



ПО ВСЕМ ФРОНТАМ ИДЕТ БОРЬБА С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ



Проблемы, вызванные осложненными условиями эксплуатации скважин, основными из которых являются вынос мехпримесей, солеотложения, высокий газовый фактор, температура, коррозия, в последние годы создают все больше трудностей в работе нефтяников. Так, более половины отказов глубинно-насосного оборудования происходит из-за засорения рабочих органов насоса или отложения на них солей (от 47% до 78% по данным ТНК-ВР).

Естественное ухудшение условий нефтегазодобычи, все большее вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, необходимость масштабного применения ГТМ в целях интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи — следствием этих тенденций является рост осложняющих добычу факторов.

Бесценный практический опыт борьбы с осложнениями «по всем фронтам», представленный участниками конференции «Механизированная добыча '2010», должен стать подспорьем для успешной работы российских нефтяников.

нию себестоимости добычи нефти, а нередко ее увеличивает. С другой стороны, одновременное использование нескольких способов борьбы с различными осложняющими факторами на одной скважине зачастую невозможно из-за технологических ограничений либо нецелесообразно по экономическим соображениям.

Еще более осложняет ситуацию то, что если раньше нефтяники сталкивались с классическими осложнениями, в частности, солеотложениями, то по мере роста ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти, и прежде всего ГРП, растет количество солеотложений, вызванных их последствиями. «Так как с геолого-техническими мероприятиями мы бороться не имеем права, потому что это наша допдобыча, поэтому боремся с солеотложениями», — отмечает **Владимир Шабля**, заместитель начальника отдела до-



бычи нефти и газа ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь». Увеличение выноса мехпримесей — еще один побочный результат интенсификации добычи (см. «Распределение осложняющих факторов...»).

Полимеры

Большое количество выступлений было посвящено вопросам



По словам Николая **Кузьмичева**, директора ООО «Нефть XXI век», «на большей части скважин осложненного фонда во всех нефтяных компаниях России наблюдается одновременное проявление нескольких осложняющих эксплуатацию факторов». Поэтому применение традиционных способов борьбы, направленных на ослабление отрицательного воздействия одного осложняющего фактора, не дает существенного увеличения МРП и, как правило, не приводит к сниже-



Юрий МЕРКУШЕВ, генеральный директор ООО «Ижнефтепласт», рассказал о преимуществах низкоадгезионных ЭЦН, рабочие органы которых сделаны из полимерных материалов. По его словам, опыт их применения показал их высокую эффективность при работе в скважинах с высокой обводненностью (более 80%), в условиях отложения солей и АСПО, скважинах с высоким содержанием неабразивных мехпримесей — до 2 г/л, с твердостью до 5 баллов по Моосу.

Использование предвключенных диспергирующих ступеней в составе ЭЦН позволяет эксплуатировать их в скважинах с содержанием свободного газа на приеме насоса до 60%, а также обеспечивает меньшее солеотложение и более надежную работу насоса при падении динамического уровня без применения газодиспергатора.

Помимо низкой адгезии к АСПО и солям, а также другим неабразивным мехпримесям, низкоадгезионные ЭЦН с полимерными рабочими органами обладают рядом других преимуществ по сравнению с металлическими аналогами: высокой сбалансированностью вращения вала, что практически не приводит к полетам и уменьшает износ радиальных пар трения; меньшим износом радиальных пар трения (металл-полимер) при работе ЭЦН в условиях высокой обводненности — более 90%; более высоким кпд (на 3–5 %) при прочих равных условиях; меньшими пусковыми токами; более низкой стоимостью.



эффективности применения в осложненных условиях различных полимеров как альтернативы металлам в качестве материалов для изготовления деталей и узлов погружного оборудования, а также в качестве защитных покрытий.

Несмотря на то, что такие материалы и покрытия уже получили достаточно широкое распространение в мире и в России, не утихают споры об их эффективности, поскольку не во всех случаях их применение дает ожидаемый результат. Продолжается поиск новых материалов, композиций, технологий в данной области.

Высказываясь в пользу полимерных покрытий, **Виктор Протасов**, профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, отмечает, что «делать из металла всю конструкцию глупо. Используя только металл, мы никогда не решим существующих проблем, потому что многие требуемые физико-химические свойства поверхностей у металлов мы никогда не получим».

Отвечая на вопрос о том, на каких поверхностях оборудования целесообразно применять существующие в настоящее время полимерные покрытия, В.Протасов заметил, что «применять-то можно везде, только смотря какие покрытия (так же, как и металлы). В большинстве случаев если мы хотим обеспечить требуемую надежность, то должны пытаться сочетать основу, например, сталь, обеспечивающую жесткость и прочность конструкции, и соответствующие виды поверхностных покрытий. Такое сочетание развивается во всем мире».

Распределение осложняющих факторов нефтяных скважин России



В настоящее время «Ижнефтепласт» совместно с «РН-УфаНИ-Пинефтью» разрабатывает более дешевую технологию добычи нефти в соляных фондах скважин с применением низкоадгезионных ЭЦН и периодической обработкой химерагентами по сравнению с ранее использовавшимися ингибиторами.

Примером эффективности применения низкоадгезионных ЭЦН по сравнению с металлическими аналогами может служить сравнение наработок низкоадгезионных ЭЦН производства ООО «Ижнефтепласт» по 15 скважинам солеобразующего фонда ТПП «Когалымнефтегаз» без применения ингибиторов, где предыдущее оборудование применялось с использованием ингибиторов (см. «Данные по программе эксплуатации...»).

По мнению Ю.Меркушева, на сегодняшний день низкоадгезионные ЭЦН являются отдельной группой оборудования, которая имеет свои границы эффективного применения. В сравнении с металлическими аналогами данные ЭЦН стоят меньше, эксплуатационные затраты, в том числе на ремонт, ниже, наработки на отказ выше.

«Мы бы хотели, чтобы при создании отраслевого стандарта в классификаторе ЭЦН наличие данной группы оборудования было учтено. Эксплуатационный код ЭЦН должен быть расширен и должен учитывать большее, чем сейчас, количество сочетаний осложняющих факторов, в том числе, по

уровню сложности. Нефтяным компаниям необходимо более решительно пойти на включение дан-

ной группы оборудования в технические требования, а также в автоматизированную систему подбора

скважин и создание ценовой группы при закупках на тендерах», — считает Ю. Меркушев.

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: По каким причинам происходили отказы по насосам с полимерными рабочими органами?

Ю.М.: Клин и снижение подачи.

Вопрос: По полимерным органам?

Ю.М.: Конечно. Этот фонд солеобразующий и соль в любом случае откладывается, только скорость отложения значительно ниже. Кроме этого, она еще скалывается и убирается за счет выноса.

Ремарка: Я хочу не согласиться с утверждением о том, что необходимо это оборудование выделять в отдельную группу, отдельно ее учитывать, отдельно хранить на складе и использовать как-то отдельно. Я считаю, что оборудование должно хорошо работать в любых условиях.

Ю.М.: Можно ничего не учитывать. Идет сравнение с нирезистовыми УЭЦН, и показано, что на данных фондах наработка выше. Мы же слышим здесь, что сейчас наиболее обостренная ситуация по солям.

Ремарка: Я в любом случае буду вынужден их обрабатывать ингибитором солеотложений.

Ю.М.: И без ингибитора, и с ингибитором низкоадгезионные ЭЦН работают лучше.

Ремарка: Эти ЭЦН были ведь спущены не только в солеотлагающий фонд, они и на обычном фонде, без всяких солей, работают замечательно. Так зачем их выделять в отдельную группу?

Ю.М.: Есть коррозионно-стойкое исполнение, абразиво-стойкое, должно быть и низкоадгезионное исполнение. Это уже ваша задача, куда вы поставите, но низкоадгезионность говорит о том, что лучше их поставить туда, где что-то прилипает.

Вопрос: Реальные условия эксплуатации воздействуют на погружное оборудование в течение 4–5 лет. Есть у вас данные о себестоимости ремонта вашего насоса по сравнению с металлическим аналогом? Вы ремонтом вообще занимаетесь?

Ю.М.: Конечно, мы тему эту ведем. Мы разработали регламент ремонтов, который немножко отличается от ремонтов металлического оборудования. Если подходить так, как «Татнефть» подходит, то рабочие колеса будут ходить как у них — до трех раз! С другой стороны, цена полимерного двухопорного рабочего колеса в три раза ниже, чем металлического из нирезиста.

У нас есть и порошковые, и комбинированные направляющие аппараты. Комбинированные наиболее сложно диагностировать. Но мы сейчас как раз разработали технологии, приспособления, с помощью которых проверяем их на разрыв, прочность закладных элементов и т.д. Сначала были нюансы, но после ряда доработок надежность комбинированного направляющего аппарата выросла, и проблем с разрушениями и ремонтами нет. Просто не хочется компаниям пока это делать, потому что пока еще ограничено применение таких насосов. Лучше выбросить, чем возиться, — такой поход. А там, где они применяются уже в больших масштабах, например в «Татнефти», там они это сделали, и все работает.

Ремарка: Татария — пример специфичный. В Западной Сибири пока таких примеров нет. Условия эксплуатации там несколько иные, и, возможно, износ и усталостные накопления в вашем материале будут значительно больше. Поэтому риск отказа при вторичном применении в Западной Сибири может быть более высоким.

Ю.М.: В условиях Западной Сибири рабочие колеса при стоимости в три раза меньше просто выбрасывают. Мы сейчас разработали специальные приспособления для комбинированных направляющих аппаратов, которые измеряют усилие на разрыв приварной крышки и усилие на проворот и удержание закладной втулки. И если это использовать, то мы четко отвечаем на вопрос, возможно вторичное применение или нет.

Ремарка: Тем не менее, на вопрос о себестоимости вы не ответили. Дело в том, что в себестоимости не только рабочие органы участвуют. Даже сам монтаж-демонтаж, вывоз-заказ — это тоже дополнительные затраты. В том, что цена в три раза отличается, я сомневаюсь. Ступень едва ли в три раза дешевле обходится.

Ю.М.: Сейчас ремонтная двухопорная ступень из нирезиста стоит примерно 600 рублей, «борцовская». Рабочее колесо стоит примерно 250 рублей. А у нас — 70–80 рублей. Есть разница?

Ремарка: Цифры неправильные...

Тем не менее, применение существующих на сегодняшний день полимерных материалов для борьбы с солеотложениями приносит ожидаемый эффект далеко не

во всех случаях. В том же «Кога-лымнефтегазе», по словам **В.Шабли**, по результатам испытаний низкоадгезионных ЭЦН производства «Ижнефтепласт» «мож-

но сделать вывод о том, что без использования ингибитора солеотложений данное оборудование не защищено в полной мере от солеобразования» (см. «Борьба с со-

леотложениями на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз», стр. 68). Компания попытается получить достаточный экономический эффект за счет дополнительного применения ингибитора солеотложений на тех скважинах солеобразующего фонда, где работает оборудование с полимерными колесами.

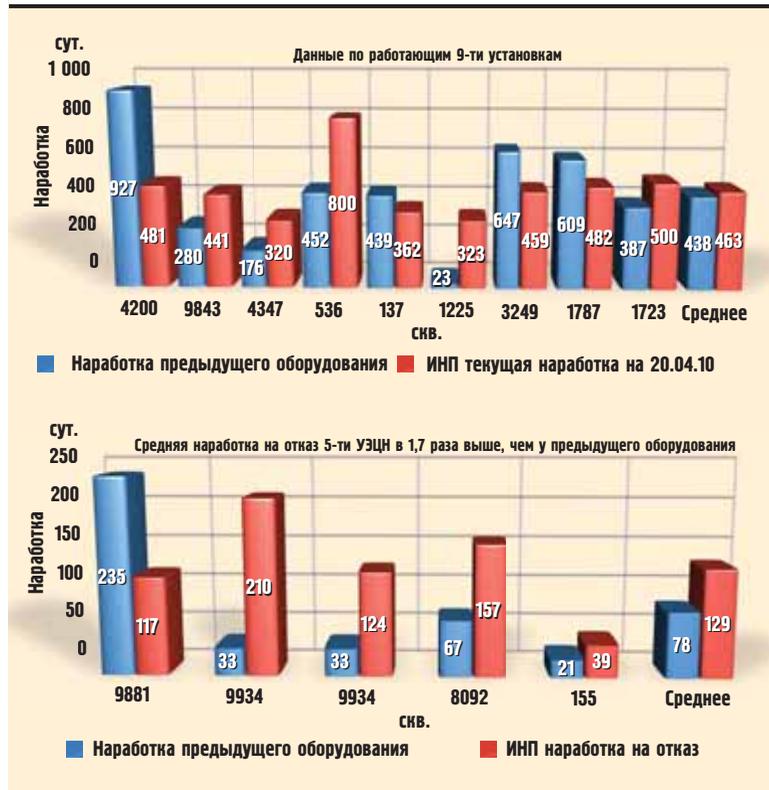
Защита от солей и коррозии

Основными факторами, сдерживающими широкое внедрение полимерных защитных покрытий, являются сомнения нефтяников в их стабильном качестве. Подслонная коррозия и отслоение покрытий зачастую приводят к возникновению все тех же проблем с солеотложениями, приводящих к отказам оборудования.

Кроме этого, опытное и мелкосерийное производство насосов с покрытиями — удовольствие не дешевое. Да и стоит ли связываться с непроверенными решениями, если можно продлить жизнь погружного оборудования с помощью существующих ингибиторов солеотложения.

По мнению **Ивана Пятова**, председателя совета директоров ООО «РЕАМ-РТИ», сегодня наблюдается эффект некоего маятника, когда с помощью ингибиторов солеотложений идет достаточно эффективная борьба с наличием солей внутри насоса, но одновременно не решаются проблемы, связанные с коррозией. «Мы поняли, что эта проблема не менее острая, чем солеотложения. Борясь с солеотложе-

Данные по программе эксплуатации (№01-ПМ-2008) насосов ЭЦН (ПМ) 5-30-1850 без применения ингибиторов солеотложений на солевом фонде скважин ТПП «Когалымнефтегаз», где ранее применялись ингибиторы (по состоянию на 20.04.10)



ниями, мы «откачиваем маятник» в сторону и нам приходится иметь дело с коррозией», — считает И.Пятов.

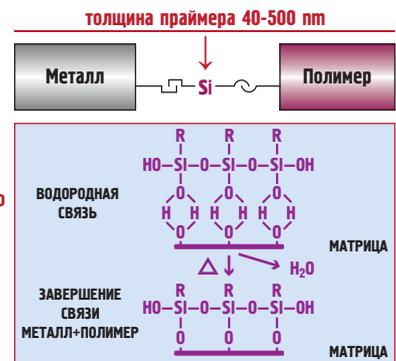
При выборе основы антисолевого коррозионностойкого покрытия для деталей насосных ступеней, концевых элементов и других деталей погружного насосного оборудования специалисты РЕАМ-РТИ остановились на полимерной матрице на основе полифениленсульфида, которая обеспечивает теплостойкость до 280оС. Водопоглощение при этом менее 1%.

Упор был сделан не столько на композицию, сколько на технологии, обеспечивающие связь между полимером и металлом. Компания пошла по пути разработки многослойных, как минимум двухслойных, покрытий. Первый слой — сшивающий реагент, содержащий кремний, который обладает биполярностью. Он «привязывается» к металлическому субстрату, к основе, и также эффективно связывается с полимером (см. «Керамическая

сшивающая подложка»). «Сегодня можно твердо говорить о том, что в таком варианте мы исключаем подслонную коррозию», — заявляет И.Пятов.

Впрочем, звучали и критические высказывания. «Мы больше четырех лет занимались этими проблемами и пришли к абсолютному выводу, что рабочие органы, особенно рабочие колеса, существующими покрытиями с приме-

Керамическая сшивающая подложка (сшивающий праймер по технологии ООО «РЕАМ-РТИ»)



МЕТОДЫ НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ЗАЩИТЕ КОРПУСОВ УЭЦН

Метод	Высокоскоростное напыление	Электродуговая металлизация
Пористость	<0,5%	5-10%
Подпленочная коррозия	Нет	Да
Толщина слоя, мкм	150	300+
Защита от износа	Высокая	Низкая
Цена	Ниже	Выше
Локальный ремонт	Да	Нет
Пропитка эпоксидными смолами	Не обязательна	Требуется

нением современных технологий покрывать нельзя, потому что остается целый ряд серьезных нерешенных проблем», — поубавила оптимизма реплика из зала.

Некоторый скептицизм прозвучал и в словах Алексея Трулева, начальника отдела разработки ООО «НТЦ «АЛНАС»: «Мы занимаемся разработкой насосов с полимерными рабочими органами. Считаю, что использование полимерных ступеней в насосах с традиционными конструктивными схемами нецелесообразно, потому что есть вероятность возникновения локального нагрева, при этом заметно ухудшаются свойства полимерного материала. Но используя эти ступени в новых конструктивных схемах, особенно в компрессионных, мы исключаем этот недостаток. При этом сохраняются все преимущества полимерного материала».

Протекторные наноструктурированные покрытия

Проекту создания производства многофункциональных наноструктурированных покрытий деталей и узлов ЭЦН методами газотермического напыления было посвящено выступление **Александра Лурье**, коммерческого директора компании «Технологические системы защитных покрытий» (ТСЗП).

Речь шла о покрытиях для защиты корпусов погружных электродвигателей и УЭЦН от электрохимической коррозии. Для нанесения покрытий ТСЗП применяет технологию высокоскоростного напыления. Такие покрытия вдвое тоньше и имеют ряд отличий от покрытий, нанесенных



электродуговой металлизацией (см. «Методы нанесения покрытий...»). Толщина протекторного покрытия — порядка 100 мкм.

При повреждении любого покрытия корпуса ПЭД начинается электрохимический процесс, основанный на разности потенциалов покрытия обсадной колонны и самого погружного электродвигателя. Если покрытие однослойное, стандартное любого вида, это приводит к достаточно сильной электрохимической коррозии. И в том месте, где покрытие нарушено, с большой долей вероятности можно предсказать появление язв коррозии.

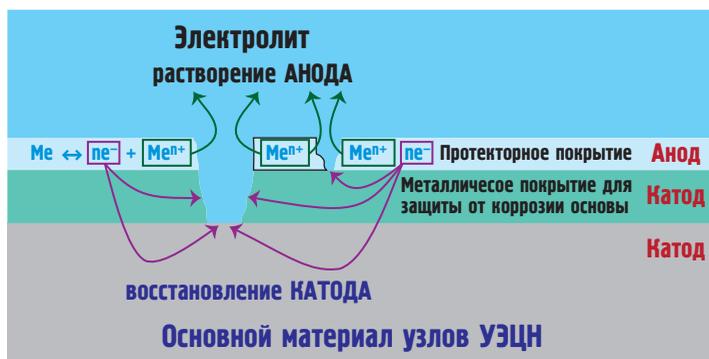
Специалисты ТСЗП предложили наносить на сам корпус ПЭД или на любое из уже нанесенных на корпус покрытий дополнительное протекторное покрытие. По словам А.Лурье, эти покрытия уже востребованы — компания получила заказ от «ЛУКОЙЛ-Коми», «ЛУКОЙЛ-Перми» и от ТНК-ВР — пока для испытаний.

Есть мировой опыт применения протекторных покрытий, в частности, компанией Weatherford. Данные покрытия призваны обеспечить защиту не только самого оборудования, но и обсадной колонны от электрохимической коррозии в тех случаях, когда она представляет существенную опасность.

«Как правило, любая установка, после того как ее опускают в скважину, при СПО или при монтаже получает какие-то дефекты покрытия. Протекторные покрытия являются «самозалечивающимися». Даже будучи поврежденным при СПО, они могут восстановиться и продолжить защищать поверхность», — поясняет А.Лурье (см. «Схема электрохимического процесса...»).

Еще одним интересным проектом, в котором среди целого ряда инновационных конструктивных решений по модернизации погружного оборудования ключевую роль сыграли полимерные покрытия, является проект «МРП-700», реализуемый в «РН-Юганскнефтегазе» на Приобском месторождении. Как отмечает Андрей Петренко, менеджер проекта Система Новых Технологий ООО «РН-Юганскнефтегаз», благодаря применению защитных покрытий от Centrillift и инновационного материала от REDA удалось получить ЭЦН, обладающие высокой износостойкостью (см. «Суперизносостойкие УЭЦН», стр. 84). Во всяком случае, на текущий момент наработка на одной из скважин в рамках проекта уже превысила 700 суток.

Схема электрохимического процесса при механическом повреждении металлического и протекторного покрытия



Винтовые насосы

Как известно, осложненные пластово-скважинные условия, характеризующиеся содержанием в пластовой жидкости значительного количества мехпримесей, высокого уровня свободного газа, большой вязкостью среды и обводненностью продукции, существенно ограничивают область применения ЭЦН. Нефтяным компаниям приходится искать альтернативные способы добычи, одним из которых является применение винтовых насосов.



Об опыте, полученном по результатам внедрения одновинтовых насосов с погружным приводом в различных регионах России, рассказывал **Никита Лунев**, руководитель проекта Департамента поддержки механизированных способов добычи ООО «ПК «Борец».

«Борец» изготавливает два типа винтовых насосов — одновинтовые и сдвоенные, которые комплектуются как вентильными, так и асинхронными приводами. Одновинтовые насосы имеют более простое конструктивное исполнение, чем сдвоенные, а также более предсказуемую гидравлическую характеристику. Ввиду отсутствия малых проходных сечений они более надежно работают в скважинах с высоким содержанием мехпримесей.

Для проверки эксплуатационных возможностей модернизированных одновинтовых насосов компаний было принято решение о проведении их подконтрольной эксплуатации на место-

рождениях с различными физико-химическими свойствами пластов и в скважинах, где присутствует влияние одного или более осложняющих факторов.

Такая эксплуатация проводится, в частности, на Ван-Ёганском месторождении с 2005 года, на скважинах с высоковязкой нефтью и повышенным содержанием мехпримесей. До внедрения винтовых насосов наработка скважин, оборудованных УЭЦН, была невысокой. По результатам эксплуатации сдвоенных винтовых насосов, преждевременные отказы которых были связаны со значительным содержанием песка в добываемой жидкости, были разработаны и в 2008 году внедрены одновинтовые насосы (см. «Борьба с мехпримесями на Ван-Ёгане», стр. 76). Нарботка на отказ составила 181 сутки против 70 суток ранее работавшего оборудования.

Распределение по отказавшим узлам и причинам отказов (см. «Анализ работы винтовых насосов...») показывает, что основной причиной отказов является засорение насосов мехпримесями. Также наблюдалось пересыпание НКТ (до восьми труб), выше насоса оседал песок. На основании этого опыта совместно с технологическими службами «Ваньеганнефти» была разработана специальная конструкция сливного клапана.

Подконтрольная эксплуатация винтовых насосов велась также на Усинском месторождении, вязкость нефти на котором доходила в некоторых случаях до 5000 сантипуаз; на Остролукском месторождении — на скважине, характеризующейся образованием АС-ПО и низким притоком; на Верхне-Сальымском месторождении — на двух скважинах, осложненных отложениями солей и низкими притоками; и на нескольких месторождениях «Самаранефтегаза» — на скважинах, осложненных высокой вязкостью нефти (до 900 сантипуаз) и отложениями парафина.

По словам Н.Лунева, «на основании опыта применения одновинтовых насосов в различных регионах РФ подтверждено, что этот вид оборудования обеспечивает оптимальный режим экс-

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

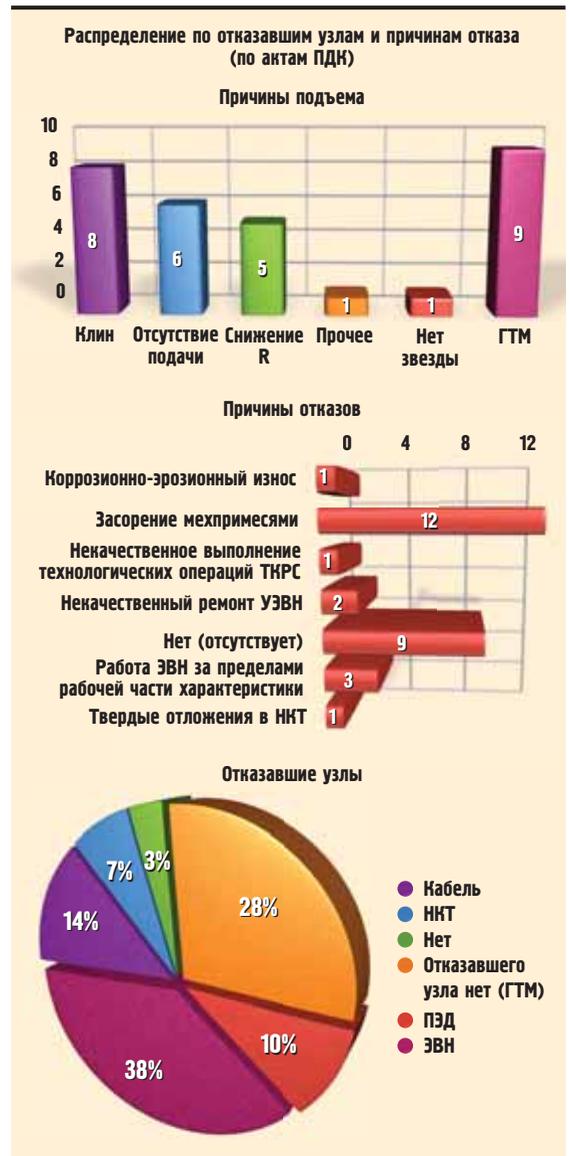
Вопрос: С какими максимальными температурами работают ваши насосы, если вы на такие вязкости претендуете?

Н.Л.: Компанией разработаны несколько рабочих пар. Есть пары, работающие при температуре до 80°C, разрабатываются — до 120°C, и они уже в ближайшее время будут поставлены на испытания в определенные регионы.

Реплика: Ну, при таких температурах вязкость, конечно, не 5000 МПа.

плуатации в скважинах, осложненных высоковязкими нефтями, образованиями эмульсий, высо-

Анализ работы винтовых насосов «Борец» в условиях вязкой нефти с повышенным содержанием мехпримесей (Ван-Ёганское месторождение)



НАЗНАЧЕНИЕ:

Используется в высокодебитных и высокотемпературных скважинах с диаметром обсадных колонн 168 и более для габаритов насосов 5 и 5а, а также — в системах ППД.

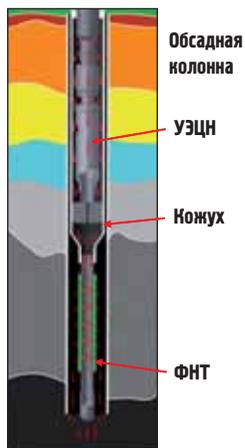
Кожухи предназначены для обеспечения более интенсивного съема тепла с корпуса электродвигателя

Достоинства

- ▼ Простота
- ▼ Надежность в работе

Недостаток:

- ▼ Дополнительная осевая нагрузка на УЭЦН



ким содержанием мехпримесей, низкими дебитами и отложениями АСПО».

Опыт внедрения одновинтовых насосов показал, что их использование позволяет снизить себестоимость добываемой нефти за счет: эксплуатации в постоянном режиме скважин с низким притоком (3–20 м³/сут.), длительная и безотказная работа которых невозможна при использовании ЭЦН; стабильной работы в скважинах с содержанием свободного

газа на приеме до 50% без применения газосепараторов; снижения удельных затрат на добычу жидкости.

Кроме того, винтовые насосы позволяют: добывать жидкость с вязкостью до 5000 сантипуаз; эксплуатировать скважины с высоким содержанием КВЧ (до 6000 мг/л); использовать всю характеристику Q-H насоса как рабочую зону насоса; регулировать подачу насоса изменением частоты вращения без потери напора; применять механические скребки в скважинах, осложненных наличием АСПО.

Скважинные фильтры

Распространенная проблема, с которой сталкиваются нефтяные компании, — отказы насосных установок по причине забивки проточной части насосов. Способам защиты скважинного оборудования от выноса механических примесей с помощью фильтров был посвящен доклад **Владимира Чигряя**, генерального директора ЗАО «ПО СТРОНГ».

Компания разрабатывает и изготавливает фильтры, которые используются как в нефтедобыче, так и для защиты систем ППД.



Для добычи нефти — прямоточные (с кожухом на УЭЦН и без кожуха) и гидродинамические (центробежные и противоточные), для систем ППД — с кожухом прямоточные и гидродинамические противоточные.

Существуют различные компоновки и конструкции. Достаточно простой, надежной и, вместе с тем, работающей в довольно сложных условиях является разработанная конструкция фильтра с кожухом (см. «Фильтр-насадка...»). Она используется, в основном, для защиты от попадания механических примесей и для съема тепла с электродвигателя, исключая его перегрев. Отличается тем, что ес-

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ

Среда	Год спуска	Компания	Без фильтра	С фильтром	Результат
	2004 г.	ТПП «Урайнефтегаз»	Нет данных	Менее 3 мг/л	Скважина работает в устойчивом режиме
	2004 г.	ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»	Клин насоса по причине засорения пропантом	Скв3914/224 Вата - КВЧ<100мг/л Скв401/110 Локосово — КВЧ<20мг/л Скв1060/1 бис 3-Асомкино — КВЧ<50мг/л	Скважины работали в устойчивом режиме
	2006 г.	ОАО «Татнефть»	Рыхлые песчаники	Попадания в ствол скважины твердых частиц не наблюдалось	Скважины работают устойчиво по н.вр.
	2004 г.	ОАО «Славнефть»	«Клин» насоса по причине засорения пропантом	Скв1284 – КВЧ=105мг/л Скв313 – КВЧ=400 мг/л.	Скважины работали в устойчивом режиме
Нефть	2004 г.	ТПДН «Муравленковскнефть»	Скв2214/109 и Скв2259/52 — «Клин» по причине засорения УЭЦН пропантом. КВЧ более 1000мг/л	Скв2214/109 – КВЧ=270мг/л Скв2259/52 – КВЧ=191мг/л	Скважины работали в устойчивом режиме
	2005 г.	ЗАО «Преображенскнефть»	Спуск насоса сразу после перфорации	Скв. отработала 106 сут. После извлечения загрязнения проточной части насоса отсутствуют.	Отзыв в работе
	2008 г.	ОАО «Томскнефть»	«Клин» по причине засорения	КВЧ снизилось в 1,37 раз, наработка на отказ увеличилась в 1,44 раз.	Скважины работают в устойчивом режиме
	2008 г.	ООО «Газпромнефть-Хантос»	скв19508/81 - КВЧ=1211 мг/л	Скв19508/81 – КВЧ=247мг/л	Скважина работает в устойчивом режиме

ли в других компоновках окалина может попасть в проточную часть УЭЦН на приемный модуль, в данном случае попадание исключено, потому что кожух, как капсула, защищает установку.

Применение данного оборудования на начальном этапе позволило снизить КВЧ, увеличить наработку на отказ. В некоторых компаниях фильтры, которые были поставлены 4–5 лет назад, довольно устойчиво работают в настоящее время (см. «Примеры применения»). «Фильтры, которые мы изготавливаем, испытываем и эксплуатируем в нефтяных компаниях, не намного снизили засорение проточной части установок и полностью исключили клины», — отмечает В.Чигряй.

Наряду с достоинствами фильтров есть и следующие недостатки, которые нужно устранять: поверхность фильтра не защищена от механических повреждений; осложнена эксплуатация скважин при высоком проявлении солеотложений и глинистых образований; велика опасность пересыпки фильтров в призабойной зоне; задержанные фильтром механические примеси остаются на забое. Для устранения данных недостатков ведутся исследования.

В 2005 году на Приобском месторождении (ООО «Газпромнефть-Хантос») было установлено 30 фильтров. Отработав непродолжительный срок, поверхности фильтров стали забиваться смесью песка, глины и пропанта. После выявления причин нестабильности их работы были произведены дополнительные расчеты и внесены изменения в конструкции фильтров. В конце 2008 года были установлены новые фильтры. Скважины, оборудованные этими фильтрами, работают в стабильном режиме по настоящее время. Нарботка составляет более 400 суток.

Разрабатываются и новые конструкции фильтров. В основу их работы положена идея максимального использования кинетической энергии движущейся жидкости, создаваемой работой насосной установки. Составлена математическая модель гидроди-

намического процесса движения жидкой среды с механическими примесями. Используя полученные данные, была рассчитана конструкция фильтра гидродинамического центробежного — ФГЦ (см. «Фильтр гидродинамический центробежный»).

В настоящее время фильтры в количестве пяти штук проходят испытания на водяных скважинах систем ППД. Первый фильтр отработал более 60 дней, режим работы устойчив, вынос КВЧ в пределах 5–10 мг/л.

Кратковременная эксплуатация скважин

Как известно, наиболее остро солеотложения проявляют себя при интенсификации добычи и на поздней стадии эксплуатации месторождений. В качестве одного из способов эксплуатации скважин, осложненных отложением солей, **Николай Кузьмичев**, директор ООО «Нефть XXI век», представил кратковременную эксплуатацию скважин (КЭС).

При КЭС скважина эксплуатируется в режиме стабилизации пластового давления по показаниям датчика давления на приеме насоса. При этом поддерживаются оптимальные режимы работы оборудования, при которых не происходит сильного нагрева УЭЦН. Поддержанию невысокой температуры погружного оборудования способствует кратковременный режим работы. Скорость отложения солей значительно снижается, что приводит к увеличению МРП.

Промысловые исследования КЭС проводились в 2009 году на скважинах НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». Перед ООО «Нефть XXI век» была поставлена задача найти решение проблемы отложения баритов (BaSO₄). В отличие, например, от процесса отложения карбонатов, процесс отложения солей бария слабо прогнозируем, а его механизмы до конца не ясны. Поэтому эффективных способов борьбы с отложением баритов до настоящего времени не существовало.

Исследования на скважине № 20425 начались 11 июня 2009 го-

Фильтр гидродинамический центробежный

НАЗНАЧЕНИЕ:
Работа основана на использовании кинетической энергии движущей жидкости, создаваемой работой насосной установки

- Достоинства:**
1. Простота конструкции
 2. Отсутствие движущихся частей
 3. Высокая эффективность
 4. Надежная защита фильтроэлемента
 5. Прогнозируем в работе (математически моделируем)
 6. Не требует дополнительной подготовки к работе
 7. Самоочищающийся
 8. После замены оборудования нет необходимости в очистке забоя



да. В течение пяти месяцев исследований дебит скважины постепенно снизился до 10 м³/сут., то есть в пять раз (см. «Результаты расчета дебита...»). Но существенного снижения производительности УЭЦН при этом не наблюдалось. Это свидетельствует о том, что если процесс отложения солей в погружном оборудовании и происходил, то очень медленно. А дебит скважины падал из-за уменьшения продуктивности пласта.

Отказ УЭЦН на скважине №20425 произошел 31 марта 2010 года. МРП составил 295 суток (почти 10 месяцев), простой по разным причинам — около месяца. Причина отказа УЭЦН — нарушение герметичности ПЭД из-за сквозной коррозии корпуса.

При подъеме УЭЦН было выявлено, что внутри колонны НКТ, практически по всей ее длине, отложился парафин. Отложение парафина наблюдалось и внутри ЭЦН на рабочих органах.

Отложение солей отсутствовало, как на рабочих органах насо-

Результаты расчета дебита скважины и производительности УЭЦН по данным эхометрирования. Скважина № 20425. НГДУ «Альметьевнефть»

Дата	Дебит скважины (м ³ /сут.)	Производительность УЭЦН (м ³ /сут.)
27.07.2009	26,8	177,8
16.09.2009	15,8	169,6
03.11.2009	10,0	159,1

Ремарка: Вы пробовали КЭС на месторождении «Татнефти». Температура пластовой жидкости там составляет 40°. В условиях Западной Сибири — 90°. То есть, работая на постоянном режиме, что переводя скважину на периодический режим, в любом случае будет условие образования солей — высокая температура.

По мехпримесям. У нас есть так называемый периодический фонд скважин, часто ремонтируемый. На нем как раз также выделяются эти две причины отказов — соль и мехпримеси. При переводе скважин на периодический режим эксплуатации нас будет ждать другая проблема — учет дебита нефти. В процессе запуска скважины будет сложно «поймать» правильный процент обводненности.

Вы предлагаете, можно сказать, форсаж: запустил кратковременно — остановил. Мы же, наоборот, скважину запускаем на малой частоте, делаем плавный вывод на режим. И это нам дает хорошие результаты.

Н.К.: По поводу солеотложений. Представители РГУ нефти и газа в своем докладе рассказывали о том, что 5–7°С разницы температуры могут привести к кардинально другим результатам в части отложения солей. Для того чтобы пойти в зону безопасной работы в плане отложения солей, нужно уменьшить добычу нефти.

Я не говорю о том, что полученный в «Татнефти» опыт сегодня можно распространять по всем месторождениям. Естественно, в Западной Сибири совсем другие условия, и эти исследования нужно продолжать. Но даже маленький запасик температуры даст вам возможность и не терять в добыче, и победить проблему отложения солей.

Мы можем реализовать любой алгоритм вывода скважины на режим: хотите — с замедленной скоростью, хотите — с повышенной, хотите — с любой изменяемой скоростью отбора жидкости.



янного проведения мероприятий по предотвращению образования и удалению отложений, что приводит к повышению себестоимости нефти.

На сегодняшний день предложено множество методов, позволяющих с большей или меньшей успешностью предотвращать образование или удалять такие отложения. Об оценке эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» рассказал **Никита Шоста́к**, представитель ГОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет».

Одним из таких методов является применение магнитной обработки нефти с помощью устройств магнитных скважинных, которая в настоящее время находится на стадии внедрения. Устройства магнитные скважинные предназначены для обработки нефти, водонефтяных эмульсий, воды в добывающих и нагнетательных скважинах с целью увеличения межочистного периода работы скважин, уменьшения отложения АСПО, солей, гидратов на стенках НКТ и насосном оборудовании.

Устройство магнитное скважинное состоит из корпуса, в котором находится магнитная система, и внутренней трубы из немагнитного материала, через которую проходит поток нефти (см. «Применение устройств магнитных скважинных»).

В зоне магнитной обработки нефти реализуются магнитные поля разной полярности, перпендикулярные потоку нефти. При

Вопрос: Ваш способ эксплуатации предусматривает снижение дебита скважины?

Н.К.: Как раз главное достоинство кратковременной эксплуатации скважин и периодической эксплуатации скважин, с которой кратковременную упорно путают, заключается в том, что падения добычи нефти по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин при соблюдении тех же самых режимов эксплуатации не будет.

са, так и на внешней поверхности и приемной сетке УЭЦН. Поэтому, несмотря на то, что УЭЦН на скважине №20425 не отработала нормативного срока (365 суток), промысловые испытания на ней, по мнению Н.Кузьмичева, можно признать успешными.

«КЭС с успехом применяется на скважинах, осложненных одно-временным комбинированным воздействием нескольких осложняющих факторов, и является

единственным универсальным способом снижения себестоимости добычи нефти на скважинах осложненного фонда», — утверждает Н.Кузьмичев.

Борьба с АСПО

Последствия образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) выражаются в снижении дебитов, увеличении отказов ГНО, необходимости посто-



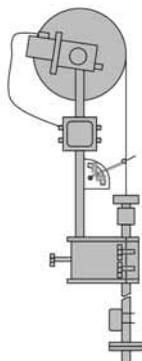
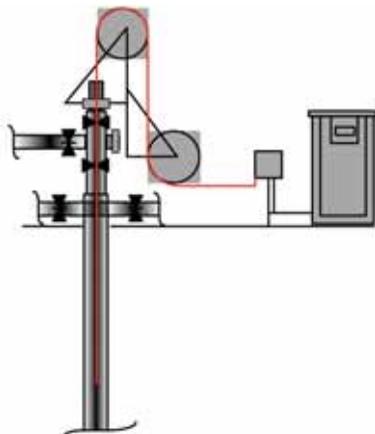
Применение устройств магнитных скважинных

Экономический расчет внедрения	
Прибыль (накопленный дисконтированный денежный поток) млн руб.	19,8
Дисконтированный срок окупаемости (DPP) (15%), лет	1,8
Количество магнитных устройств	113
Объем капложений с НДС, млн руб	3,1
Затраты на внедрение проекта, млн руб	24,1
Затраты на внедрение	
Стоимость монтажа (спуска) оборудования, млн руб	15,8
Упущенная выгода от реализации углеводородного сырья на период проведения ремонта и вывода на режим, млн руб	5,7
Амортизационные отчисления, млн руб	2,6

взаимодействии магнитного поля и нефти, в процессе движения нефти по НКТ кристаллизация асфальтенов, смол, солей, происходит в объеме потока, а не на поверхностях оборудования. Это приводит к значительному увеличению межочистного и межремонтного периода.

Еще один метод — применение стационарной установки для прогрева скважин и борьбы с АСПО, именуемой «Фонтан» (см. «Применение стационарной установки...»). Она предназначена для прогрева внутреннего пространства НКТ с помощью нагревательного кабеля диаметром 20–25 мм, помещенного внутрь нефтедобывающих и газовых скважин с целью предотвращения образования парафинов, смол, гидратных отложений. По словам Н.Шостака, если оборудовать нефтедобывающие скважины любого месторождения установками «Фонтан», то можно получить увеличение добычи нефти в среднем от 10% до 60% в целом по месторождению.

Для борьбы с АСПО эффективна также механическая депарафинизация скважин, реализуемая, в частности, с помощью «Лебедки Сулейманова» (см. «Основная характеристика установки...»). Механическая очистка внутренней поверхности НКТ осуществляется с помощью скребков, закрепленных на конце проволоки, намотанной на барабан.



Применение стационарной установки прогрева скважин УПС «ФОНТАН»

Экономический расчет внедрения

Прибыль (накопленный дисконтированный денежный поток) млн руб.	45,6
Дисконтированный срок окупаемости (DPP) (15%), лет	1,1
Количество установок	20
Объем капложений с НДС, млн руб	16,0
Затраты на внедрение проекта, млн руб	70,7

Затраты на внедрение

Стоимость монтажа (спуска) оборудования, млн руб	2,6
Упущенная выгода от реализации углеводородного сырья на период проведения ремонта и вывода на режим, млн руб	1,4
Затраты на электроэнергию	10
Амортизационные отчисления, млн руб	13,5

Основная характеристика установки механической депарафинизации скважин «Лебедка Сулейманова»

Экономический расчет внедрения

Прибыль (накопленный дисконтированный денежный поток) млн руб.	5,50
Дисконтированный срок окупаемости (DPP) (15%), лет	2,60
Количество установок	48
Объем капложений с НДС, млн руб	12,0
Затраты на внедрение проекта, млн руб	11,1

Затраты на внедрение

Затраты на ремонт и обслуживание оборудования, млн руб	2,3
Затраты на электроэнергию	2,3
Амортизационные отчисления, млн руб	7,3

В качестве критерия эффективности внедрения вышеперечисленных устройств в «РН-Краснодарнефтегазе» рассматривался показатель накопленного дисконтированного денежного потока (NPV). Экономический эффект от внедрения в 2009 году 100 еди-

ниц магнитных устройств составил 19,8 млн рублей со сроком окупаемости 1,8 года; 20 установок подогрева скважин — 5,4 млн рублей со сроком окупаемости 3,5 года; 45 «Лебедек Сулейманова» — 5,5 млн рублей со сроком окупаемости 2,6 года. 

