



ГАЗПРОМНЕФТЬ- НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ: ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Среди системных направлений на 2010 год для внедрения компанией по направлению «Механизированный подъем жидкости» такие, как:

- 1) Подъем ЭЦН, работающих в неоптимальном режиме, не дожидаясь отказа:
 - мониторинг всего фонда ЭЦН с определенной периодичностью, выбор ЭЦН, работающих в неоптимальном режиме;
 - расчет экономического эффекта от подъема таких ЭЦН;
 - принятие решения по ЭЦН с положительным эффектом;
- 2) Использование наиболее энергоэффективных ЭЦН:
 - использование возможности программного обеспечения по подбору оборудования для выбора наиболее энергоэффективных УЭЦН из имеющихся (в случае, когда это возможно по техническим ограничениям);
 - проведение мониторинга предложений производителей УЭЦН для поиска насосов с максимальным КПД;
 - внедрение вентильных электродвигателей;
- 3) Применение погружных кабелей с увеличенным сечением жилы:
 - регламентация использования погружных кабелей с увеличенным сечением жилы (в соответствии с границами экономической эффективности, разработанными в мероприятии);
 - периодический мониторинг экономической эффективности мероприятия на ряде скважин с целью корректировки границ эффективности различного сечения погружных кабелей;
- 4) Перевод части скважин в АПВ:
 - по скважинам с дебитом ниже порогового значения проводить анализ возможности перевода в режим АПВ;
 - после анализа ограничений (падение добычи, риск замерзания) переводить в режим АПВ;
 - рассматривать возможность применения насосов большей производительности для эксплуатации в режиме АПВ с учетом дебита скважины;
- 5) Применение НКТ увеличенного диаметра:
 - регламентация подбора диаметра НКТ в соответствии с плановым дебитом (при подборе оборудования на новые скважины или на скважины после ремонта);
 - периодический мониторинг экономической эффективности мероприятия на ряде скважин с целью корректировки границ эффективности различных НКТ.

Основной фонд скважин «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с 20-миллионной годовой добычей на 90% представлен электроцентробежными погружными установками. Именно поэтому компания участвует в конференции: вся тематика, которая звучит с этой трибуны, нам интересна и важна.

Особую благодарность хочется выразить организаторам и спонсорам уже потому, что установилась приятная традиция ежегодно встречаться и обсуждать актуальные вопросы в области механизированной добычи. Также хочется поздравить журнал «Нефтегазовая Вертикаль» с его маленьким 15-летним юбилеем, пожелать творческих успехов: развивайтесь, мы вас читаем, вы очень интересны.

Хочется прояснить тему своего доклада. Ежегодно, начиная со 2-й конференции, мы рассказываем участникам про все новые разработки, которые «Газпром нефть» применяет по борьбе с основными причинами отказов. В какой-то год мы говорили про засорение, в ка-

кой-то — про соли, газ, технические отказы и так далее.

В этом году мы решили что-то новое не открывать, хотя мы движемся и у нас есть задумки. Но сегодня мы решили подытожить все наши предыдущие доклады и показать вам результаты за шесть «конференционных» лет.

Ни для кого не секрет, что с 2003 года «Ноябрьскнефтегаз» проводил активную стратегию повышения максимального дебита в скважинах путем создания максимально допустимой депрессии на пластах. Каким образом? Если раньше глубина спуска установки УЭЦН у нас была в среднем 1500–1900 метров, то ныне уже порядка 2600–2700 метров.

И параллельно с максимально хорошим ростом добычи, который мы получили, компании пришлось столкнуться с осложненными условиями эксплуатации, с достаточно существенным снижением наработки по причине засорения насоса, отложения солей, влияния газового фактора. Ну и также технические отказы: оборудование было не готово работать на таких глубинах (см. «Осложненные условия эксплуатации»).

Засорение

Хочется подробно остановиться на засорении насосов. Что мы делали на начальных этапах? Первое оборудование, которое мы стали использовать, — это шламоуловители. Мы были оптимистичны, но опыт внедрения шламоуловителей нам показал отрицательную работу. То есть, в первые же часы работы они полностью забивались, и установка останавливалась по отсутствию подачи.

С 2005 года наше предприятие активно использует технологию применения фильтра ЖНШ. За прошедшие годы постоянно этот фильтр дорабатывался, было у него много минусов, сейчас он отлично работает. В 2005 году осложненный фонд засорением и не защищенный фильтрами составлял 1098 скважин. На конец 2009 года — таких скважин 385 (см. «Результаты применения методов борьбы с засорением»). Почему?

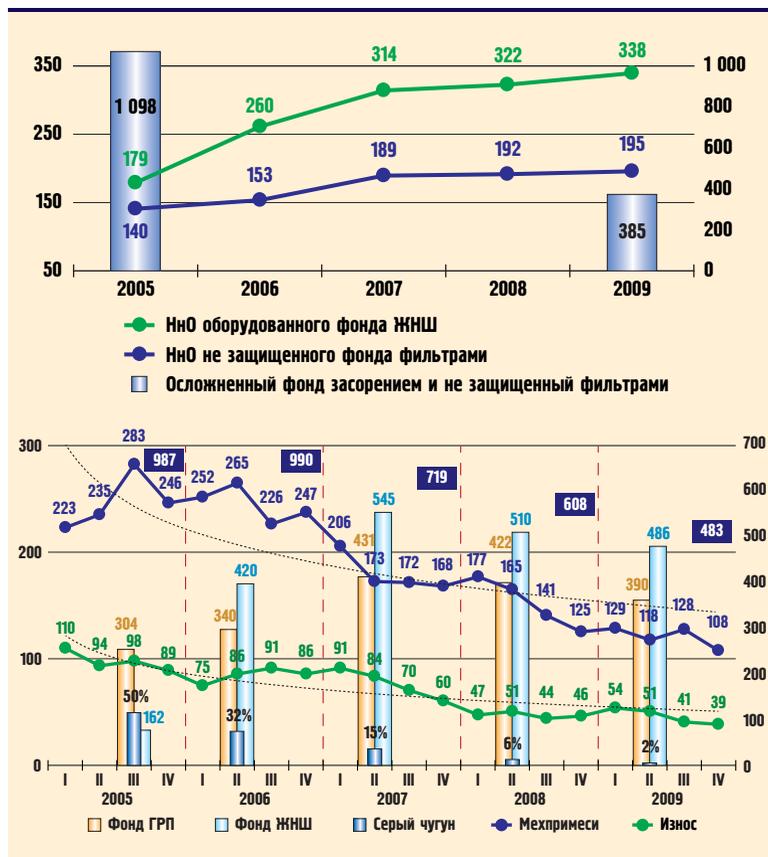
Осложненные условия эксплуатации



Направления деятельности – уменьшение количества отказов по причине:

- Засорение насоса**
 - Применение фильтров ЖНШ
 - Плавный вывод на режим УЭЦН с мониторингом за выносом мехпримесей (НВЧ)
 - Качественная подготовка забоя скважины к спуску УЭЦН
 - Работа с производителями по повышению надежности оборудования
- Отложение солей**
 - Индивидуальная защита скважин с помощью устьевого дозатора
 - Закачка ингибитора солеотложения через систему ППД
 - Применение погружных скважинных контейнеров
 - Применение спецпокрытий для рабочих аппаратов насоса
- Влияние газа**
 - Применение мультифазных установок
 - Использование термостойких двигателей
 - Использование газосепараторов нового поколения
- Технические отказы**
 - Привлечение на сервис оказания услуг по обслуживанию скважин, оборудованных УЭЦН заводов-изготовителей погружного оборудования

Результаты применения методов борьбы с засорением



Казалось бы, за эти годы можно было купить достаточное количество фильтров, внедрить их, можно сказать, причину эту устранить. Вот здесь я вам открою минус этого фильтра.

«Ноябрьскнефтегаз» ежегодно проводит около 400 операций по гидроразрыву пласта. И вот именно этот фильтр «эффективно» борется как раз с проппантом. Но если в скважине есть вынос глини-

стых пород, то происходит залипание приемной сетки этого модуля. А отсюда возникает отсутствие подачи. Поэтому в основном эти 385 скважин — как раз именно такие.

Параллельно с максимально хорошим ростом добычи, который мы получили, компании пришлось столкнуться с осложненными условиями эксплуатации

Поэтому мы не остановились, считая, что эта проблема полностью не решена. Да, результат хороший. Практически относи-

Засорение: в этом году планируем внедрить новую разработку «Новомета» — это гравитационные фильтры

тельно 2005 года мы в два раза уменьшили количество отказов, но все же за год почти 500 отка-

Солеотложения: с помощью устьевых дозаторов можно добиться оптимального индекса подачи ингибиторов

зов это много. Поэтому в этом году мы планируем внедрить новую

Влияние газа: внедрение мультифазных установок

разработку «Новомета» — это гравитационные фильтры.

Там используется такой же фильтр ЖНШ плюс фильтр типа «газопесчаного якоря». Про кон-

Виды и методы, применяемые при борьбе с солеотложениями

ПСК — погружной скважинный контейнер. Преимущества — дешева, не требует обслуживания. Недостатки — ограничение по диаметру, невозможность регулировать расход, отсутствие возможности дозирования, малый диапазон применения (Q до 125 м³ до 95% обводненности), короткий срок службы (170 дней).

Распределочные закачки — разовые закачки ингибитора в трубное пространство. Применяются в период до установки УДР. Очень дорого.

Закачка через систему ППД — один из наиболее эффективных способов защиты от отложения солей; преимущество — большой охват скважин и небольшие затраты на обслуживание; недостаток — невозможность достижения оптимальной концентрации ингибитора в краевых скважинах, часть ингибитора адсорбируется на породе продуктивного пласта, большой расход реагента — большие затраты.

УДР — устройство дозирующее реагент (устанавливается после отката подземного оборудования по причине «Отложение солей») — один из наиболее эффективных способов защиты от отложения солей; преимущество — обеспечивает оптимальную постоянную дозировку, позволяет оперативно менять дозировку подачи ингибитора с целью обеспечения эффективной концентрации, минимальные затраты на обслуживание, персональный подход к каждой скважине, подачу ингибитора можно осуществлять как под ПЭД, так и в интервал спуска насоса.

Проведя анализ систем ППД, специалисты компании пришли к выводу, что закачка ингибитора солеотложений через систему ППД менее эффективна чем применение УДР, т.к. краевые скважины практически не охватывались, а интенсивные отборы большими типоразмерами УЭЦН (как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах) приводили к тому, что закачиваемый ингибитор солеотложений не доходил до расчетных скважин.

Защита с помощью УДР оказалась наиболее эффективной, кроме того, получен значительный экономический эффект от сокращения расхода химреагента.

струкцию рассказывать не буду, это право принадлежит заводу, но на следующей конференции мы обязательно поделимся опытом применения этих фильтров. Хочется также добавить: одним фильтром эту проблему не победить.

Обязательно нужен комплекс мер. Обязательна подготовка забоя, скважин к пуску установ-

ки. Обязателен плавный вывод на режим с постоянным мониторингом за выносом мехпримесей, ну и соответственно сам фильтр.

Солеотложения

Следующая проблема, также для многих нефтегазодобывающих управлений важная, — это солеотложения. Мы стали применять погружные скважинные контейнеры производства уфимского НИПИ. Но они показали, к сожалению, краткосрочный срок службы — всего лишь полгода. И все же от контейнерной технологии мы не отказались, поскольку намерены внедрить новую разработку того же «Новомета».

Затем мы, конечно, проводили разовые закачки в скважины ингибитора, а также солевые закачки. Они, может, и эффективны, но эффект опять же краткосрочен. Тем более что получаем такое негативное явление, как коррозия оборудования (см. «Виды и мето-

Результаты применения методов борьбы с солеотложениями



ды, применяемые при борьбе с солеотложениями»).

Примерно с 2005 года у нас стала активно применяться система подачи ингибиторов в скважину — через систему ППД и через устьевой дозатор, который показал более эффективную работу. То есть мы просчитали всю экономику — экономический кризис заставил тщательно считать.

Получилось, что закачка через систему ППД имеет и отрицательные черты. Все скважины равномерно не охватишь, где-то будет передозировка, на каких-то — недокачка. А с помощью устьевых дозаторов можно добиться оптимального индекса подачи ингибиторов. В итоге количество отказов сведено к минимуму. Сейчас буквально за квартал порядка 40 отказов. И постоянный тренд показывает, что мы победили, таких отказов вообще будет меньше десятка (см. «Результаты применения методов борьбы с солеотложениями»).

В соответствии со стратегией привлечения стороннего сервиса для обслуживания устьевых дозаторов привлечена организация, но за каждой из них нужен контроль. Установка дозатора еще не говорит о том, что скважина защищена на 100%. Вот мы, соответственно, и вывели все устьевые дозаторы на систему телемеханики с постоянным контролем за работой подрядчика. Тем самым достигнут оптимальный индекс подачи реагента; очень важно, что это не ведет ни к перерасходу, ни к недокачке, то есть скважина у нас эффективно защищена (см. «Эффективность контроля фонда УДР...»).

Влияние газа

Еще одна важная для нас причина отказа — это негативное влияние газа на работу наноса. На прошлой конференции я рассказывал о внедрении мультифазных установок; это были первые шаги, сейчас можем уже что-то подытожить. В основном мы используем наработки ЗАО «Новомет», а также наших зарубежных партнеров в лице «Бейкер Хьюз» (система MVP) и «Шлюмберже» (система «Поседойн»).

Все эти системы показали отличную работу, количество отка-

Эффективность контроля фонда УДР с помощью системы телемеханики АДКУ



Результаты применения методов борьбы с влиянием газа



зов сейчас составляет практически единицы, можно по пальцам считать. Тем более что наработка до внедрения таких систем была 122 дня. Ныне же на рабочих скважинах она составляет 263 дня (см. «Результаты применения методов борьбы с влиянием газа»).

Также на одной из конференций мы рассказывали, что с 2005

года начали стратегию привлечения к сервисному обслуживанию скважин и оборудования с центробежными установками именно заводы-изготовители. И результаты, я считаю, просто отличные (см. «Результаты привлечения на сервис заводов-изготовителей погружного оборудования»).



Имея около 600 отказов в 2005 году, сейчас мы уже приблизились почти к 100. Хочется ска-

Следуя стратегии, компания к сервисному обслуживанию все больше привлекает сторонние организации и заводы-производители

зать, кто у нас работает. Это два лучших, я считаю, отечественных завода: «Борец» и «Новомет». И зарубежные партнеры, о которых я также говорил. С помощью их инвестиций нам удалось модернизировать наши старые базы, изменить там всю технологическую цепочку, поставить новые

стенды тестирования, и сейчас все оборудование — заводское или ремонтное — проходит входной контроль.

Итоги и планы

Говоря об итогах в целом, следует отметить, что если мы в 2004 году упали на 23%, то в 2005 году нам удалось остановить эту тенденцию падения наработки на отказ, а буквально с 2006 года уже идти широкими шагами вверх. И, как видим, наработка на отказ относительно падения существенная (см. «Показатели наработки на отказ...»). Причем забойное давление мы не понижали и не поднимали, практически идем на уровне.

Хочется закончить свой доклад тоже актуальной темой для многих нефтегазодобывающих управлений — это потребление электроэнергии и повышение энергоэффективности добычи. На нашем предприятии 64% потребления электроэнергии при-

maxconference
Конференции, семинары, бизнес-мероприятия

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ГРУЗОВ РФ

21-22 июня
MARRIOTT ROYAL AURORA, МОСКВА

Более 40 специалистов отраслевых компаний, органов власти выступят на конференции по самым актуальным вопросам.

В рамках конференции **ОАО «СИБУР Холдинг»** проведет презентацию терминала в морском торговом порту Усть-Луга Ленинградской области, через который будут экспортироваться сжиженные углеводородных газы (СУГ) и светлые нефтепродукты.

Среди докладчиков:

ФАС, РОСЖЕЛДОР, ФСТ, ФТС, РЖД, ПГК, Трансойл, Новая перевозочная компания, ОТЭКО, НефтеТрансСервис, ТНП, Казахстан Темир Жолы, Белорусская железная дорога, Литовская железная дорога, Укрзализниця, компании Башнефть, Роснефть.

Со-организатор



Партнеры



THOMSON REUTERS



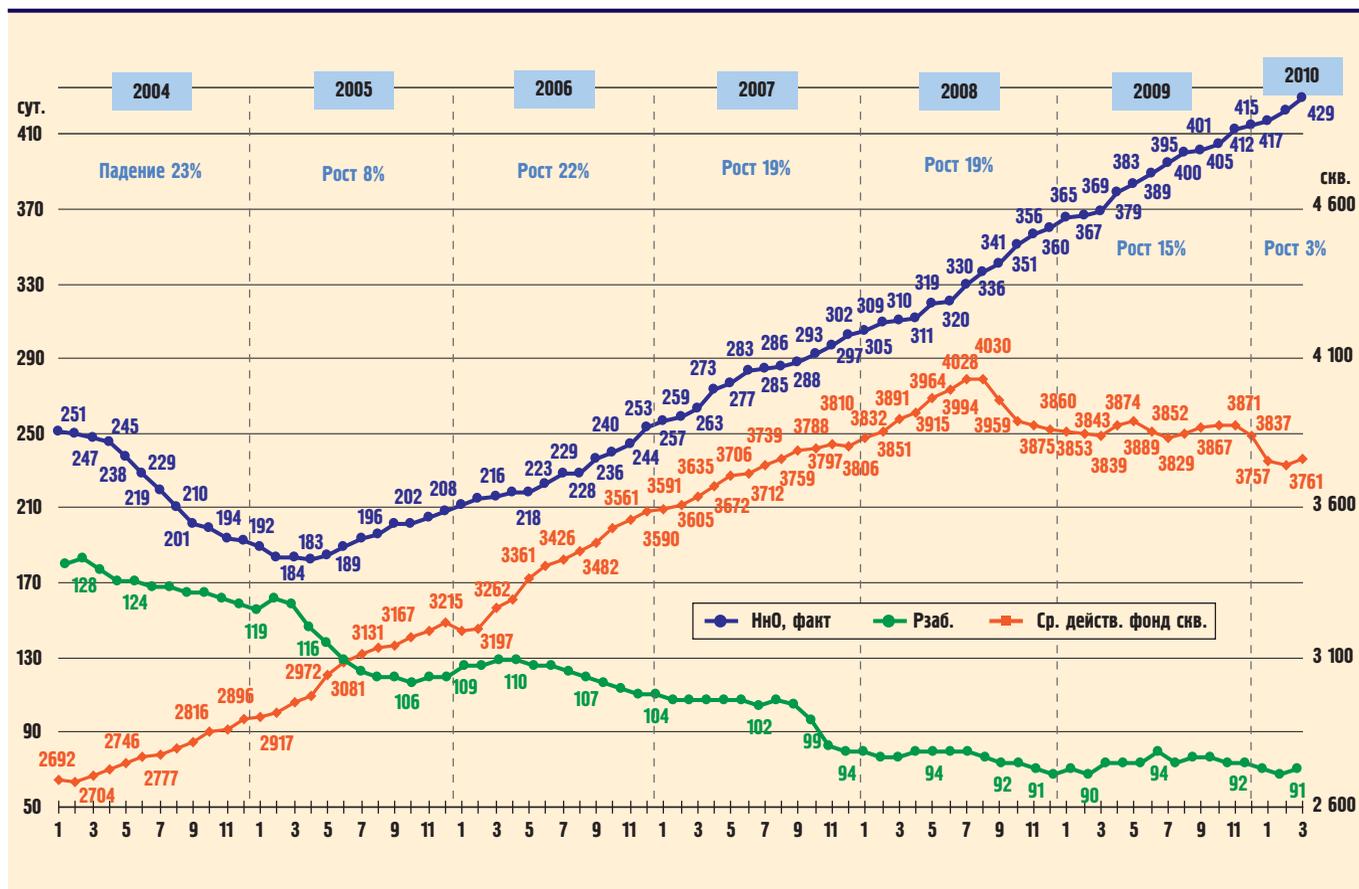
КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

(495) 665-62-10

info@maxconf.ru

www.maxconf.ru

Показатели наработки на отказ и среднедействующего фонда УЭЦН



ходится на механизированную добычу. В 2009 году мы начали делать первый шаг в этом направлении. Основные — остановка нерентабельного фонда и вывод УЭЦН из левой рабочей границы 208 скважин, оптимизация напряжения. Тем самым повысился КПД и снизилось потребление электроэнергии. Вот за счет даже этих небольших меро-

приятий нам удалось снизить удельные затраты на 3%.

Что мы планируем сделать в 2010 году? Это и внедрение вентиляльных двигателей, и использование наиболее энергоэффективных ЭЦН с высоким КПД и с меньшим потреблением электроэнергии, и перевод части малобитных скважин в режим АПВ, и подъем ЭЦН, работающих в неоптимальных режимах, не дожидаясь отказа.

Это и применение погружных кабелей с увеличенным сечением жилы на части скважин, а также применение НКТ увеличенного диаметра по ряду скважин. Данная программа (см. «Реестр предложений...») рассчитана на 2,5 года, что позволит снизить наши затраты по потреблению электроэнергии на 9%.

Реестр предложений по направлению «МП»

| Предложение | Эффект по экономии э/э, тыс. кВт·ч/год | Кол-во скважин в мероприятии | Срок окупаемости по дисконт. потоку, мес. | Среднее сокращение потребляемой мощности на скважину, кВт |
|---|--|------------------------------|---|---|
| Внедрение вентиляльных электродвигателей | 60 018 | 462 | 12 | 14,8 |
| Использование наиболее энергоэффективных ЭЦН | 35 624 | 388 | — | 10,5 |
| Перевод части малобитных скважин в режим АПВ | 13 065 | 119 | 5 | 12,5 |
| Подъем ЭЦН, работающих в неоптимальном режиме, не дожидаясь отказа | 11 931 | 67 | — | 20,3 |
| Применение погружных кабелей с увеличенным сечением жилы на части скважин | 8 695 | 198 | 22 | 5,0 |
| Применение НКТ увеличенного диаметра по ряду скважин | 1 449 | 11 | — | 15,0 |
| Итого по «Ноябрьскнефтегаз» | 130 782 | | | |

Данная программа рассчитана на период 2,5 года, что позволит снизить удельные затраты на 9% — электротраты на механический подъем жидкости