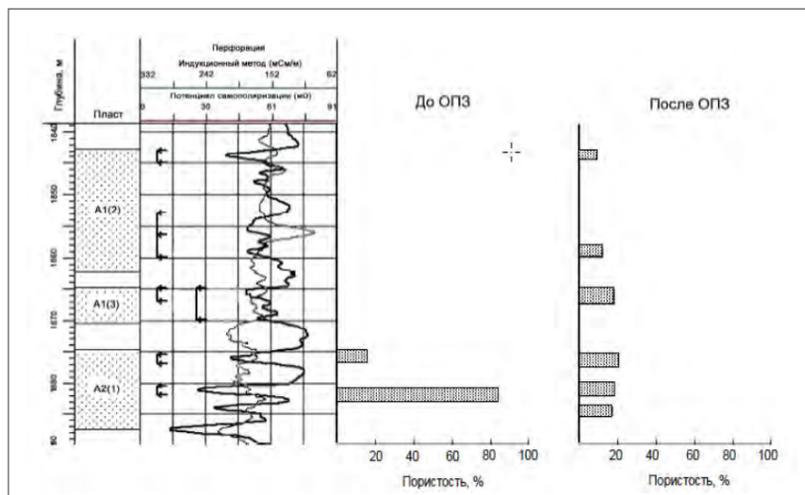


РИС. 1. ПРОФИЛЬ ПРИЕМОМОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВ. 176 СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО И ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ СИЛИКАТНЫМ ГЕЛЕМ

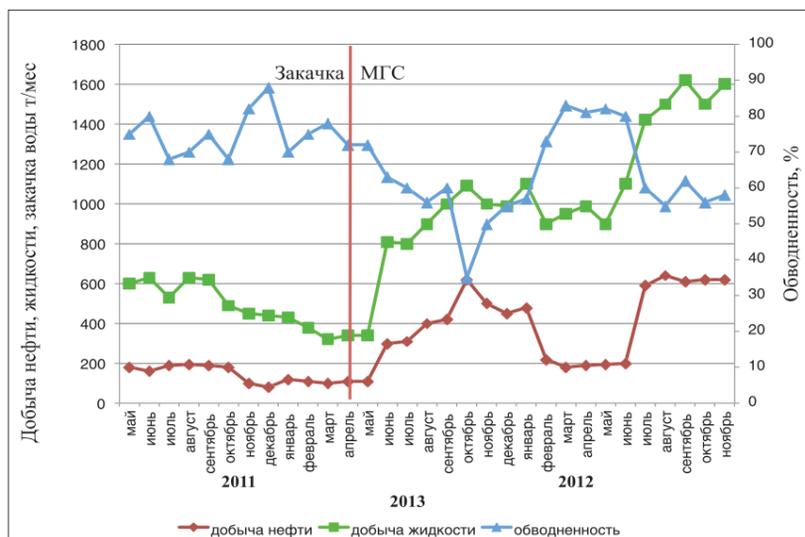


РИС. 2 ДИНАМИКА РАБОТЫ УЧАСТКА НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВ. 2540 НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ» ДО И ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ

полимерных технологий являются микрогелевые системы в виде коллоидно-дисперсных гелей. Механизм формирования коллоидно-дисперсных гелей основан на внутримолекулярной сшивке полимера солями алюминия. Особенностью композиции коллоидно-дисперсных систем по сравнению с другими полимерными растворами является формирование полимерных микрогелевых систем, обладающих высокой проникающей способностью в пористой среде, что позволяет изменять фильтрационные потоки в глубинных зонах пласта [11].

Результат применения МГС можно посмотреть на примере скв. 2540 НГДУ «Елховнефть» (рисунок 2).

Исходя из данных, представленных в таблице 2, можно сделать вывод, какие же технологии наиболее эффективно проявили себя на практике в той или иной компании. Судя по информации, после обработки скважин различными системами и композициями видно, что наибольшую дополнительную добычу дали микрогелевые полимерные системы (МГС) и латексно-полимерные композиции ●

ЛИТЕРАТУРА

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Акулишин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
5. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. – М.: Недра, 1967. – 131 с.
6. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика: учеб. пособие / под общ. ред. Л.С. Лейбензона. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
7. Старковский А.В. Комплексное применение физико-химических технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство. 05.2011.
8. Каширина К.О. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потокоотклоняющих технологий. Научный форум Сибирь. Том 2. Тюмень.
9. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и нефть. – 2011. – № 11. – С. 8-12.
10. Никитина А. Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов // Нефтегазовая Вертикаль. 2014. №10. С. 24–26.
11. Рафикова К.Р. Технология с использованием микрогелевых полимерных систем на месторождениях ПАО «Татнефть» / К.Р. Рафикова, Г.И. Сабахова // научный журнал Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 5/2015.
12. Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Болотова Л.И. Поведение гидрогелей полимеров акриламида в водных системах // Интервал. – 2009. – №1. – С. 32.
13. РД 153-39.0-457-06. Технология с использованием композиционных систем на основе ксантановых биополимеров /2003, – 25 с.

Keywords: collector, flow deflection technologies, injection, oil recovery, water cut, polymer, waterflooding, permeability.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА СКВАЖИН

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ИСПЫТАНИЮ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ КРЕПИ СКВАЖИН ИМЕЕТ ВЕСЬМА ШИРОКОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ. НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА, СЧИТАЮЩИХСЯ ПРИОРИТЕТНЫМИ ПО ОБЪЕМУ ДОБЫВАЕМОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДО 12% ОТ ОБЩЕГО ФОНДА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ С НАРУШЕНИЕМ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ «МУФТА КОНДУКТОРА – МОНТАЖНЫЙ ПАТРУБОК КОЛОННОЙ ГОЛОВКИ» СКВАЖИН. В ДАННОЙ ПУБЛИКАЦИИ АВТОРАМИ ИССЛЕДОВАНА ПРИРОДА ВОЗНИКНОВЕНИЯ НАГРУЖЕНИЯ ПО РЕЗЬБЕ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА ВОЗМОЖНЫЕ СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО УСТРАНЕНИЮ УКАЗАННОГО НЕСООТВЕТСТВИЯ И АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННЫХ ОБОСНОВАННЫХ РЕШЕНИЙ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

THE LEAKAGE OF THE BOREHOLE CEMENTING IS VERY WIDESPREAD. UP TO 12% OF THE TOTAL STOCK OF OPERATING WELLS IN THE FIELDS OF THE WEST SIBERIAN REGION, WHICH ARE CONSIDERED TO BE PRIORITY IN THE VOLUME OF RECOVERED NATURAL GAS ARE OPERATED WITH LEAKAGE OF THE WELLS' THREADED JOINT IN "COUPLING OF THE CONDUCTOR - THE ASSEMBLY BRANCH PIPE OF THE COLUMN HEAD". IN THIS PUBLICATION, THE AUTHORS INVESTIGATED THE NATURE OF THE OCCURRENCE LOADING ON THREADING IN THE PROCESS OF OPERATION, IDENTIFIED POSSIBLE WAYS TO ELIMINATE LEAKAGE IN ORDER TO SELECT THE OPTIMAL TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTION TO ELIMINATE THIS INCONSISTENCY AND TO TEST THE DEVELOPED SUBSTANTIATED SOLUTIONS AT THE OPERATING WELLS OF THE YUZHNO-RUSSKOYE FIELD.

Ключевые слова: резьбовое соединение, нагрузки резьбовых соединений, циклические испытания, устранение негерметичности.

Дмитрук Владимир Владимирович, генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»,

Касьяненко Андрей Александрович, заместитель генерального директора – главный инженер ОАО «Севернефтегазпром»

Кравченко Игорь Владимирович, главный механик – начальник отдела главного механика ОАО «Севернефтегазпром»

Легай Алексей Александрович, начальник производственно-технического отдела ОАО «Севернефтегазпром»

Сорокин Анатолий Александрович, генеральный директор ООО «Газпром газобезопасность»

Пономаренко Дмитрий Владимирович, заместитель начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром»

С целью подбора оптимального и обоснованного технико-технологического решения по устранению негерметичности резьбового соединения «монтажный патрубок колонной головки – муфта кондуктора», авторским коллективом принято решение изучить природу возникновения нагружения по резьбе, определить возможные способы совершенствования предупредительных работ по устранению негерметичности и реализовать подобранные научные технико-технологические решения на действующих скважинах Южно-Русского месторождения.

Подбор схемы нагружения резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» является основополагающим фактором для подготовки обоснованной методики испытаний резьбовых соединений.

Основные нагрузки и воздействия на оборудование, по признаку порождаемых ими механизмов накопления поврежденности и деградации свойств металла резьбового соединения [2], т.е. общности применяемых при анализе напряженно-деформированного состояния поверхностей сопряжения резьбового соединения расчетных критериев, могут быть объединены в следующие группы:

УДК 622.279



- квазистатические (постоянные);
- переменные и циклические;
- динамические (ударные);
- коррозионно-механические.

Наиболее значимыми, с точки зрения специалистов авторского коллектива, являются переменные и циклические нагрузки, которые в наибольшей степени влияют на деформирование сопряженных поверхностей резьбового соединения, что и приводит к потере герметичности.

Исходя из изложенного, с целью испытания резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки», выбрана схема одноосного циклического нагружения растяжением указанного соединения при максимальных растягивающих усилиях, создающих в стенке труб, соединенных резьбовой муфтой, напряжение σ_{max} за цикл 1,3 от продольной силы, возникающей от внутреннего давления газа в системе технологических трубопроводов. Асимметрия цикла нагружения $R = 0,5$.

Циклическую долговечность резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» принято решение оценивать до момента потери герметичности с обваркой ручной дуговой сваркой (далее – РДС) контура муфты кондуктора и без обварки. В качестве регистрации момента потери герметичности узла в процессе циклического нагружения выбрана «керосиновая проба».

Для реализации одноосного циклического нагружения резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» специалистами авторского коллектива совместно с ООО «Центр испытания и диагностики конструкций» (г. Москва, ЦИ и ДК) разработана схема крепления захватов, представленная на рис. 1.

Приварка по контуру заглушек (рис. 1 п.2) к телу трубы позволяет реализовать следующее:

- при одноосном нагружении стенка трубы, а вместе с ней и резьбовое соединение, подвергаются равномерному деформированию, соответствующему нагружению продольной силой от внутреннего давления;

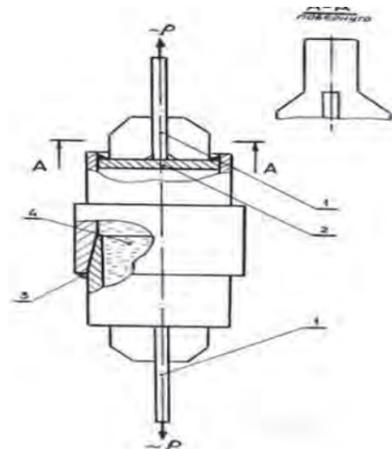


РИС. 1. Схема резьбового узла «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки»

- герметичность полости между двумя заглушками позволяет заполнить ее индикаторной жидкостью – керосином (рис. 1, п. 4) для регистрации момента потери герметичности резьбовым соединением «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» в процессе циклического нагружения.

Для заливки керосина в полость между двумя заглушками в верхней заглушке предусмотрено отверстие. Заливка осуществляется после установки узла на испытательную машину. Снаружи заваренное и незаваренное торцевое сопряжение обмазывается раствором на основе мела.

Для крепления собранного резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» в универсальную разрывную машину УДМ – 100 (рис. 2), снабженную пульсатором (частота нагружения до 270 цикл/



РИС. 2. УДМ-100

мин) и развивающую усилие растяжения при циклическом нагружении в 53 тонны, к заглушкам (рис. 1, п.2) привариваются плоские захваты (рис. 1, п. 1).

Для передачи усилия равномерно на вваренную заглушку и стенку трубы, к захватам и заглушкам привариваются ребра жесткости (рис. 1, вид А-А).

Для определения циклической долговечности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» из стали 21ХМФА на герметичность испытывались два узла:

1-й узел – без сварного соединения по торцу муфты (рис. 3.1);

2-й узел – с выполненным по разработанной технологии РДС сварным соединением, имитирующим ремонт узла для устранения негерметичности резьбового соединения на устье газовой скважины.

Для определения момента потери герметичности резьбовым соединением «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» при циклическом нагружении растяжением, после заполнения внутренней полости заготовок керосином, внешняя поверхность по контуру торцевого соединения муфты с монтажным патрубком (рис. 3.1) и сварное соединение, имитирующее ремонт узла РДС для устранения негерметичности резьбового соединения (рис. 3.2.), смачивались мыльно-меловым водным раствором.

По результатам испытания установлено следующее:

- потеря герметичности резьбовым соединением отмечена в диапазоне 510 000 – 590 000 циклов;
- потеря герметичности резьбовым соединением, отремонтированным РДС по разработанной авторским коллективом технологии, отмечена в диапазоне 720 000 – 750 000 циклов.

Таким образом, увеличение диапазона циклов до момента потери негерметичности соединения не только обеспечивает заявленный технический результат, но и является доказательством значительного увеличения надежности и долговечности резьбового соединения после наложения сварного шва.



РИС. 3.1. Узел «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» без сварного соединения



РИС. 3.2. Узел «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» со сварным соединением, имитирующим ремонт узла для устранения негерметичности резьбового соединения

По результатам проведенных циклических испытаний резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» до и после наложения сварного шва методом РДС сделаны следующие выводы:

1. Устранение негерметичности резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» разработанным методом на 22–30% увеличивает продолжительность сохранения узлом герметичности при циклическом нагружении.
2. Наложение шва на резьбовой узел без его предварительной приработки ставит сварное соединение в более нагруженное состояние, чем на действующей скважине, поэтому разработанная технология устранения негерметичности в условиях продолжительной эксплуатации устья скважины будет более эффективна, чем в проведенном исследовании.

Результаты многочисленных исследований [3] показывают, что для сталей наиболее эффективной при критериальной оценке напряженно-деформированного состояния является применение энергетической теории прочности Губера-Мизеса, согласно которой прочность материала при сложном напряженном состоянии обеспечивается, если часть удельной потенциальной энергии, идущей на изменение формы тела, не превосходит части допускаемой удельной потенциальной энергии, идущей на изменение формы, установленной из опытов с одноосным напряженным состоянием.

В рамках НИР был использован данный критерий для оценки напряженно-деформированного состояния труб.

Анализ полученных результатов показывает, что применение разработанной инновационной технологии ремонта скважин изменяет напряженно-деформированное состояние резьбового соединения следующим образом [4]:

- снижает величину действующего изгибающего момента на крайние витки резьбы трубы;
- снижает величину контактных напряжений на крайних витках резьбы;
- понижает величину деформаций, вызванных действием краевого изгибающего момента на металл трубы в окрестностях торца муфты;
- не влияет на герметичность уплотнения «металл-металл»;
- создает незначительную концентрацию напряжений в корне шва, при этом величина концентрации определяется радиусом перехода металла корня шва к металлу трубы.

Таким образом, результаты численного моделирования показывают потенциальную возможность применения разработанной технологии ремонта скважин не только для устранения негерметичности, но и при монтаже резьбовых соединений при условии соблюдения плавных переходов от металла шва к основному металлу.

В целях аккредитации разработанных технико-технологических решений и дальнейшего использования в производстве при проведении предупредительных работ на эксплуатационных ОАО «Севернефтегазпром» получена аттестация Национального агентства контроля сварки (НАКС) (Свидетельство №АЦСТ-94-

00227). В соответствии с данным документом установлена область распространения производственной аттестации – Технология ремонта ручной дуговой сваркой резьбового соединения «Муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» Шифр: СНГП-РД-Р-01 (дата утверждения 04.10.2012 г.).

Процедура проверки готовности к использованию применяемой сварочной технологии осуществлена в условиях конкретного производства сварочных работ, с учетом их специфики [5]. При проверке оценены наличие технических, кадровых и организационных возможностей для выполнения сварочных работ и способность выполнить в производственных условиях сварные соединения, соответствующие требованиям нормативно-технической или проектной документации [6].

Положительные результаты апробирования на скважинах Южно-Русского месторождения инновационных технико-технологических решений с подтверждением обоснованности разработанного метода ремонта резьбового соединения «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» будут представлены в следующей публикации авторов проекта ●

ЛИТЕРАТУРА

1. Касьяненко А.А., Легай А.А. Анализ эффективности известных методов устранения негерметичности резьбовых соединений крепи скважин / Наука и техника в газовой промышленности. № 1, 2016.
2. Биргер И.А. Расчет резьбовых соединений. Изд. 2-е, переработанное и дополненное – М.: Оборонгиз. – 1962.
3. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / под ред. В.Е. Селезнева – М.: КомКнига, 2005.
4. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство. – М.: Едиториал УРСС, 2003.
5. Мочернюк Д.Ю. Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.
6. Еременко Т.Е., Мочернюк Д.Ю., Тищенко А.В. Герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. – Киев: Техника, 1966.

Keyword: threaded connection, loading of threaded connections, cyclic tests, eliminate leakage.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ ОБРАЗОВАНИЕ НА ПОДЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ХЛОРИДНЫХ И КАРБОНАТНЫХ СОЛЕЙ, КОРРОЗИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ АГРЕССИВНЫХ СРЕД, А ТАКЖЕ, ЗАСОРЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ. КАКИЕ ПОДХОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ И ПРОГРЕССИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЮТ МИНИМИЗИРОВАТЬ ВЛИЯНИЕ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ?

AT THE LATE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT, ONE OF THE MAIN PROBLEMS IN THE OPERATION OF OIL WELLS IS THE FORMATION ON THE UNDERGROUND EQUIPMENT OF ASPHALT-TAR-PARAFFIN DEPOSITS, CHLORIDE AND CARBONATE SALTS, CORROSIVE PROCESSES UNDER THE INFLUENCE OF AGGRESSIVE MEDIA, AS WELL AS CONTAMINATION BY MECHANICAL IMPURITIES. WHAT APPROACHES TO OPTIMIZE EXISTING METHODS OF COMBATING COMPLICATIONS AND PROGRESSIVE TECHNOLOGIES ALLOW MINIMIZING THE INFLUENCE OF NEGATIVE FACTORS IN THE EXTRACTION OF HYDROCARBONS IN OIL WELLS?

Ключевые слова: скважина, нефть, осложняющие факторы при добыче нефти, АСПО, хлоридная соль, карбонатная соль, коррозия, новые технологии, нефтехимия, разработки БелНИПИнефть

Серебренников Антон Валерьевич, первый заместитель директора, главный инженер БелНИПИнефть, к.т.н.,

Петрикевич Павел Александрович, заведующий отделом техники и технологии добычи нефти и исследования скважин БелНИПИнефть,

Фролов Василий Викторович, начальник производственного отдела добычи нефти и газа РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,

Тороп Ольга Валерьевна, заместитель заведующего отделом техники и технологии добычи нефти и исследования скважин БелНИПИнефть

На поздней стадии разработки месторождений одной из основных проблем при эксплуатации нефтяных скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» является образование на подземном оборудовании асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), хлоридных и карбонатных солей, коррозионные процессы под действием агрессивных сред, засорение мех.примесями. В течение 2016 года в НГДУ «Речицанефть» 673

скважины эксплуатировались механизированным способом: 378 скважин – УШГН и 295 – УЭЦН, из них 92% объектов с одним или одновременно несколькими видами осложнений: АСПО и хлоридная соль, коррозия и хлоридная соль, АСПО и коррозия, АСПО с карбонатной и хлоридной солью и т.д., что требует особого индивидуального подхода к решению проблем. Структура осложненного фонда скважин НГДУ «Речицанефть» приведена в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Структура осложненного фонда скважин НГДУ «Речицанефть» в 2016 г.

Наименование структурных групп	УЭЦН	УШГН	Всего
Скважины, эксплуатируемые мех. способом	295	378	673
Осложненный фонд скважин	251	368	619
Скважины, осложненные солями*	122	161	283
Скважины, осложненные АСПО*	205	360	565
Скважины, осложненные коррозией*	149	70	219

* - осложнения комплексного характера.

УДК 622.276.5 (476)

Проблеме борьбы с осложнениями при добыче нефти в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» уделяется особое внимание. Постоянно проводятся работы по поиску и внедрению новых прогрессивных технологий, разрабатываются и успешно внедряются на практике собственные разработки БелНИПИнефть и технические решения. Отдельное внимание акцентировано на внедрении промысловой нефтехимии. За последние 15 лет на добывающих скважинах НГДУ «Речицанефть» проведены опытно-промысловые испытания (ОПИ) большинства известных способов и технологий по борьбе с осложнениями. Далеко не все испытываемые технологии нашли дальнейшее промышленное внедрение на осложненном фонде скважин. При этом основной акцент ставился не только на технологическую эффективность, но и экономическую целесообразность.

Осложнения при работе скважин, связанные с образованием АСПО

Наиболее значительное проявление осложнений возникает на скважинах механизированного фонда, оборудованных УШГН – 95,2%, которым в большинстве случаев свойственно образование АСПО на подземном оборудовании (НКТ, штанги) и в нефтелиниях. Наиболее проблемным в этом плане месторождением является Речицкое, скважины которого эксплуатируются на задонской залежи (8+9 пачки) с сопутствующими термобарическими условиями для выпадения парафина, как в призабойной зоне, так и в самом пласте, что может снижать продуктивные характеристики скважин.

Нефти большинства месторождений Беларуси относятся к смолистому парафинистому типу. Институтом «БелНИПИнефть» ежегодно проводится мониторинг физико-химических свойств разгазированной нефти и проб АСПО, отобранных с насосного оборудования при проведении ремонта скважин, с определением процентного содержания асфальтенов, смол, парафинов, мех.примесей, а также температуры плавления АСПО и/или парафина, выделенного из нефти или проб АСПО. Полученные результаты

позволяют более детально оценивать степень проблемы и сложности скважины АСПО для последующего подбора эффективных технологий для борьбы с запарафиниванием подземного оборудования. Именно по этой причине зачастую по многим скважинам применяются комплексные методы профилактики и борьбы с АСПО, при которых химические методы могут чередоваться или применяться совместно с тепловыми, а применение механического способа зачастую сопровождается и тем, и другим.

На скважинах НГДУ «Речицанефть» нашли применение следующие методы предупреждения и удаления АСПО с подземного оборудования добывающих скважин:

• тепловой

– обработки горячей товарной нефтью с применением агрегата АДПМ-12/150;

– обработки горячей водой с применением агрегатов СИН-32, АНК-50 и АДПМ-12/150;

– использование греющего кабеля (ФОН, ЭЦН).

• химический

– дозирование по высоконапорному трубопроводу ВНТ ингибиторов парафиноотложения ИПГ-12, СНПХ-7941, Колтек ДН3130

– обработки растворителем СГБ (стабильный газовый бензин), собственного производства;

– обработки растворителем КР-01 (разработка БелНИПИнефть)

• тепло-химический

– обработки 1% водным раствором ПАВ Нефтенол МЛ;

– обработки 1% водным раствором СНПХ-7890 (на стадии ОПИ);

• механический

– для ШГН-скважин – винтовые скребки-центраторы, устанавливаемые на штангах, конструкции БелНИПИнефть

– для ЭЦН-скважин – скребки, спускаемые на проволоке конструкции РУП «ПО «Белоруснефть» (раздвижной и фрез-скребок).

Касаемо теплового способа воздействия на АСПО за счет проведения оптимизационных мероприятий и внедрения новых

технологий, нефтехимии с целью экономии товарной нефти за 10 лет объем обработок данным видом теплоносителя уменьшен в 3,5 раза. Обработки горячей водой для удаления АСПО менее затратны по сравнению с обработками нефтью, являются эффективными и распространены, как на обводненном фонде скважин, так и на объектах с одновременным образованием АСПО и хлоридных солей, что позволяет эффективно устранять сразу несколько проблем. Объемы обработок горячей водой варьируются в большинстве случаев от 20 до 36м3 в зависимости от объема скважины и необходимости обеспечения циркуляции жидкости для выноса расплавленных частиц АСПО.

Зачастую на скважинах применяются комплексные технологии для профилактики и удаления АСПО: обработки горячей водой или нефтью (иногда с ПАВ) с дозированием в затрубное пространство или по ВНТ ингибиторов АСПО/солей. Как показало время и опыт использования, данный способ позволяет эффективно противостоять осложнениям не только на скважинах, оборудованных УШГН, но и на скважинах с технологией одновременно-раздельной добычи нефти с 2-х горизонтов (ОРД), а таких скважин в НГДУ «Речицанефть» насчитывается 30 единиц с тенденцией дальнейшего роста фонда.

Технология электропрогрева подземного оборудования греющим кабелем (ГК) внедрена в декабре 2014 года на 3 скважинах НГДУ «Речицанефть»: №25 С.Домановичского, 43 Судовицкого и 12 Малодушинского месторождений (таблица 2).

Опыт использования ГК на скважинах НГДУ «Речицанефть» успешен: за период его применения отказов по причине запарафинивания подземного оборудования не происходило, дополнительные мероприятия по борьбе с АСПО не проводились. На всех скважинах наблюдалась стабильная работа греющего кабеля и подземного оборудования (ремонт и подъемов ГК не было). Достигнута технологическая эффективность: по состоянию на 01.06.2017 года общее сокращение СПО скребка составило 4408

ТАБЛИЦА 2. Технические параметры объектов ОПИ греющего кабеля

Скважина	12 Малодушинская	43 Судовицкая	25 С.Домановичская
Способ эксплуатации	ФОН	ЭЦН	ЭЦН
Мероприятия от АСПО, проводимые на скважинах до спуска греющего кабеля.	СГБ 4м ³ , МОП 7-11сут., спуск скребка на 500м 2р/сут.	Гор. вода 20м ³ , МОП 15сут., спуск скребка на 600м 3р/сут.	Гор. вода 20м ³ , МОП 15сут., спуск скребка на 600м 3р/сут.
Способ спуска греющего кабеля	внутри НКТ	снаружи НКТ	внутри НКТ
Длина нагревательного кабеля, м	1200	1100	1000
Текущая наработка ГК, сут.	852 (в работе)	900 (в работе)	919 (в работе)
Средняя наработка скважины до внедрения ГК, сут.	- текущая 2348 сут	624	686

операций, сэкономлено порядка 144 технологических обработок от АСПО. При этом в процессе ОПИ ГК был проведен ряд мероприятий, направленных на снижение потребления электроэнергии при работе кабеля.

Химический способ защиты от АСПО, а именно технология ингибиторной защиты подземного оборудования была впервые применена в 2002 году за счет постоянного дозирования реагента в затрубное пространство нефтяной скважины. Внедрение нефтепромысловой химии нашло широкое применение на добывающих скважинах осложненного фонда НГДУ «Речицанефть», доказало свою технологическую и экономическую эффективность, простоту и доступность в использовании не только по воздействию на АСПО, но и солеотложения, коррозию. Всего по состоянию на 01.01.2017 года для защиты подземного оборудования от осложняющих факторов, таких как АСПО, солеотложения и коррозия используется 11 различных наименований химреагентов. Общее количество скважин с нефтехимией составляет 318 единиц или 48% от действующего механизированного фонда, из них 262 скважины оборудованы УШГН (70% от действующего

фонда УШГН). На 10-ти скважинах применяются 2 вида реагентов одновременно. В значительной степени сокращено количество и объемы проводимых технологических обработок с применением спецтехники.

К выбору нефтехимии для борьбы с АСПО подход тщательный и поэтапный. Ежегодно в отделе аналитических исследований БелНИПИнефть проходят тестирование десятки реагентов и только единицы показывают эффективность на необходимом и достаточном уровне. К промышленному внедрению допускаются химреагенты, успешно прошедшие несколько стадий отбора: оценка рейтинга и надежности компании-производителя с отзывами на предлагаемую нефтехимию о результатах проведения ОПИ реагента в других нефтяных регионах, лабораторное тестирование в БелНИПИнефть, технико-экономическое обоснование проведения ОПИ реагента с учетом экономической целесообразности, опытно-промышленные испытания на скважинах добывающего фонда НГДУ «Речицанефть», положительное решение технико-экономического совета о дальнейшем промышленном использовании реагента, прошедшего стадию ОПИ с учетом экономической целесообразности.

Основные хим.реагенты, применяемые для дозирования с целью предупреждения образования АСПО: ингибиторы ИПГ-12 и СНПХ-7941, диспергатор Колтек ДН3130. Причем ИПГ-12 начал внедряться одним из первых.

Совместно с применением тепло-химического способа воздействия на АСПО за счет обработок 1% горячими водными растворами ПАВ Нефтенол МЛ и СНПХ-7890 количество скважин с нефтехимией от АСПО на 01.01.2017г составляет 232 единицы.

Как показала практика, проведение обработок скважин водным раствором с ПАВ – отличная альтернатива обработкам АДП и горячей водой, т.к. при этом существует возможность увеличения межочистного периода (МОП) обработок за счет лучшего отмыва АСПО с подземного оборудования добывающих скважин. МОП при обработках по многим скважинам увеличен в 1,5-2 раза, объемы обработок с ПАВ – 20-30м³, температура водных растворов 85-95С. Количество скважин, обрабатываемых водными растворами с ПАВ, составляет порядка 47 единиц.

Динамика внедрения промышленной нефтехимии в области борьбы с АСПО в период 2009-2016гг представлена на рисунке 1, на котором видна положительная устойчивая динамика на протяжении всего периода внедрения. На текущий момент, достигнут почти 100% охват скважин нефтехимией, оборудованных УШГН, которые ранее обрабатывались товарной нефтью с применением АДП.

Опыт использования ГК на скважинах НГДУ «Речицанефть» успешен: за период его применения отказов по причине запарафинивания подземного оборудования не происходило, дополнительные мероприятия по борьбе с АСПО не проводились. На всех скважинах наблюдалась стабильная работа греющего кабеля и подземного оборудования (ремонт и подъемов ГК не было). Достигнута технологическая эффективность: по состоянию на 01.06.2017 года общее сокращение СПО скребка составило 4408 операций, сэкономлено порядка 144 технологических обработок от АСПО. При этом в процессе ОПИ ГК был проведен ряд мероприятий, направленных на снижение

потребления электроэнергии при работе кабеля.

Химический способ защиты от АСПО, а именно технология ингибиторной защиты подземного оборудования была впервые применена в 2002 году за счет постоянного дозирования реагента в затрубное пространство нефтяной скважины. Внедрение нефтепромысловой химии нашло широкое применение на добывающих скважинах осложненного фонда НГДУ «Речицанефть», доказало свою технологическую и экономическую эффективность, простоту и доступность в использовании не только по воздействию на АСПО, но и солеотложения, коррозию. Всего по состоянию на 01.01.2017 года для защиты подземного оборудования от осложняющих факторов, таких как АСПО, солеотложения и коррозия используется 11 различных наименований химреагентов. Общее количество скважин с нефтехимией составляет 318 единиц или 48% от действующего механизированного фонда, из них 262 скважины оборудованы УШГН (70% от действующего фонда УШГН). На 10-ти скважинах применяются 2 вида реагентов одновременно. В значительной степени сокращено

количество и объемы проводимых технологических обработок с применением спецтехники.

К выбору нефтехимии для борьбы с АСПО подход тщательный и поэтапный. Ежегодно в отделе аналитических исследований БелНИПИнефть проходят тестирование десятки реагентов и только единицы показывают эффективность на необходимом и достаточном уровне. К промышленному внедрению допускаются химреагенты, успешно прошедшие несколько стадий отбора: оценка рейтинга и надежности компании-производителя с отзывами на предлагаемую нефтехимию о результатах проведения ОПИ реагента в других нефтяных регионах, лабораторное тестирование в БелНИПИнефть, технико-экономическое обоснование проведения ОПИ реагента с учетом экономической целесообразности, опытно-промышленные испытания на скважинах добывающего фонда НГДУ «Речицанефть», положительное решение технико-экономического совета о дальнейшем промышленном использовании реагента, прошедшего стадию ОПИ с учетом экономической целесообразности.

Основные хим.реагенты, применяемые для дозирования с целью предупреждения образования АСПО: ингибиторы ИПГ-12 и СНПХ-7941, диспергатор Колтек ДН3130. Причем ИПГ-12 начал внедряться одним из первых.

Совместно с применением **тепло-химического способа воздействия** на АСПО за счет обработок 1% горячими водными растворами ПАВ Нефтенол МЛ и СНПХ-7890 количество скважин с нефтехимией от АСПО на 01.01.2017г составляет 232 единицы.

Как показала практика, проведение обработок скважин водным раствором с ПАВ – отличная альтернатива обработкам АДП и горячей водой, т.к. при этом существует возможность увеличения межочистного периода (МОП) обработок за счет лучшего отмыва АСПО с подземного оборудования добывающих скважин. МОП при обработках по многим скважинам увеличен в 1,5-2 раза, объемы обработок с ПАВ – 20-30м³, температура водных растворов 85-95С. Количество скважин, обрабатываемых водными растворами с ПАВ, составляет порядка 47 единиц.

Динамика внедрения промышленной нефтехимии в области борьбы

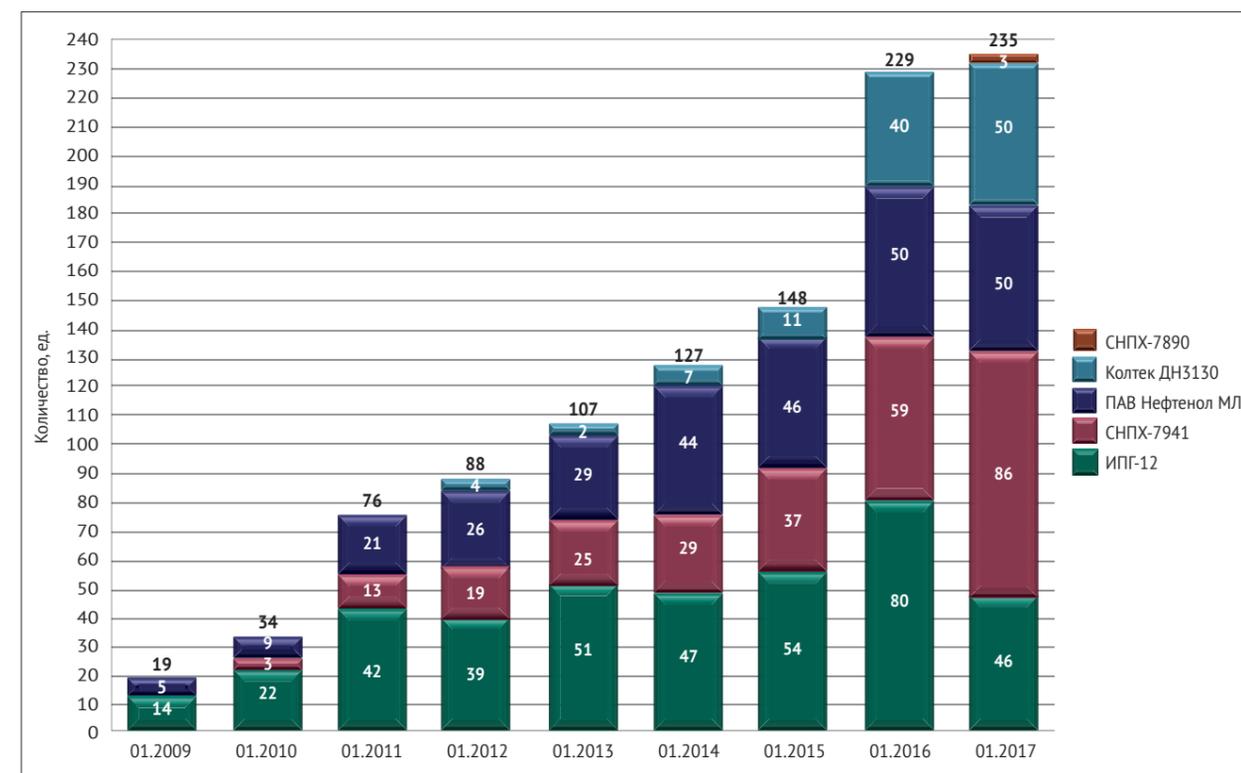


РИС. 1. ДИНАМИКА ВНЕДРЕНИЯ НЕФТЕХИМИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН НГДУ «РЕЧИЦАНЕФТЬ» ОТ АСПО В ПЕРИОД 2009-2016ГГ.

с АСПО в период 2009-2016гг представлена на рисунке 1, на котором видна положительная устойчивая динамика на протяжении всего периода внедрения. На текущий момент, достигнут почти 100% охват скважин нефтехимией, оборудованных УШГН, которые ранее обрабатывались товарной нефтью с применением АДП.

Основная доля объектов, подходящих под внедрение нефтехимии, с технологической точки зрения уже охвачена и на текущий момент стоит задача не только удержать достигнутые результаты и оптимизировать полученные, но и более массово распространить технологию на периодическом фонде скважин с учетом экономической целесообразности и необходимых технических решений.

В НГДУ «Речицанефть» применяют 4 способа подачи нефтехимии в скважины:

- дозирование по ВНТ на прием насоса;
- дозирование в затрубное пространство на динамический уровень;
- дозирование в нефтелинию или водовод, подключенный к затрубному пространству скважины;
- добавление химреагента в проводимые технологические обработки водой с применением спецтехники.

Главным критерием выбора способа подачи ингибитора является положение динамического уровня в скважине. При низком динамическом уровне - не более 400 м над приемом насоса, выбирается способ подачи реагента в затрубное пространство, основным достоинством которого является возможность организации дозирования реагента в любое время эксплуатации скважины без постановки бригады ПРС. В данном случае необходим монтаж только устьевого блока УБПР. Тем не менее, дозирование ингибиторов по ВНТ на скважинах НГДУ «Речицанефть» наиболее распространено. Впервые внедрение ВНТ датируется 2006 годом, когда были начаты ОПИ по 2-м скважинам, а массовое внедрение технологии пришлось на 2011 и последующие годы. ВНТ использовался 2-х видов: металлический и полимерный. На

сегодняшний день практически весь фонд скважин оснащен полимерным ВНТ внутренним диаметром 7 мм, а для скважин с технологией ОРД зачастую ВНТ диаметром 15 мм, служащим для отвода газа из нижележащего горизонта. По сравнению с железным ВНТ, полимерный показал себя наиболее устойчивым к механическим повреждениям при спуско-подъемных операциях и коррозии в процессе эксплуатации. На сегодняшний день дозирование реагентов по ВНТ осуществляется на 149 скважинах, из них по 2-м на Речицком месторождении трубопровод применяется для подачи растворителя СГБ (стабильный газовый бензин) с целью добычи высоковязкой нефти.

Внедрение ингибиторов парафиноотложения позволило в большинстве случаев повысить МОП по технологическим обработкам скважин в 2-3 и более раз, а в некоторых случаях и вовсе отказаться от их проведения. За счет существенного снижения затрат на спецтехнику и сокращения непродуктивного времени работы скважин во время выноса закачаных технологических жидкостей по большинству объектов получен значительный экономический эффект. Так, удельный годовой экономический эффект по скважинам с дозированием ингибитора от АСПО по ВНТ, начиная со 2 года от начала внедрения, составляет порядка 15 – 17 тыс.\$. В свою очередь, технологический эффект от внедрения ВНТ и ингибиторов парафиноотложения ИПГ-12 и СНПХ-7941 в промысловых условиях, согласно проведенных ранее оценок, составляет порядка 70%.

Растворители СГБ и КР-01, применяемые для удаления отложившихся АСПО с подземного оборудования являются продуктом собственного производства РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Растворитель КР-01 разработан в БелНИПИнефть, более сложен по своему составу по сравнению с реагентом СГБ. В КР-01 входят не только растворяющие, но и моющие вещества. Данный реагент находится на стадии ОПИ и уже сейчас показывает положительные результаты наряду с экономической эффективностью. По окончании ОПИ будет принято решение о его массовом внедрении на

добывающем осложненном фонде скважин НГДУ «Речицанефть». Под обработки растворителями СГБ и КР-01 подбирают ШГН-скважины с низким динамическим уровнем и/или работающие в периодическом режиме. Объем обработки растворителем колеблется в районе 4м³.

Таким образом, как показал многолетний опыт использования нефтехимии на скважинах НГДУ «Речицанефть», внедрение реагентов для борьбы с осложнениями целесообразно и выгодно, как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Механический способ удаления АСПО и для центровки колонны штанг

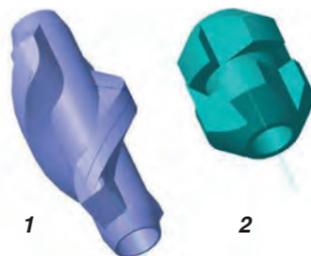


РИС. 2. ШТАНГОВЫЕ СКРЕБКИ-ЦЕНТРАТОРЫ ДЛЯ ШГН-СКВАЖИН, КОНСТРУКЦИИ БЕЛНИПИНЕФТЬ
1- ВИНТОВОЙ СКРЕБОК КОНСТРУКЦИИ БЕЛНИПИНЕФТЬ
2- ОБЫЧНЫЙ СКРЕБОК (БОЛЕЕ НЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ).

Начиная с 2009 года для ШГН-скважин применяются винтовые скребки-центраторы конструкции БелНИПИнефть, устанавливаемые на штанги взамен применяемых ранее стационарных и плавающих скребков-центраторов (рисунок 2).

Винтовые скребки конструкции БелНИПИнефть, в отличие от ранее применяемых, имеют 2 канала с большим проходным сечением и обладают незначительным гидравлическим сопротивлением, что позволяет в большей степени выносить срезанный со стенок НКТ парафин потоком добываемой жидкости. Кроме того, винтовые скребки-центраторы препятствуют преждевременному износу штанг и НКТ в интервалах с большой кривизной ствола скважины. Производство винтовых скребков поставлено на поток, их наплавка на штанги диаметром 19 и 22 мм производится собственными силами ПУ «Нефтебурсервис».

С уверенностью можно сказать, что для центровки колонны штанг скребок оказался весьма эффективным, т.к. за последние годы значительно сократились отказы скважин по причине обрыва штанг вследствие их истирания о колонну НКТ.

Для фонтанных и ЭЦН-скважин для очистки колонны НКТ-73, НКТ-60 от АСПО применяются раздвижные и фрез-скребки собственной конструкции. Периодичность спуска скребка может колебаться от 1 раза в месяц до 3-4 раз в сутки и зависит от степени и интенсивности образования в трубах АСПО.

В разное время применялись и другие технологии по борьбе с АСПО, которые хорошо себя зарекомендовали, но не нашли широкого применения на скважинах НГДУ «Речицанефть»: использование 1,5-рядного лифта с пропаркой «малого» затруба установкой ППУ, магнитные депарафинизаторы для ШГН-скважин, устанавливаемые в колонне НКТ ниже интервала начала образования АСПО. А вот такие технологии, как использование погружных контейнеров с твердым ингибитором «Трил», ПАВ Мегалюк оказались не эффективными. К сожалению, не было достигнуто результатов и по тепловому воздействию на призабойную зону пласта электронагревателем, спускаемым на кабеле. В свое время прорабатывался вопрос использования кварцевого

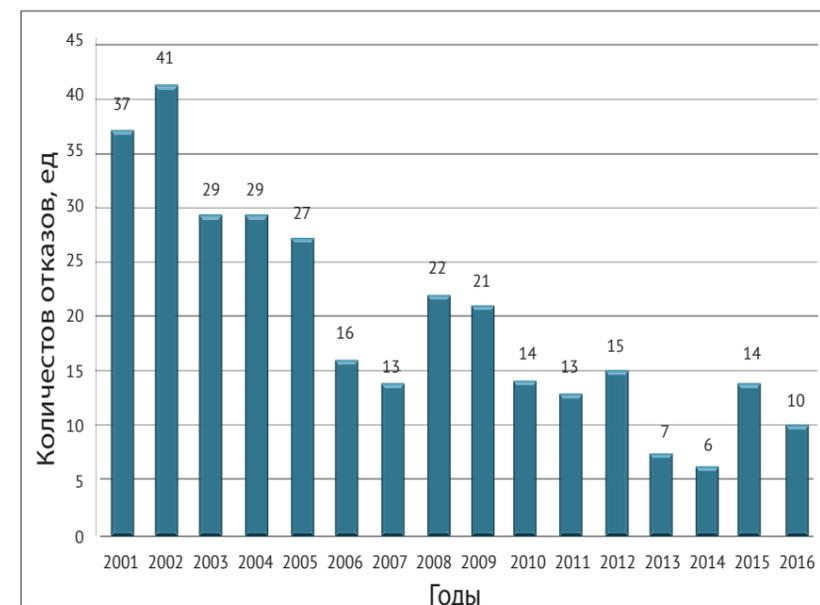


РИС. 3. ДИНАМИКА ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН ПО ПРИЧИНЕ ЗАПАРАФИНИВАНИЯ

депарафинизатора Enercat (производства Канада), который так и не был закуплен в связи с низкой окупаемостью по причине снижения мировых цен на нефть, а также различных полимерных, эмалевых, силикатно-эмалевых, стеклоэмалевых, полиакриламидных и других покрытий труб для профилактики образования АСПО.

Согласно рисунку 3 наблюдается явная тенденция снижения количества отказов скважин по причине запарафинивания подземного оборудования.

Подведя итог, с большой уверенностью можно сказать, что применяемые комплексные мероприятия по борьбе с АСПО на скважинах НГДУ «Речицанефть» позволили существенно сократить отказы подземного оборудования по причине запарафинивания, что доказывает их эффективность.

Осложнения при работе скважин, связанные с образованием солей

Добывающим скважинам месторождений Беларуси свойственно 2 вида минеральных солей: хлоридная соль (галит) и карбонатная. Осаждение солей хлорида натрия вызвано геологическими причинами – сопутствующая с нефтью добыча минерализованной попутно добываемой воды плотностью 1,2 г/см³ и выше. Хлоридная соль выпадает в насосе, в

НКТ над насосом и в устьевой арматуре скважин. На рисунке 4 представлена хлоридная соль, отобранная при ревизии подземного оборудования УЭЦН-скважины №105 Осташковичского месторождения.

На скважинах НГДУ «Речицанефть» для защиты подземного оборудования от хлоридных солей применяется:

- химическая защита ингибиторами;
- обработки скважин пресной



РИС. 4. ХЛОРИДНАЯ СОЛЬ, ОТОБРАННАЯ ИЗ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН-СКВАЖИНЫ №105 ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

водой.

Засоление хлоридами приводит к преждевременному выходу из строя насосного оборудования и необходимости проведения постоянных мероприятий по предотвращению появления и удалению галита посредством проведения обработок пресной водой с применением спецтехники. Учитывая, что данный вид обработок является затратным, особенно если МОП по таким мероприятиям 1-3 суток, актуальным в свое время стал вопрос подбора эффективных химреагентов. Учитывая, что хлоридная соль при добыче нефти является редким явлением в России и странах СНГ, заводы-производители химической продукции массово не ориентированы и не обладали широкой линейкой реагентов для борьбы с данным видом осложнения. Тем не менее, благодаря тесному сотрудничеству БелНИПИнефть с заводами-производителями за несколько лет удалось подобрать, а в некоторых случаях и разработать под условия месторождений Беларуси, такие ингибиторы хлоридных солей, как Флэк ИСО-5, Напор ИСО-1 и Колтек В9402. Все 3 ингибитора прошли лабораторное тестирование и стадию ОПИ.

Ингибитор ФЛЭК ИСО-5 начал применяться в качестве ОПИ с 2009 года и показал частичный избирательный эффект: явная эффективность на одних скважинах и её отсутствие на других. Его главной заслугой является высокий эффект на одном из самых проблемных объектов в отношении хлоридных солей – скважине № 40 Малодушинского месторождения, осложненной также и АСПО, по которой только за 1 год применения ФЛЭК ИСО-5 с октября 2009 г. по октябрь 2010 г. объемы закачиваемой пресной воды были сокращены более чем на 800 м3. В начале 2016 года ФЛЭК ИСО-5 успешно дозировался в нефтелинию скважины № 87 Осташковичского месторождения, МОП по обработкам которой был увеличен на 3 суток, затем его дозирование прекратилось из-за полного расхода. По другим скважинам эффект получен не был.

В 2015 году успешно проведены ОПИ другого ингибитора хлоридных солей – Напор ИСО-1, подобраны объекты под его дальнейшее промышленное внедрение, но как выяснилось при попытке закупки данного реагента производителем был прекращен его выпуск из-за низкого спроса.

В 2016 году после успешно проведенных ОПИ ингибитора Колтек В9402 началось его активное внедрение на осложненных хлоридным солеотложением скважинах НГДУ «Речицанефть». По состоянию на 01.01.2017 года ингибиторной защитой Колтек В9402 охвачено

24 скважины, сокращение объемов закачиваемой пресной воды от солей составило порядка 10,5 тыс. м³, при этом в денежном выражении снижение затрат на спецтехнику составило 260 тыс. у.е. Количество отказов насосного оборудования по причине выпадения хлоридных солей сокращено до минимальных значений. Таким образом, в настоящее время именно этот ингибитор нашел массовое распространение на добывающих скважинах НГДУ «Речицанефть» и его внедрение будет продолжено.

Помимо используемой ингибиторной защиты для борьбы с хлоридными солями БелНИПИнефть был разработан «Комплекс мероприятий по стационарной подаче воды в скважины, эксплуатируемые с повышенным солеотложением на подземном оборудовании в процессе добычи нефти». Целью данной работы явилась экономически обоснованная прокладка водоводов от нагнетательных скважин системы ППД к добывающим, где это необходимо.

По состоянию на 01.01.2017 г. фонд нефтяных скважин, обрабатываемых водой из водоводов, насчитывает 39 единиц. Зачастую, прокладка водовода осуществляется собственными силами промыслов. Водовод оснащается штуцерной камерой с фильерой, разработанной в БелНИПИнефть (рисунок 5), что позволяет осуществлять относительно точную дозировку подаваемой воды в затрубное пространство скважины.

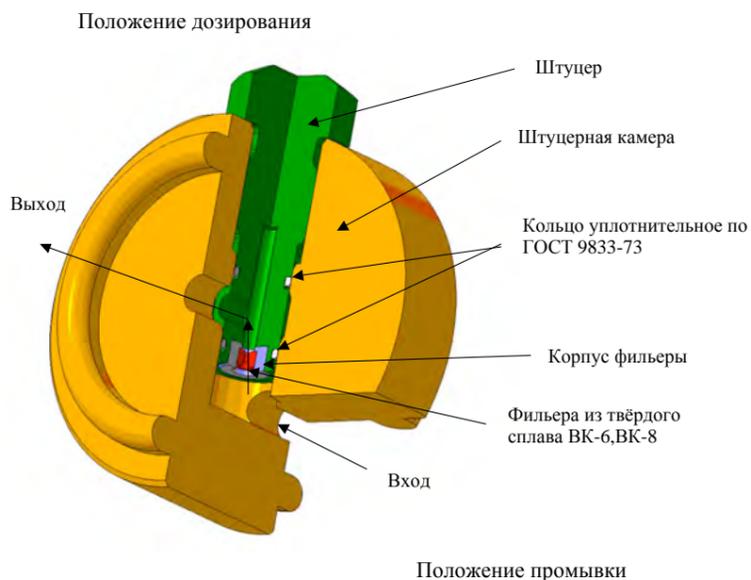


РИС. 5. ШТУЦЕРНАЯ КАМЕРА С ФИЛЬЕРОЙ КОНСТРУКЦИИ БЕЛНИПИНЕФТЬ

Фильера изготовлена из твердого сплава ВК-6 и ВК-8, что практически исключает ее «размыв» потоком воды. Дозирование воды может осуществляться, как в постоянном режиме, так и в периодическом за счет открытия/закрытия задвижки оператором, при этом расход воды в единицу времени зависит от диаметра фильеры (на водоводах добывающих скважин применяются фильеры от 0,7 до 5 мм). Суммарный объем закачанной воды по водоводам в период 2011-2016 гг для технологических обработок добывающих скважин составил более 156 тыс.м³. При среднем объеме одной обработки водой 10м³ сэкономлено порядка 15 600 операций по проведению обработок с привлечением технологического транспорта, что в денежном эквиваленте составляет около 3,9 млн.у.е.

В целом, за счет успешно применяемых методов борьбы с хлоридным солеотложением удалось значительно сократить ежегодное количество отказов подземного оборудования из-за данного вида осложнения. Положительная динамика отказов скважин по причине засоления хлоридными солями представлена на рисунке 6.

Стоит отметить, что подаваемая по водоводу технологическая вода не всегда химически совместима с попутно добываемыми водами обрабатываемой и технологической воды с помощью программного комплекса для имитации геохимических процессов SOMIX_BEL (разработчик-институт геоэкологии РАН, В.Н. Озябкин).

Основная причина образования и отложения карбонатных солей при добыче жидкости – это нарушение карбонатного равновесия за счет перенасыщения попутно добываемых вод под действием высоких температур, изменения давления и в случае несовместимости попутных и технологических вод, используемых в системе ППД или при проведении обработок скважин. Проблема относительно новая, до 2010 года отказы подземного оборудования

скважин по данной причине носили единичный характер.

Так, в конце 2012 года в НГДУ «Речицанефть» от карбонатных солеотложений начаты ОПИ ингибитора Акварезалт 1010-НГ, который успешно прошел лабораторное тестирование в БелНИПИнефть. Итоги ОПИ подведены в 2014 году: ингибитор Акварезалт 1010-НГ признан эффективным и рекомендован к промышленному внедрению. На текущий момент реагент применяется на 13 проблемных

скважинах, вероятность выпадения по которым карбонатных солей в осадок высока: скважины Осташковичского, Ю.Осташковичского, Ю.Сосновского и др. месторождений.

В 2015 году на 4-х скважинах Осташковичского и Ю.Осташковичского месторождений начаты ОПИ ингибитора карбонатных солеотложений СолМастер-7010 марка А. Итоги испытаний подведены в конце 2016 года, ингибитор признан

успешными. Эффективные дозировки реагентов находятся на уровне 100 г/м³ добываемой воды или жидкости.

Также для борьбы с карбонатами в НГДУ «Речицанефть» применяются солянокислотные обработки – закачка ингибированного 1% раствора соляной кислоты в затрубное пространство скважины или в НКТ; на стадии ОПИ находится закачка 3% раствора соляной кислоты с добавлением ингибитора коррозии СНПХ-6302Б.

На рисунке 7 представлена общая динамика внедрения химреагентов, направленных на борьбу с хлоридным и карбонатным солеотложением на подземном оборудовании добывающих скважин.

Благодаря комплексным мероприятиям наряду с внедрением нефтехимии ситуация по отказам подземного оборудования вследствие отложения карбонатных солей стабилизировалась и с 2016 года заметно улучшилась (рисунок 8).

Как видно из рисунка 8 динамика отказов скважин по причине засоления карбонатами достигла своего пика в 2014 году, когда при 23 подъемах оборудования в пробах осадков обнаружены карбонатные

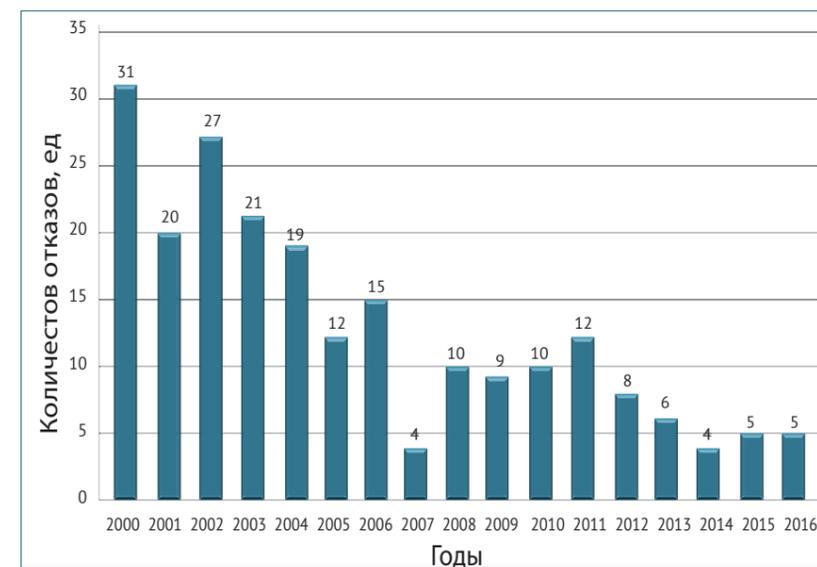


РИС. 6. ДИНАМИКА ОТКАЗОВ СКВАЖИН ПО ПРИЧИНЕ ЗАСОЛЕНИЯ ХЛОРИДНЫМИ СОЛЯМИ

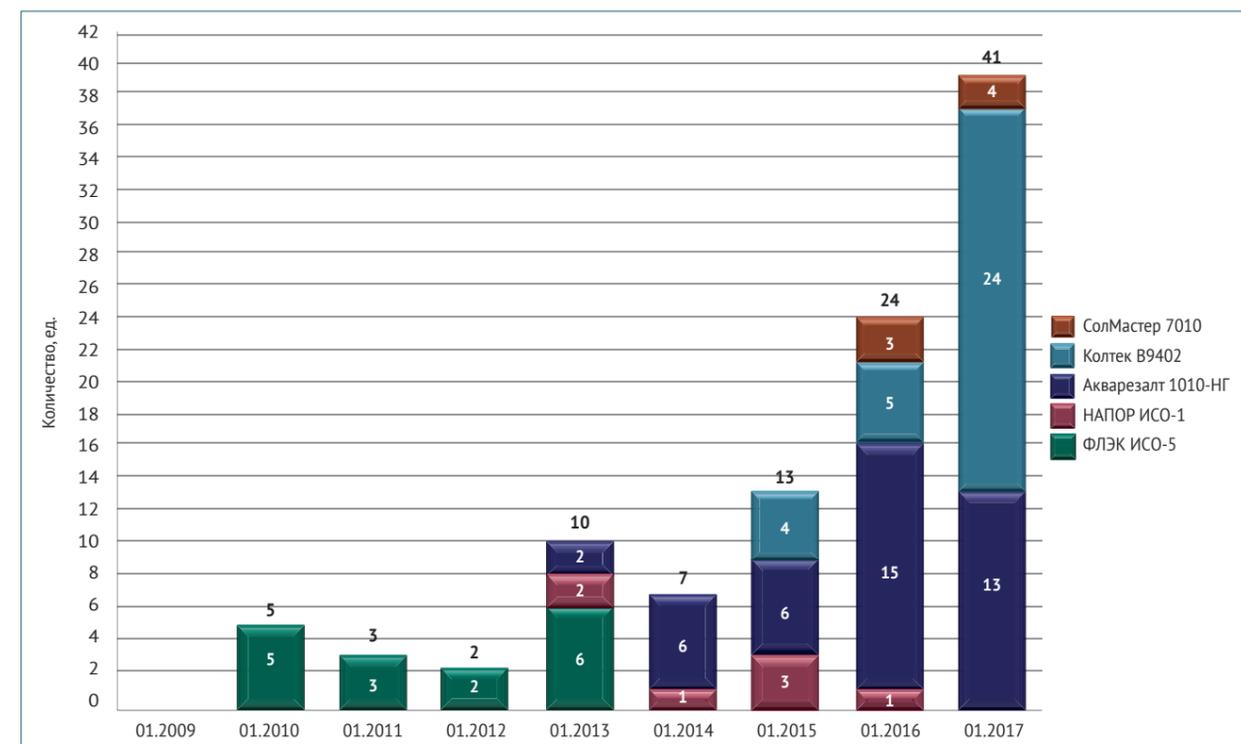


РИС. 7. ДИНАМИКА ВНЕДРЕНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ ОТ ХЛОРИДНЫХ И КАРБОНАТНЫХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ЗА ПЕРИОД 2009-2016 ГГ.

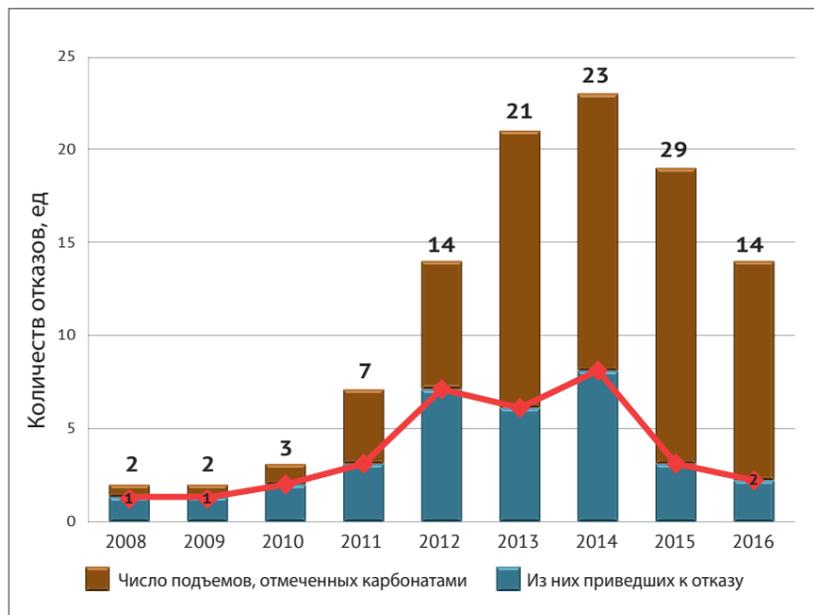


РИС. 8. ДИНАМИКА ОТКАЗОВ СКВАЖИН ПО ПРИЧИНЕ ЗАСОЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫМИ СОЛЯМИ

минералы, из которых в 8 случаях отложения карбонатных солей явились причиной отказа насосного оборудования скважин.

Таким образом, применяемые в настоящий момент в НГДУ «Речицанефть» методы и способы борьбы с солеотложением позволили существенно сократить ежегодное количество отказов насосного оборудования из-за хлоридных солей до минимальных значений, а по карбонатным солям – стабилизировать и значительно улучшить ситуацию по сравнению с предыдущим периодом. Работы в данном направлении продолжаются.

Осложнения при работе скважин, связанные с коррозионным воздействием

Еще одним из видов осложнений, свойственных скважинам НГДУ «Речицанефть», является проблема коррозии, которой в большинстве случаев подвергаются скважины, оборудованные УЭЦН. Наиболее часто коррозионные повреждения вплоть до сквозных отверстий отмечаются в НКТ, страдает кабельная линия, ПЭД, режее ЭЦН, гидрозащита, газосепаратор. Среды, в которых работают УЭЦН, являются коррозионно-агрессивными с повышенным содержанием углекислого газа, сероводорода, высокой обводненностью и скоростью восходящего потока. Одним из самых распространенных видов коррозионного повреждения

оборудования является электрохимическая жидкостная коррозия или электрохимическая жидкостная эрозия в результате воздействия агрессивной скважинной жидкости (рисунок 9, 10 и 11).

На скважинах НГДУ «Речицанефть» для защиты подземного оборудования от коррозионных и эрозионных процессов применяется следующее:

- защита ингибиторами коррозии СНПХ-6302Б, Инкоргаз-111, КорМастер1085 (на стадии ОПИ);
- спуск компоновок, включающих проставочные кольца «СВАБ» для минимизации процесса эрозионного/кавитационного разрушения ниппельной части НКТ;
- защитный комплект резьбы трубы ЗРТ-73 конструкции БелНИПИнефть для защиты от эрозионной коррозии ниппельной части трубы, устанавливаемой над обратным клапаном ЭЦН;
- протектора коррозии ПЭД из сплава Д16, АК5М2, В95 (на стадии ОПИ), конструкции БелНИПИнефть;
- использование коррозионно-износостойкого оборудования (ПЭД, кабельный удлинитель и др.);
- использование протектолайзеров для защиты кабельного удлинителя от мех.повреждений в процессе СПО с последующим развитием коррозионных процессов (начало ОПИ).



РИС. 9. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТНАЯ КОРРОЗИЯ НКТ ПР-ВА СИНАРСКОГО ТРУБНОГО ЗАВОДА, ПОДНЯТЫХ ИЗ СКВ.№128 ЮЖНО-ОСТАШКОВИЧСКОГО М-Я С НАРАБОТКОЙ 372 СУТОК



РИС. 10. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТНАЯ ИЗБИРАТЕЛЬНАЯ КОРРОЗИЯ НКТ ПР-ВА СИНАРСКОГО ТРУБНОГО ЗАВОДА, ПОДНЯТЫХ ИЗ СКВАЖИНЫ №62 ВИШАНСКОГО М-Я С НАРАБОТКОЙ 788 СУТОК



РИС. 11. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТНАЯ ЭРОЗИЯ НКТ ПР-ВА СИНАРСКОГО ТРУБНОГО ЗАВОДА, ПОДНЯТЫХ ИЗ СКВАЖИНЫ №149 ЮЖНО-СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НАРАБОТКОЙ 847 СУТОК

- применение НКТ с содержанием хрома 13% (на стадии ОПИ).

Периодически прорабатываются вопросы применения труб с различными покрытиями, однако данные технологии так и не нашли выхода на ОПИ в связи с дороговизной и низкой окупаемостью, сложной логистической схемой. Из последнего прорабатывались такие покрытия труб от коррозии, как полимерные вкладыши DUOLINE® производства США, представленной компанией «MaxTube Limited» и защитные покрытия Majorpack

производства ЗАО «Торговый дом «НПО».

Одним из эффективных мероприятий по защите подземного оборудования от воздействия агрессивных сред является защита ингибиторами коррозии.

По состоянию на 01.01.2017 года ингибиторной защитой подземного оборудования от коррозии охвачено 52 скважины. При этом используется 3 вида хим.реагентов: СНПХ-6302Б, Инкоргаз-111 и Кормастер 1085 (стадия ОПИ). Наиболее массово распространен ингибитор СНПХ-6302Б – охвачено 36 скважин. Динамика внедрения ингибиторов коррозии представлена на рисунке 12.

Видится положительная тенденция внедрения промышленной нефтехимии на скважинах в области борьбы с коррозией. За последние 3 года количество скважин с ингибиторной защитой от коррозии увеличилось более чем в 8 раз (с 6 единиц на начало 2013 год до 52 в настоящее время). В 2015 году подведены итоги ОПИ ингибитора коррозии Инкоргаз-111, начатые в январе 2014 года, которые признаны успешными, его дозирование осуществляется на 12 скважинах, из них по 4-м скважинам в рамках проекта по термогазовому воздействию «Виша-Термогаз» для

защиты подземного оборудования от агрессивного воздействия углекислого газа. ОПИ ингибитора коррозии Кормастер1085 начаты в 2015 году на 4-х скважинах НГДУ «Речицанефть», итоги которых будут подведены в 2017 году.

Учитывая, что ингибитор СНПХ-6302Б начал внедряться раньше остальных с 2011 года, по 47% скважин уже получена эффективность за счет отсутствия коррозионных повреждений при подъеме (продление ресурса работы НКТ и другого оборудования) или повышения срока безотказной работы скважин по сравнению с наработкой, при которой произошел отказ по причине коррозии подземного оборудования (значительная экономия на ремонтных работах).

За период 2013-2016 гг. на добывающих скважинах НГДУ «Речицанефть» выявлено 26 случаев эрозионного/кавитационного разрушения ниппельной части НКТ, установленных в нижней части подвески скважины, в том числе в 2016 году 7 случаев. В большинстве случаев эрозионному/кавитационному повреждению подверглись трубы, установленные в нижней части подвески над обратным клапаном. Подобный характер разрушения

обусловлен турбулизацией движения скважинной жидкости и завихрениями, возникающими в результате изменения скорости и структуры потока при прохождении через обратный и сливной клапана УЭЦН. Для минимизации вышеуказанных процессов на проблемных скважинах с 2014 года предусмотрен спуск компоновок, включающих проставочные кольца «СВАБ», устанавливаемые в муфте НКТ для устранения зазора, остающегося после свинчивания ниппельной и муфтовой частей двух труб. Сваб-кольца показывают высокую эффективность.

Следует отметить, что наиболее подвержена эрозионной коррозии ниппельная часть трубы, устанавливаемой непосредственно над обратным клапаном. Для решения данной проблемы БелНИПИнефть был разработан защитный комплект резьбы трубы ЗРТ-73, включающий втулку обратного клапана, втулку НКТ и резиновую манжету (рисунок 13).

Данный комплект устанавливается в зазор, остающийся в обратном клапане после ввинчивания ниппельной части НКТ, исключая завихрения, возникающие в этом месте. В 2016 году комплект ЗРТ-73 внедрен на 10-ти скважинах НГДУ «Речицанефть». В настоящее время опытно-промышленные

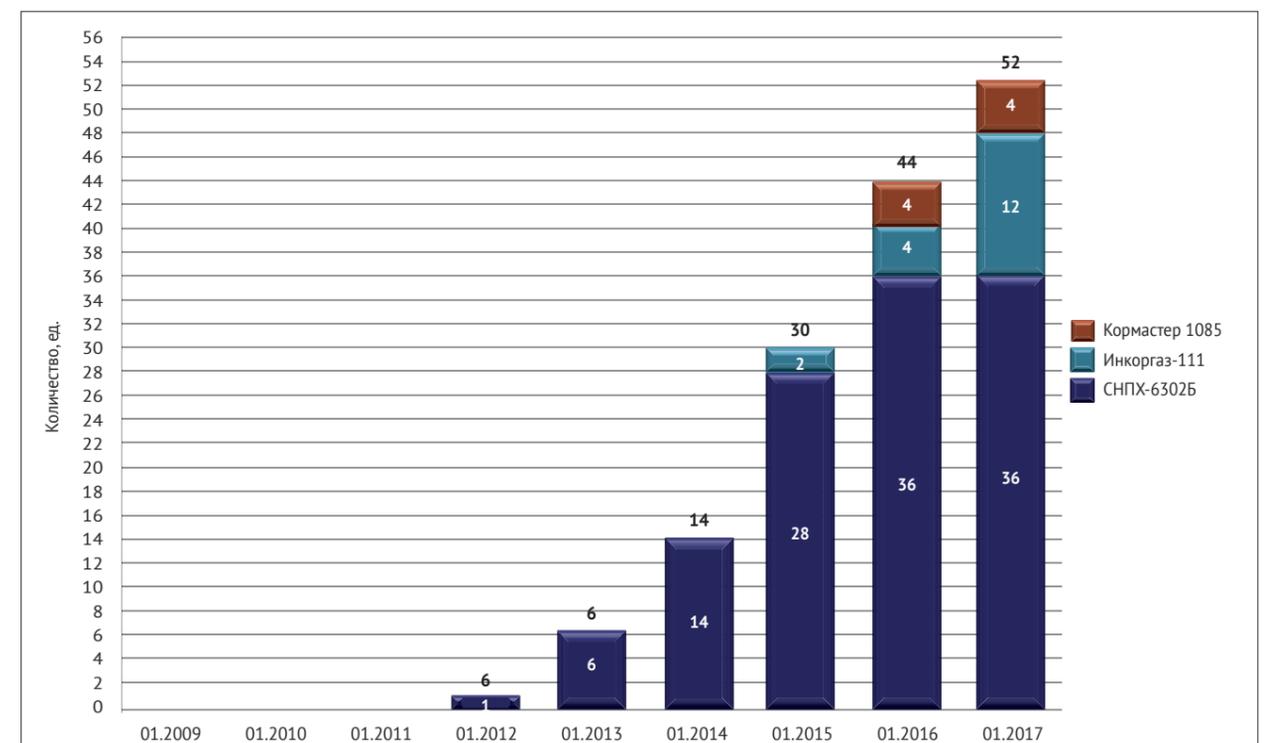


РИС. 12. ДИНАМИКА ВНЕДРЕНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ ОТ КОРРОЗИИ ЗА ПЕРИОД 2011-2016 ГГ.



РИС. 13. КОМПЛЕКТ РЕЗЬБЫ ТРУБЫ ЗРТ-73 КОНСТРУКЦИИ БЕЛНИПИНЕФТЬ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ЭРОЗИОННОЙ КОРРОЗИИ НИППЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ТРУБЫ, УСТАНАВЛИВАЕМОЙ НАД ОБРАТНЫМ КЛАПАНОМ ЭЦН



РИС. 14. ХАРАКТЕР ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРОТЕКТОРА КОРРОЗИИ ПЭД, КОНСТРУКЦИИ БЕЛНИПИНЕФТЬ, ПОДНЯТОГО ИЗ СКВАЖИНЫ №103 Ю.СОСНОВСКОГО М-Я (ННО 410СУТ).

испытания продолжаются, ведется постоянный мониторинг работы скважин с ЗРТ-73. В 2017 году внедрение защитного комплекта на проблемных скважинах НГДУ «Речицанефть» продолжено.

Среди коррозии подземного оборудования необходимо выделить отдельно коррозию ПЭД УЭЦН. За 2016 год при ревизии поднятых ЭЦН коррозия ПЭД была зафиксирована в 12-ти случаях. В отдельных случаях корпус ПЭД был корродирован до сквозных отверстий, что привело к попаданию пластовой жидкости в ПЭД и отказу установки. Для защиты ПЭД от коррозии в НГДУ «Речицанефть» применяется либо коррозионностойкий ПЭД, либо протектор коррозии конструкции БелНИПИнефть, спускаемый в компоновке ниже электродвигателя. Протектор обеспечивает защиту ПЭД за счёт большей химической активности металла протектора, т.е. выступает «жертвенным анодом». Протекторы коррозии ПЭД были спущены в 16 скважин НГДУ «Речицанефть», впервые – в декабре 2012 года на скважинах №№20 и 114 Золотухинского месторождения (по этим же скважинам спущены НКТ с содержанием хрома 13%, стадия ОПИ). За 2016 год протекторы коррозии ПЭД были подняты из 5 скважин. Ревизия поднятого оборудования

показала, что протектор работает, но окончательный вывод об эффективности протекторной защиты будет сделан по результатам подъёмов по другим скважинам, в которых протектор применяется в паре с ПЭД некоррозионностойкого исполнения. На рисунке 14 представлен характер повреждения протектора коррозии ПЭД, поднятого из скважины №103 Ю.Сосновского месторождения в августе 2015 года.

Эффективность протекторной защиты зависит от разности электродных потенциалов катода (углеродистая сталь) и «жертвенного» анода (сплав протектора). Чем выше разность электродных потенциалов, тем эффективнее защита. Однако, чрезмерно низкий электродный потенциал сплава, как, например, у магниевых (~ -1,2 В), также нежелателен по причине быстрого разрушения. При изготовлении первых протекторов конструкции БелНИПИнефть применялись легкосплавные буровые трубы. Материал труб представлял собой сплав Д16 или АК5М2. Электродный потенциал углеродистой стали в минерализованной воде составляет -0,4 В, электродный потенциал дюралюминия -0,5 В. Как видно, разность электродных потенциалов небольшая. В связи с этим, в 2015 году БелНИПИнефть был проработан вопрос по усовершенствованию применяемого сплава, используемого при изготовлении протектора ПЭД. Так, для повышения эффективности защиты ПЭД был предложен сплав с более низким электродным потенциалом – деформируемый алюминиевый сплав В95 с электродным потенциалом в минерализованной воде порядка -0,65 В. Применение сплава В95 позволило увеличить разницу электродных потенциалов катода и «жертвенного» анода в 2,5 раза. На текущий момент протектор коррозии ПЭД из сплава В95 находится на стадии ОПИ (спущен в 5 скважин).

Для определения эффективности защиты кабельного удлинителя УЭЦН от механических повреждений в районе секций ЭЦН, газосепаратора, гидрозашиты, ПЭД при спуске в эксплуатационные колонны 168х140, 146х140мм в 2017 году начато проведение ОПИ протектолайзеров.

Для скважин, оборудованных УШГН, актуальной является проблема поиска клапанных пар более стойких к эрозионной коррозии, которая зачастую имеет место при работе насосного оборудования, приводя к утечкам, снижению дебита и, как следствие, преждевременному ремонту скважины. Шарикоподшипники клапанов, которыми комплектуются закупаемые российские ШГН-насосы, изготовлены методом спекания (сплав Стеллит) и являются менее стойкими при работе в агрессивных минерализованных средах. Прорабатывались вопросы применения карбид-титановых, метал-керамических клапанных пар, изготовленных из материала Стеллит 20 методом литья. В 2017 году на скважинах НГДУ «Речицанефть» планируется проведение ОПИ клапанных пар ШГН из материала Стеллит 20.

В 2015 году для института «БелНИПИнефть» приобретен специализированный лабораторный Стенд, моделирующий скважинные условия для проведения исследований коррозионной стойкости трубных сталей и других материалов в агрессивных средах (рисунок 15). Стенд позволяет проводить эксперименты при различных скоростях, температурах и давлениях жидкости, которая насыщается солями и агрессивными газами – углекислотой, сероводородом и кислородом.

Проведенные на установке в 2016 году работы позволили впервые получить экспериментальные данные по оценке влияния на скорость коррозии таких факторов, как концентрация растворенного сероводорода, углекислого газа и температуры (в принятых диапазонах, соответствующих фактическим промышленным условиям эксплуатации насосно-компрессорных труб в добывающих скважинах НГДУ «Речицанефть»). Данные работы очень актуальны, имеют новизну, прикладной интерес и будут продолжены, что позволит определить основные факторы, влияющие на скорость коррозии металлов трубной стали, разработать классификатор сред по коррозионной опасности и определить ориентировочные сроки эксплуатации НКТ в условиях добывающих скважин НГДУ «Речицанефть». Будут решены следующие задачи:



РИС. 15. СТЕНД ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИЗУЧЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В СКВАЖИНЫХ УСЛОВИЯХ



РИС. 16. УПЛОТНИТЕЛЬНЫЙ УЗЕЛ ФИЛЬТРА ФГК, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ ГЕРМЕТИЗАЦИЮ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ, ДЛЯ ЗАЩИТЫ УЭЦН ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

• разработка технических требований к закупаемым НГДУ «Речицанефть» насосно-компрессорным трубам;

• повышение срока эксплуатации НКТ;

• сокращение количества отказов подземного оборудования по причине коррозии НКТ.

Осложнения при работе скважин, связанные с засорением мех.примесями

Одним из осложняющих факторов, влияющим на процесс нефтедобычи углеводородного сырья, является попадание механических примесей в насосное оборудование добывающих скважин. Зачастую это приводит к снижению дебита УЭЦН или полному выходу её строя.

В мировой практике известны многочисленные способы и устройства для защиты УЭЦН от механических примесей. Анализ рынка данных устройств указывает на значительную стоимость предлагаемых решений. Поэтому основной задачей явилось создание фильтрующего устройства не уступающего по техническим и технологическим показателям и имеющего более низкую стоимость по сравнению с зарубежными аналогами. Также предполагалось, что применение разработанного устройства позволит отказаться от проведения дорогостоящих операций по очистке ствола скважины силами бригад капитального ремонта после работ по интенсификации притока и освоению после бурения.

Так, в 2015 году БелНИПИнефть разработана конструкция гравитационного фильтра для защиты УЭЦН от механических примесей - ФГК под эксплуатационные колонны диаметрами 139,7мм, 146мм и 168,3мм. ФГК представлен на рисунке 16.

ФГК крепится к нижней части ПЭД с помощью перфорированного перепускного патрубка, который

соединен с уплотнительным узлом (пакером), состоящим из 2-х симметрично расположенных друг к другу резиновых манжет, диаметр которых на 5-10 мм больше внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, жестко зафиксированных на стволе посредством распорной втулки, седел и центраторов.

Принцип работы гравитационного фильтра заключается в следующем. При спуске гравитационного фильтра в скважину резиновые манжеты плотно прилегают к стенкам эксплуатационной колонны, а центраторы предохраняют манжеты от повреждения в процессе спуско-подъемных операций. Механические примеси, находящиеся в скважине во взвешенном состоянии, по мере спуска гравитационного фильтра остаются под резиновой манжетой. После запуска УЭЦН, пластовый флюид с забоя скважины (интервалов перфорации) поднимается до приемных окон контейнера, внутри которого поток флюида меняет направление движения на противоположное дойдя до воронки, расположенной на трубе, пройдя которую пластовый флюид проходит через сетчатый фильтр. При этом механические примеси, находящиеся в добываемой продукции отфильтровываются и остаются в контейнере, куда оседают под действием гравитационных сил. Затем через циркуляционные окна, перфорированного патрубка отфильтрованная жидкость выходит в затрубное пространство, расположенное над уплотнительным узлом (пакером), и поднимается к динамическому уровню, откуда насосной установкой по колонне насосно-компрессорных труб подается на устье скважины.

ОПИ ФГК в 2016 году были проведены на 2 скважинах, по которым проводились работы по интенсификации притока и освоению после бурения с планированием проведения дорогостоящих мероприятий по очистке ствола скважин. При внедрении ФГК очистка скважин от возможных примесей специально не проводилась, наработка фильтра в вышеуказанных объектах составила 75 и 14 суток, соответственно. При ревизии подземного оборудования данных скважин в контейнерах ФГК отмечены отложения механических примесей, на рабочих органах ЭЦН механических примесей не обнаружено. Суммарный экономический эффект от внедрения ФГК за счет отмены операций по очистке ствола скважин устройством КОС составил порядка 25 000 у.е. В настоящее время опытно-промышленные испытания ФГК продолжаются.

На основании текущих результатов испытаний, можно сделать вывод, что использование разработанного оборудования – фильтра ФГК, позволяет отказаться от дорогостоящих операций по очистке ствола скважины при КРС и решить проблему фильтрации механических примесей, находящихся во взвешенном состоянии внутри эксплуатационной колонны, очищая добываемый пластовый флюид, увеличив при этом срок безотказной работы насосного оборудования.

Таким образом, благодаря разностороннему подходу по оптимизации не только существующих методов борьбы с АСПО, солями, коррозией, мех.примесями, но и за счет внедрения новых прогрессивных технологий и собственных разработок БелНИПИнефть, удалось существенно минимизировать влияние осложняющих факторов при добыче углеводородного сырья на нефтяных скважинах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Проведена большая работа, получен соответствующий результат. Работы в данном направлении продолжаются. ●

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОБЛЕМА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В РАЙОНАХ С НАЛИЧИЕМ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД. ПОКАЗАНО, ЧТО ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ В УКАЗАННЫХ УСЛОВИЯХ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ, ДЛЯ РЕШЕНИЯ КОТОРОЙ ТРЕБУЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОСОБЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ. ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ ВАЖНОСТЬ ПРАВИЛЬНОГО ВЫБОРА ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА С УЧЕТОМ ЕГО ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ЦЕЛЯХ СОКРАЩЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ. ИЗЛОЖЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ УВЕЛИЧИТЬ ПЛОТНОСТЬ КОНТАКТА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С СОПРЕДЕЛЬНЫМИ СРЕДАМИ, ЧТО СМОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ КРЕПИ СКВАЖИНЫ. ПРЕДСТАВЛЕНО ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОГО РАСШИРЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА – КАМНЯ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ДОБАВЛЕНИИ В ЕГО СОСТАВ РАСШИРЯЮЩИХ ДОБАВОК И РЕАГЕНТОВ – ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ. ПОДРОБНО РАССМОТРЕНО УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПОДВИЖНОГО ТУРБУЛИЗАТОРА, ПРИМЕНЕНИЕ КОТОРОГО ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ АКТИВАЦИЕЙ РАСШИРЯЮЩЕЙСЯ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ НА ОСНОВЕ ОКСИДНЫХ ДОБАВОК.

THE ARTICLE EXAMINES THE PROBLEM OF CEMENTING BOREHOLES IN PERMAFROST AREAS. IT IS SHOWN THAT CEMENTING UNDER THE SPECIFIED CONDITIONS IS A COMPLEX TECHNICAL TASK, FOR THE SOLUTION OF WHICH IT IS REQUIRED TO USE SPECIAL TECHNICAL MEANS AND TECHNOLOGICAL METHODS. THE IMPORTANCE OF THE CORRECT CHOICE OF PLUGGING MATERIAL IS EMPHASIZED, TAKING INTO ACCOUNT ITS THERMOPHYSICAL AND TECHNOLOGICAL PROPERTIES IN ORDER TO REDUCE THE PROBABILITY OF VARIOUS COMPLICATIONS. THE RECOMMENDATIONS ARE OUTLINED ON THE USE OF EXPANDING PLUGGING MATERIALS THAT ALLOW INCREASING THE DENSITY OF CEMENT STONE CONTACT WITH ADJACENT ENVIRONMENTS, WHICH CAN ENSURE THE INTEGRITY OF THE BOREHOLE CEMENTING. A TECHNICAL SOLUTION TO THE PROBLEM OF EFFECTIVE EXPANSION OF THE STONE PLUGGING MORTAR WITH SIMULTANEOUS ADDING OF EXPANDING ADDITIVES AND DEFOAMING REAGENTS TO ITS COMPOSITION IS PRESENTED. THE ARTICLE EXAMINES IN DETAIL THE ARRANGEMENT AND THE PRINCIPLE OF ACTION OF A MOBILE AGITATOR, THE APPLICATION OF WHICH WILL IMPROVE THE QUALITY OF BOREHOLE CEMENTING BY ACTIVATING AN EXPANDING PLUGGING MIXTURE BASED ON OXIDE ADDITIVES.

Ключевые слова: цементирование, многолетнемерзлые породы, расширяющиеся тампонажные материалы, пеногасители, турбулизатор.

**Двойников
Михаил
Владимирович,**
профессор,

**Зимина
Дарья Андреевна,**
аспирант

Санкт-Петербургский
горный университет

Основной топливно-энергетической базой нашей страны в настоящее время являются месторождения севера Западной Сибири, характеризующиеся наличием в геологическом разрезе многолетнемерзлых горных пород (ММГП). Наличие криолитозоны в геологическом разрезе, а также низкое качество крепи скважин обуславливает возникновение специфических осложнений, таких как: растепление мерзлых пород, недоподъем тампонажного раствора до проектных значений, приустьевые обвалы горных пород, смятие обсадных колонн при обратном промерзании и др.

Цементирование обсадных колонн является необходимой и важной операцией в процессе сооружения скважины. Традиционные технологии и материалы для крепления обсадных колонн в таких условиях не всегда обеспечивают создание надежной и долговечной крепи в затрубном пространстве. В первую очередь, это относится к герметизации направлений, кондукторов и технических колонн, которые расположены в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Изменение температурного режима в скважине может способствовать

возникновению нарушений в сплошности цементного камня с окружающими горными породами и обсадными трубами [1]. Поэтому для цементирования обсадных колонн скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород требуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава с заранее заданными технологическими свойствами.

Как показывает опыт цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях, использование обычных тампонажных материалов на основе портландцементного клинкера не всегда обеспечивают качественное крепление скважины, не схватываясь в зонах распространения многолетнемерзлых пород даже при добавлении хлористого кальция. Применение пакеров также не дает положительного результата по причине интенсивного кавернообразования (коэффициент больше 2) пород, сложенных льдами. В настоящее время все большее применение при строительстве скважины находят расширяющиеся тампонажные материалы.

Результаты исследований показывают, что при введении в состав тампонажных растворов расширяющих добавок увеличивается плотность контакта цементного камня с сопредельными средами [2]. Плотность контакта во многом зависит от его объемных изменений в процессе твердения. Материалы со специальными добавками, обеспечивающими эффект расширения, позволяют улучшить герметичность крепи

скважин за счет повышения напряжения в зонах контакта цементного кольца с колонной и стенкой скважины. При этом необходимо учитывать влияние расширяющей добавки на реологические свойства раствора с целью обеспечения его незатрудненной прокачиваемости по стволу скважины и уменьшения гидродинамической составляющей давления. Основными показателями расширяющихся добавок в тампонажных растворах, влияющих на качество цементации обсадных колонн, являются величина расширения цементного раствора-камня в процессе затвердевания и величина сцепления цементного камня с прилегающими контактирующими поверхностями. Механизм расширения происходит путем заполнения всех, даже микроскопических, пустот в материале, обеспечивая прочность и монолитность структуры. Динамика расширения тампонажного раствора должна быть согласована с динамикой набора прочности. Если расширение произойдет до образования структуры цементного камня, то получится увеличение объема цементной суспензии, а не увеличение плотности контакта камня с горной породой и обсадной колонной [3].

Плотность контакта цементного камня на границах горная порода-цемент-обсадная колонна будет обеспечивать герметичность крепи скважины, если цементный камень при расширении будет создавать достаточное контактное давление в процессе твердения. Это давление будет обусловлено внутренними напряжениями в цементном камне, которые возникают вследствие расширения цементного камня. При использовании расширяющихся

тампонажных составов необходимо учитывать соотношение возникающих внутренних напряжений и склонности цементного камня к пластическим деформациям [4].

Добавление оксидных расширяющих добавок, например оксидов кальция и магния, в тампонажном растворе способствует увеличению объема цементного раствора, что значительно повышает герметичность контакта камня с сопредельными средами. В это же время существует проблема наличия пены в таких растворах, что, в свою очередь, вынуждает добавлять в раствор химические реагенты-пеногасители, используемые для подавления вспенивания тампонажного раствора при бурении, что приводит к уменьшению эффективности расширения раствора-камня.

В качестве решения данной проблемы, направленного на улучшение качества цементирования в скважинах в условиях многолетнемерзлых пород, предлагается использовать устройство, представленное подвижным турбулизатором-активатором. Рассматривая предыдущие аналоги турбулизаторов, можно сказать об их низкой эффективности турбулизации потока тампонажного раствора, изменение которой затрудняется конструктивными особенностями угла наклона и конфигурации лопастей, что препятствует достижению требуемого технического эффекта.

При использовании турбулизатора-активатора, поставленная задача решается увеличением показателя фактической скорости течения раствора в кольцевом пространстве,

УДК 622.245.42



путем установки его на обсадной колонне [5]. Указанный технический результат достигается тем, что устройство имеет регулируемые неподвижные направляющие секции с расположенными по корпусу лопастями, угол наклона которых направлен в противоположную к лопастям подвижной средней секции сторону.

Устройство для цементирования скважин содержит корпус, выполненный в виде трех отдельных секций, двух неподвижных – верхней (рис. 1) и нижней (рис. 3) – и средней подвижной секции (рис. 2). Каждая из секций содержит корпус и лопасти: верхняя лопасти 1 и корпус 2, нижняя – лопасти 5 и корпус 6, средняя – лопасти 3 и корпус 4. Лопасти 3 подвижной средней секции имеют угол противоположно направленный углу наклона лопастей 1, 5 неподвижных секций и диаметр D_2 , меньше диаметров D и D_3 лопастей 1 и 5 неподвижных секций, которые предотвращают прилегание лопастей 3 подвижной секции к стенке скважины или внутренней части предыдущей обсадной колонны.

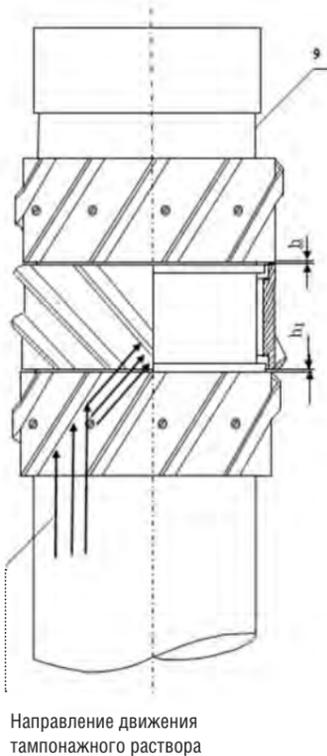


РИС. 4. Общий вид устройства, установленного на обсадной колонне

при увеличении турбулентности потока исключается эффект разделения фаз. Дополнительное перемешивание тампонажного раствора оказывает положительное влияние на свойства формирующегося цементного камня. Обязательно необходимо устанавливать турбулизаторы в интервалах значительного увеличения диаметра ствола скважины, ввиду наличия там более низкой скорости восходящего потока.

Применение рассматриваемого способа позволяет повысить качество цементирования скважины, за счет установки вращающегося турбулизатора-активатора, который увеличивает скорость течения раствора, а также повторно активировать часть оксидных расширяющих добавок. Применение данного устройства позволит также избежать процесса приготовления расширяющейся системы на устье скважины, то есть активация раствора будет проявляться в условиях скважины. ●

При изготовлении неподвижных элементов выполняются проточки диаметрами D_1 и D_4 (направляющие) с длиной L и L_1 (элемента вращения), обеспечивающие свободное вращение подвижной секции, с возможностью регулирования зазоров h и h_1 при креплении и регулировании на обсадной колонне 7 (рис. 4). Первоначально, в процессе продавливания, тампонажный раствор попадает на лопасти неподвижной секции турбулизатора, закрепленного на обсадной колонне с изменением направления потока. Движение потока тампонажного раствора противоположно углу наклона лопастей подвижной секции /устройства, что заставляет ее вращаться, увеличивая фактическую скорость течения раствора. Активатор, установленный на обсадной колонне, создает дополнительное увеличение турбулентности потока, что обеспечивает однородность раствора, влияющую на свойства пеноцементного раствора (камня). Сжатый тампонажный раствор находится в скважине под давлением, следовательно

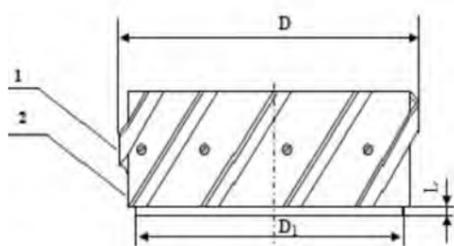


РИС. 1. Неподвижная верхняя секция

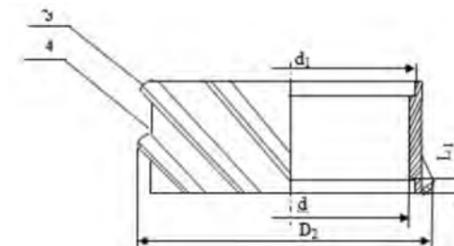


РИС. 2. Подвижная средняя секция

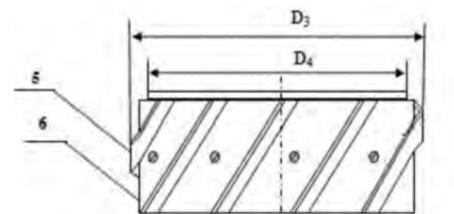


РИС. 3. Неподвижная нижняя секция

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
2. Овчинников П.В. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников, Кузнецов В.Г., Фролов А.А. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 115 с.
3. Агзамов Ф.А. О необходимой величине расширения тампонажных материалов / Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. // Территория нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14-15.
4. Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: автореферат. дис. ... канд. техн. наук / А.А. Куницких Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет (СПГУ), 2016 г. – 20 с.
5. Устройство и способ цементирования скважин: пат. 2289015 Российская Федерация: МПК С1 Е 21 В 33/14 / Двойников М.В., Овчинников В.П., Овчинников П.В., Пролубщиков С.В., Третьяков А.А. – № 2005113473/03; заявл. 03.05.2005; опубл. 10.12.2006, Бюл. № 34.

Keywords: cementing, permafrost, expanding backfill materials, foamers.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

ГНКАР вкладывается в добычу газа

Гос. компания Азербайджана планирует направить в 2007 г. на увеличение добычи газа 328,6 млн. долл США. Основные средства поступят на финансирование месторождения Гюнешли. В 2007 г. там предполагается пробурить 25 новых скважин.

Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня SOCAR готовится бурить дополнительно 4 добывающие скважины на мелководной части Гюнешли с морской платформы №11. Для того необходимо модернизировать платформу. Суточный дебит с каждой из 4 новых скважин, составляет 80 т нефти и 10 тыс м3 газа.



В. Орлов: нефть есть и в старых скважинах

«По нефти 2 года подряд запасы превышают добычу. Но половина прироста – это запасы по пересчету, – сказал в июне 2007 г. бывший министр природных ресурсов В.Орлов. – Т.е. на старых месторождениях, в результате повышения КИН, объем извлекаемых запасов вырос». Сегодня повышение нефтеотдачи не поощряется. Если компания добыла больше, чем положено лицензионным соглашением она может попасть даже под уголовное дело.

Комментарий Neftegaz.RU

В мае 2017 г. ученые ИНГГ СО РАН завершили работу над проектом стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2030 г, в которой обозначены оптимальные направления для поиска углеводородов. По мнению ученых, нетрадиционные запасы станут основным источником. Стратегия состоит из нескольких блоков, в одном из которых ТРИЗ. К ним ученые отнесли баженговскую свиту и ее аналоги.



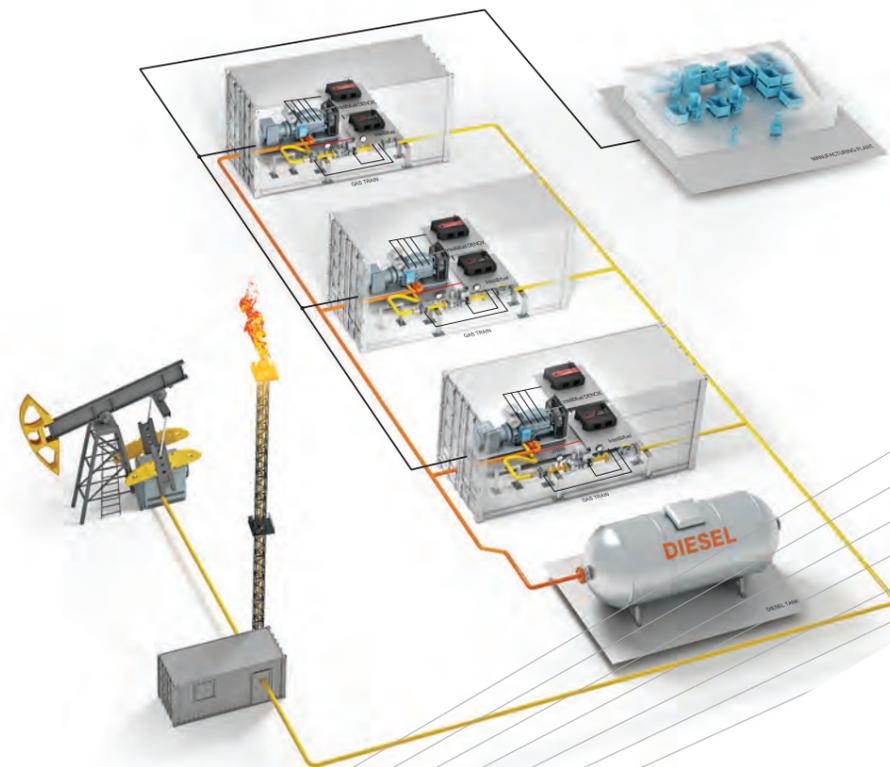
РЕКЛАМА

Выработка электроэнергии с использованием попутного газа

Модернизация дизельных двигателей на двухтопливный режим работы (дизель/газ) Применяйте газ вместо дизельного топлива - экономьте деньги и сохраняйте окружающую среду. Компания ComAp разработала простое решение для преобразования дизельных двигателей.

Основные преимущества:

- Реализованные проекты в России
- Возможно применение попутного газа
- Снижение затрат на дизельное топливо
- Короткие сроки окупаемости инвестиций
- Дешевая электроэнергия
- Минимальная модификация двигателя которая не снижает его мощность
- Переход в дизельный режим в случае проблем с поставками газа
- Удаленный мониторинг



www.comap-russia.ru

Телефон +7(495)787-56-33

ComAp The heart of smart control

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ЯРКИЙ СИМБИОЗ КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫХ
БИЗНЕС-ФОРМАТОВ

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ ПРОЙДЕТ В КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНОМ ЦЕНТРЕ «ЭКСПОФОРУМ» С 3 ПО 6 ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В РАМКАХ ФОРУМА ЗАПЛАНИРОВАНО ОКОЛО 60 МЕРОПРИЯТИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. БОЛЕЕ ПОДРОБНО О МЕРОПРИЯТИИ РАССКАЗЫВАЕТ РУКОВОДИТЕЛЬ ПМГФ ДЕНИС ОСАДЧИЙ.

THE ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM WILL BE HELD IN THE EXPOFORUM EXHIBITION AND CONVENTION CENTER FROM OCTOBER 3 TILL OCTOBER 6, 2017. BY TODAY, ABOUT 60 EVENTS HAVE BEEN SCHEDULED FOR THE FORUM, INCLUDING ONES SUPPORTED BY THE MINISTRY OF ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION. DENIS OSADCHY, THE PIGF HEAD, TELLS MORE DETAILS ABOUT THE EVENT.



Осадчий Денис Игоревич,
руководитель Петербургского
международного газового форума

– Сегодня ПМГФ – масштабный насыщенный отраслевой Форум. Какое развитие получило мероприятие за последние время?

– В 2014 году Форум переехал на новую площадку – в современный конгрессно-выставочный центр «Экспофорум». За это время был пройден путь от небольшого профильного мероприятия до статусного проекта. Сейчас Газовый форум, вне всякого сомнения, – одно из самых авторитетных бизнес-событий нефтегазовой сферы.

Если говорить о цифрах, то, к примеру, за два года Форум вырос более, чем в три раза. Количество

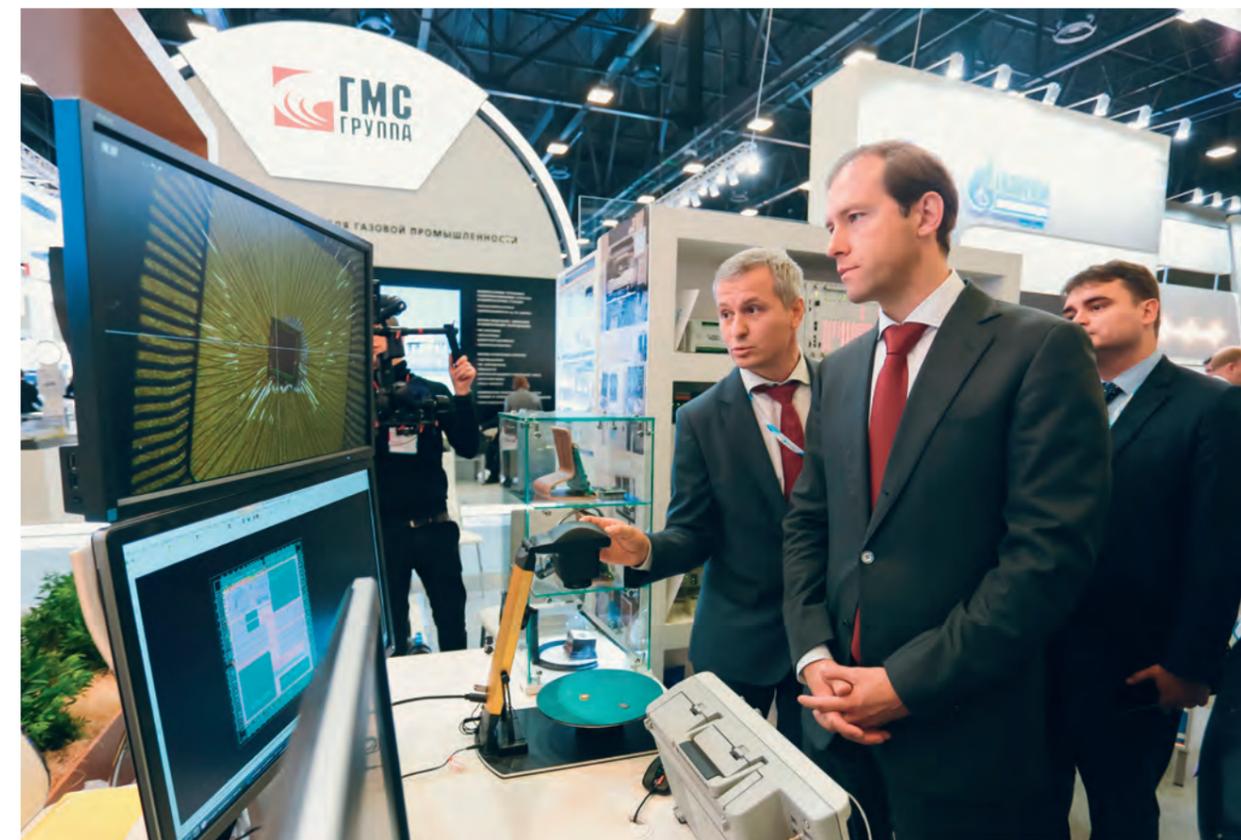
мероприятий деловой программы увеличилось с 25 до 60. Вдвое выросло общее количество участников – VI Петербургский международный газовый форум собрал 10 000 специалистов топливно-энергетического комплекса из 36 стран мира.

Пилотным проектом 2016 года стала специализированная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли», организованная совместно с ПАО «Газпром» при поддержке Минпромторга России. На площади 1200 м² 38 предприятий-изготовителей представили порядка 150 образцов и макетов импортозамещающей продукции для нефтегазовой индустрии.

Организуя Форум, мы стремимся создать коммуникационную площадку для взаимодействия всех причастных к отрасли структур, поэтому для нас очень важно, что в 2016 году ПМГФ признан лучшим российским нефтегазовым конгрессом и форумом: проект занял I место в номинации «Российские нефтегазовые конгрессы и форумы» в рейтинге «Нефтегаз-Реклама» по итогам опроса предприятий нефтегазового комплекса. Вручение премии состоялось 25 ноября в Москве в рамках ежегодной конференции «Управление репутацией и реклама в нефтегазовом комплексе – 2016».

– Расскажите подробнее о предстоящем Форуме? Что нового ожидает участников в 2017 году?

– Если мы говорим о конгрессе, то здесь я хочу особенно подчеркнуть, что Петербургский международный газовый форум стал так называемым зонтичным брендом, который объединил под собой ряд серьезных, интересных и насыщенных деловых мероприятий. В этом году в рамках ПМГФ пройдет конгресс по газомоторному топливу, где эксперты обсудят развитие отрасли в части использования



РЕКЛАМА

газомоторного топлива на транспорте, переход на сжиженный природный газ (СПГ), вопросы развития малотоннажного СПГ и многое другое.

Большой блок обсуждений будет посвящен автоматизации и информатизации. Вопросы безопасности транспортировки и хранения газа обсудят на Форуме по энергетической безопасности.

Важной социальной частью станет Молодежный день. За последние годы этот международный проект превратился в знаковое и статусное событие, и это не может не радовать, ведь он дает возможность молодым специалистам из разных стран мира пообщаться с главами крупнейших корпораций, посетить технические семинары, поучаствовать в бизнес-кейсах и понять, насколько верен выбранный ими профессиональный путь.

Еще один элемент Форума – серия конференций по газораспределению и работе с населением. В ходе конференций специалисты смогут обсудить бесперебойное снабжение, вопросы контроля и безопасности, а также работы с населением в части финансовой дисциплины.

И это только малая часть профильных мероприятий, которые пройдут в рамках ПМГФ. Такой комплекс различных программ собирает на площадке руководителей всех направлений отрасли, а очень грамотно расставленный график конференций и круглых столов позволяет специалистам посетить максимальное количество разных мероприятий.

– Что отличает ПМГФ от аналогичных проектов? В чем его уникальность?

– Одно из главных преимуществ Форума – это консолидация тематик выставочной и конгрессной

программ. Данный формат позволяет наладить прямой диалог не только между экспонентами и их заказчиками, но и расширяет взаимодействие между властью и бизнесом, наукой и производством, инвесторами и разработчиками новейших технологий. Обширная выставочная экспозиция ПМГФ включает три международных отраслевых выставки: «InGAS Stream – Инновации в газовой отрасли», «Газомоторное топливо» и «РОС-ГАЗ-ЭКСПО». На площади более 25 000 кв.м. представлены новейшие разработки и перспективные проекты всей технологической цепи газовой отрасли. Я считаю, такой симбиоз конгресса и выставки дает максимальных эффект для всех представителей, принимающих участие в данных мероприятиях.

Кроме того, Газовый форум зарекомендовал себя как эффективная деловая площадка. Здесь заключаются знаковые для отрасли соглашения. Так, в прошлом году были подписаны соглашения о научно-техническом сотрудничестве между ПАО «Газпром» и компаниями Schneider Electric, OMV AG, ЧТПЗ и др. На высоком уровне проходят рабочие встречи. Так, 4 октября в рамках Форума прошло заседание межведомственной рабочей группы по снижению зависимости российского ТЭК от импорта с участием Министра промышленности и торговли Российской Федерации Дениса Мантурова.

– Что будет впервые, какие разделы конгрессной и выставочной программ будут продолжены или расширены?

– Конгрессная часть Газового форума будет гораздо масштабнее и насыщеннее. На сегодняшний день количество деловых гостевых мероприятий, которые пройдут под зонтиком Газового форума, уже превосходит аналогичный период 2016 года в 1,5 раза.



Ярким событием станет финиш Международного автопробега «Голубой коридор - 2017», который пройдет по территории стран Европы со стартом в Лиссабоне (Португалия) и финишем в Санкт-Петербурге. Во время автопробега экипажи примут участие в круглых столах и выставках, посвященных газомоторной тематике.

В начале октября в Москве запланирована министерская встреча Форума стран-экспортеров газа. По предварительной договоренности с организаторами данной встречи, мы ожидаем приезд на наш Форум министерские делегации на Пленарное заседание, которое состоится 5 октября, что существенно увеличит статус международных гостей, позволит продемонстрировать достижения российской промышленности крупным международным игрокам, руководителям высокого звена в странах, которые являются потенциальными покупателями оборудования.

Российское оборудование будет представлено в 2017 году также на специализированной экспозиции «Импортозамещение в газовой отрасли». В этот раз

мы сделаем упор на один из важнейших элементов индустрии – крупнотоннажном производстве СПГ.

– Какое развитие в этом году получило международное направление?

– Из года в год мы увеличиваем количество международных мероприятий, количество делегатов из иностранных государств. Перед нами поставлена задача включить в каждую конференцию иностранного спикера с докладами, что значительно усилит международную составляющую Форума. На площадке пройдет несколько крупных международных мероприятий. Национальный газомоторный консорциум Италии (NGV Italy) подтвердил свою готовность к продолжению сотрудничества в рамках конгрессной и выставочной программ. Ведутся переговоры о совместной работе с Международным газовым союзом (IGU), Европейской ассоциацией газовых компаний (Eurogas), Ассоциацией европейского бизнеса (АЕБ). На текущий момент достигнуты договоренности об организации коллективной экспозиции итальянских энергетических компаний с одним из ведущих европейских организаторов выставок и конференций – FCE Group srl.

– До октября осталось не так много времени, как в целом вы можете оценить уровень подготовки к ПМГФ-2017?

– На сегодняшний день 90% выставочных площадей Газового форума продано, а количество зарубежных партнеров значительно выросло. Другими словами, фактически все готово, чтобы мероприятие прошло на высоком профессиональном уровне. Ждем вас в Санкт-Петербурге! ●



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
EXPOFORUM
 РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



6-е заседание ЭнергодIALOGA Россия-ОПЕК



Участники V международной конференции «Базовые масла и смазочные материалы СНГ» 2017



Р. Ивакин



А. Семенухин



Б. Нигровский



С. Курилов



Р. Чердниченко



Участники V международной конференции «Базовые масла и смазочные материалы СНГ» 2017



Д. Казанцев



В. Шаталов, А. Митрик



В. Тарасов



И. Федоров



Д. Волоснева



П. Гриценко



Р. Еникеев, В. Асфандияров, А. Ганеев



А. Тарасов



В. Белуган



Д. Коротеев



Я. Баранов



M.B.Shach



А. Таганский, М. Лаишевкин



А. Новак, Х. аль-Фалих



Н. Астанин



А. Шуваев, Е. Гайфутдинов



Сотрудники производственной линии ТЭЭМП



А. Иванцов, В. Завершинский



«Мне кажется, что нефть где-то есть. А если есть нефть, не может быть, чтобы где-то не прорвало газ. Мне кажется, что нам надо внимательнее посмотреть на недра. Найдем мы что-то. Не может быть, чтобы кто-то искал и не нашел»

А. Лукашенко



«Потенциальное увеличение рынков сбыта за счёт лёгкого выхода на рынки других стран – это очень важно»

М. Орешкин



«Современные технологии — все это будет существенно влиять на изменение топливно-энергетического баланса. Тем не менее, я являюсь сторонником того, что эра углеводородов в ближайшие десятилетия сохранится»

А. Новак



«Но надо иметь в виду, что всё-таки основа экономики страны — это нефтегазовый сектор, а в Москве не добывается ни нефть, ни газ»

С. Собянин



«Имейте в виду, если вы оставите немцам хоть одну тонну нефти, мы Вас расстреляем. Но если Вы уничтожите промыслы преждевременно, а немец их так и не захватит, и мы останемся без горючего, мы Вас тоже расстреляем»

И. Сталин



«Полезные ископаемые в земле принадлежат всем гражданам России»

М. Ходорковский



«Русские разворачиваются на восток, к Китаю — на удивление европейцам. Мне всегда казалось, что в отношениях России и Китая нефть и газ постепенно вытеснят Маркса и Ленина.»

Д. Ергин

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»



ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ
- 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА
- 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ





Сибирская Сервисная Компания

➤ **Надежность
в партнерстве!**



➤ **Качество
в работе!**

➤ **Уверенность
в будущем!**

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- 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



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