

# СЛАВНЕФТЬ: АНАЛИЗ РАБОТЫ МЕХФОНДА СКВАЖИН



Значительное осложнение условий эксплуатации скважин с УЭЦН, вызванное, прежде всего, большими объемами работ по интенсификации добычи нефти в первой половине «нулевых», привело к критическому снижению средней наработки установок на отказ. После того как в 2006 году СНО УЭЦН упала до 300 суток, с 2007 года в компании началась полномасштабная реализация программы по ее увеличению. В результате к настоящему моменту среднюю наработку удалось довести до 422 суток, и это далеко не предел. С каждым годом прирост наработки все больше, а на фоне роста действующего фонда УЭЦН сокращается количество отказов. Еще одним важнейшим направлением повышения эффективности эксплуатации мехфонда скважин является увеличение энергоэффективности. Так, экономия электроэнергии в результате реализации ГТМ на действующем фонде скважин только в 2010 году составила 14358 тыс. кВт\*ч.

«Славнефть» осуществляет промышленную разработку 25 месторождений в Западной Сибири, а также ведет работы на ряде месторождений Восточной Сибири. Эксплуатационный фонд компании — более 4 тыс. скважин. Остаточные извлекаемые запасы нефти холдинга по категориям АВС1 составляют порядка

1 млрд тонн. Предприятия «Славнефти» ежегодно добывают свыше 18 млн тонн нефти, перерабатывают более 23 млн тонн, выпускают 4,3 млн тонн автобензинов.

Вследствие выполнения большого объема работ по интенсификации добычи нефти структура фонда скважин УЭЦН в последние годы претерпела значительные из-

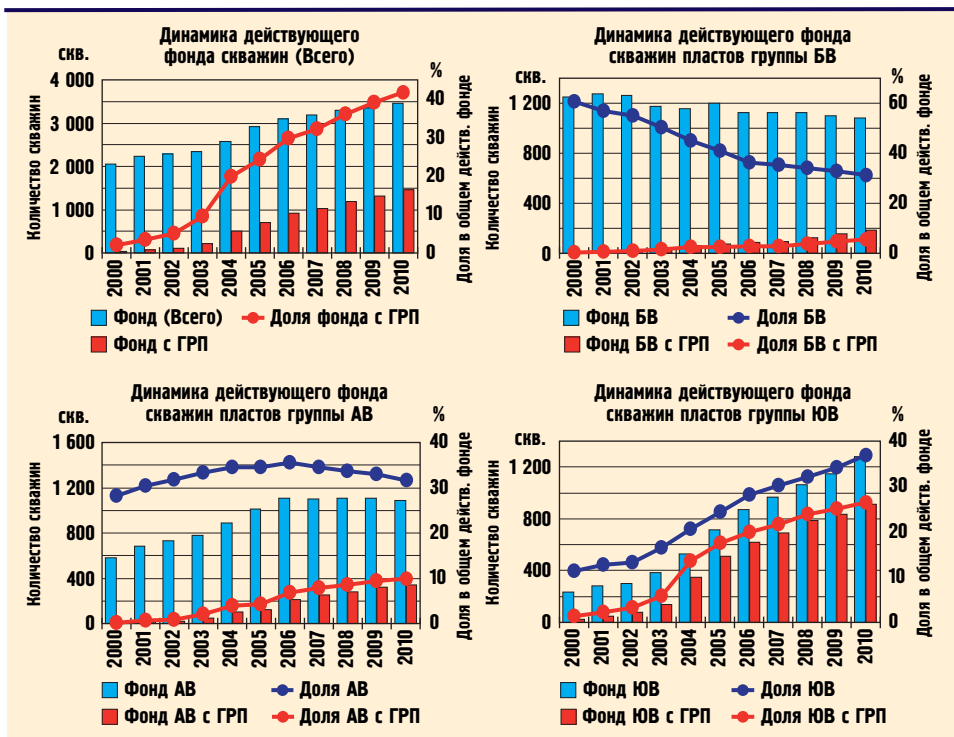
менения (см. «Структура фонда скважин УЭЦН»). Доля скважин УЭЦН, эксплуатирующих юрские залежи нефти, выросла с 11% до 37%. Пласты данной группы характеризуются низкой продуктивностью, неоднородностью, три четверти скважин подвергнуты ГРП.

В целом по действующему фонду УЭЦН количество скважин с ГРП увеличилось с 2% до 42%. Данная тенденция сохранилась и в 2010 году. Практически все эксплуатационное бурение в настоящее время ведется на месторождениях с низкопродуктивными юрскими залежами нефти. Все новые скважины подвержены ГРП, за исключением горизонтальных скважин.

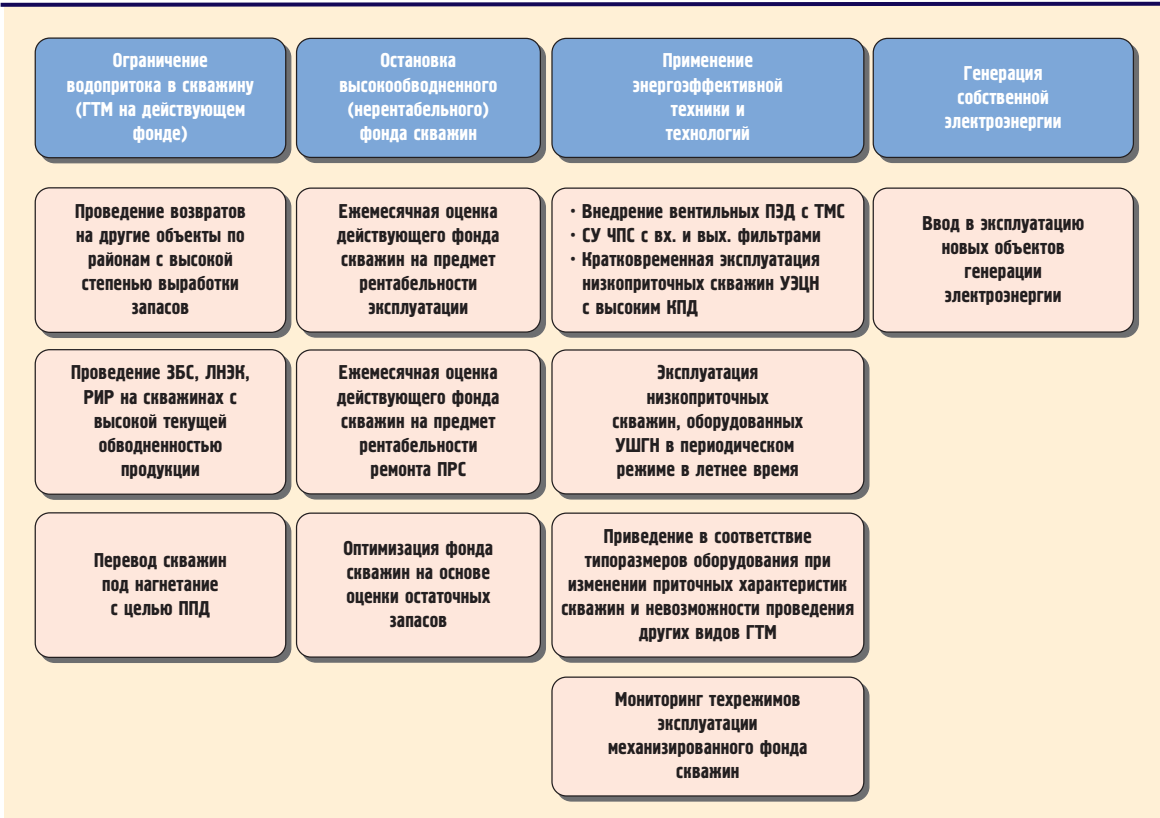
Структура парка УЭЦН характеризуется, соответственно, увеличением напоров и глубин спуска насосов (см. «Структура парка УЭЦН»). Увеличивается количество низкопроизводительных насосов и насосов с подачей более 500 м<sup>3</sup> в сутки. Дополнительно к ГРП выполнялись работы по оптимизации режимов работы скважин, что отразилось на среднем дебите скважин по жидкости.

В частности, по скважинам, эксплуатирующим юрские залежи нефти, средний дебит жидкости вырос более чем в два раза. В целом, все эти факторы значительно осложнили условия эксплуатации УЭЦН.

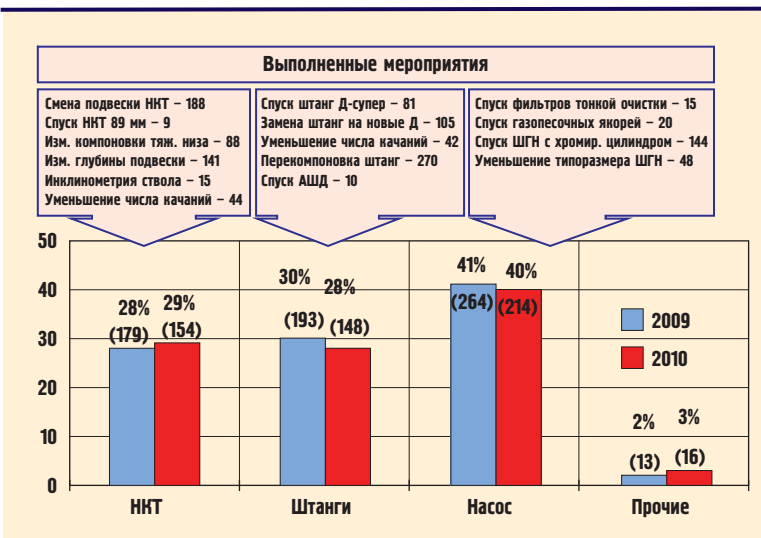
Структура фонда скважин УЭЦН



Основные направления деятельности предприятия в области снижения энергопотребления внешних источников



Структура отказов УШГН по отказавшим узлам



Осложнения и отказы

В результате появились различные проблемы и осложнения в работе фонда (см. «Осложнения эксплуатации»). Основными проблемами, как и на многих других предприятиях, являются вынос мехпримесей, солеотложения, перегрев

узлов установок. Так, в настоящий момент из 3500 УЭЦН около 500 скважин работают в условиях интенсивного отложения солей, около 400 скважин работают в условиях интенсивного отложения АС-ПО и гидратов, порядка 1000 скважин подвержены влиянию высокой температуры в зоне подвески (бо-

лее 90°C), порядка 1000 скважин подвержены выносу мехпримесей (более 150 мг/л).

**Основными проблемами в работе фонда скважин «Мегионнефтегаза», как и на многих предприятиях, являются вынос мехпримесей, солеотложения, перегрев узлов установок**

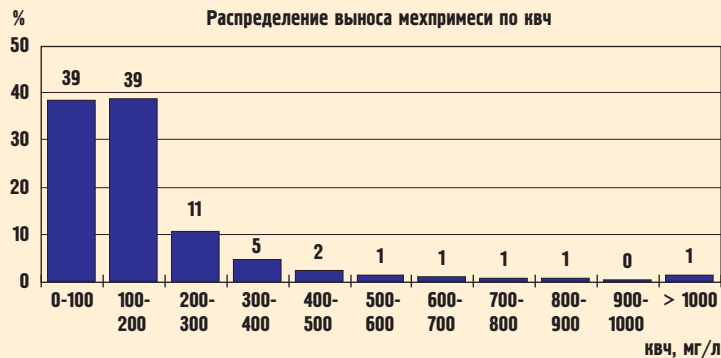
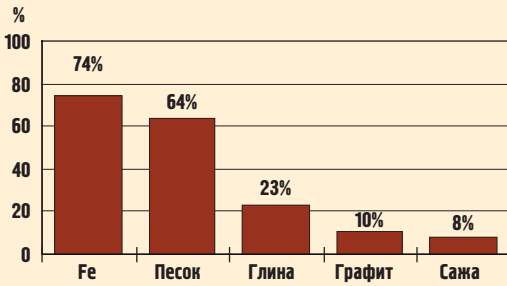
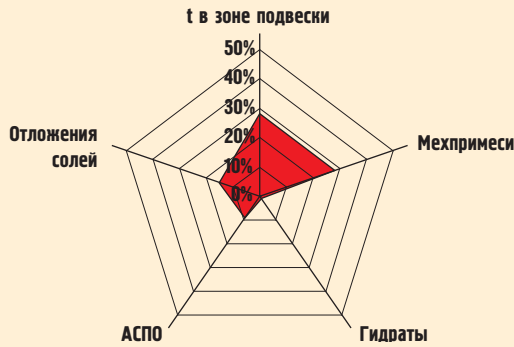
Вследствие негативных изменений условий эксплуатации скважин наработка УЭЦН к концу 2005 года значительно снизилась.

**СНО УЭЦН в 2006 году приблизилась к критическому уровню в 300 суток**

При этом происходило постоянное снижение среднего динамического уровня действующих

**Основная доля преждевременных отказов УЭЦН приходится на отказ насоса. На втором месте – отказ кабельной линии**

скважин, так как работы по интенсификации добычи нефти не



останавливались ни на минуту. В результате СНО УЭЦН в 2006 году приблизилась к критическому уровню в 300 суток.

**Упор делается на увеличение объемов использования износостойкого оборудования, расширение мероприятий по борьбе с солеотложениями, комплектацию кабельных линий термовставками и использование вентильных приводов**

Структура причин отказов погружного оборудования за последние годы не претерпела значительных изменений, значительно увеличилась только доля «клинов» насосов на фоне снижения доли «Р-0» (см. «Причины отказов УЭЦН»). Выросло также количество случаев засорения насосов механическими примесями и отложений твердой фазы на рабочих органах.

На сегодняшний день основная доля преждевременных отка-

зов приходится на отказ насоса. На втором месте — отказ кабельной линии. Основными причинами являются вынос мехпримесей, организационные причины и конструктивные отказы.

### Борьба за СНО

Так как ситуация с падающей наработкой никого не устраивала, то начиная с 2007 года приступили к полномасштабной реализации программы увеличения СНО

## ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

**Максим КОБЯКОВ**, специалист по сервисному обслуживанию ООО «ТД «ЭЛКАМ-нефтемаш»:

*Пути развития фонда ЭЦН понятны, они уже определены: это сопровождение заводами-производителями и переход на аренду оборудования. А какими вам видятся пути развития фонда ШГН?*

**В.М.:** Ключевые проблемы здесь ясны. Для штанг это обрывы, для НКТ — истирание, для насосов — мехпри-меси. Мы движемся в этих направлениях, реализуя соответствующие мероприятия. Результаты есть, у нас идет рост наработки.

**М.К.:** Не проще ли взаимодействовать с производителями в плане развития сервисного обслуживания фонда ШГН?

**В.М.:** У нас ШГНы отданы на сервис, также как и ЭЦНы.

**Максим ЦЕПИЛОВ**, главный технолог ЗАО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис»:

*Вопрос по солеобразующему фонду. Применялись ли у вас насосы «Ижнефтепласт» с рабочими органами из полимерных материалов? Есть ли уже результаты по наработке?*

**В.М.:** Они и сейчас применяются. Мы делаем пробное внедрение в небольшом количестве. О результатах говорить пока рано, потому что основная закупка этих насосов произошла в 2010 году.

Сейчас мы спустили их в довольно жесткий фонд, проблемы при работе с которым хорошо известны — это разрушение рабочих органов вследствие выноса пропанта или твердых фракций. Фиксируем отказы и через 40 суток, но там и другие насосы — произведенные «Борцом», «Новометом» — ходят не больше.

**М.Ц.:** *Вопрос по кабелю. Какова длина внедряемой термовставки и какие получены результаты?*

**В.М.:** Длина термовставки, как правило, 500 метров.

**М.Ц.:** *Это расчетная величина?*

**В.М.:** На самом деле она получена методом «научного тыка».

**М.Ц.:** *Термовставки внедряются везде или только там, где высокая температура?*

**В.М.:** Адресно. Каждую линию мы не комплектуем термовставкой. Эффект от применения термовставки — примерно плюс 70 суток.

**Николай КУЗЬМИЧЕВ**, директор ООО «Нефть XXI век»:

*На прошлогодней конференции я докладывал о том, что проблема борьбы с солеотложениями решена путем применения кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Кроме того, она одновременно может помочь и в борьбе с мехпримесями, и решить проблему эксплуатации оборудования при высоких температурах. Есть ли у вас планы внедрения КЭС?*

**В.М.:** Мы своими силами запустили восемь скважин в таком режиме и получили неоднозначные результаты. Там есть и негативные моменты, и существенные позитивные результаты. Мы этим вопросом занимаемся. Возможно, на следующей конференции я смогу доложить о результатах.

**Ильгизар ДАВЛЕТШИН**, ведущий инженер-технолог производственного отдела по надежности и качеству электропогружных установок ЦБПО ЭПУ ОАО «Сургутнефтегаз»:

*Какие показатели эффективности работы фонда скважин с УЭЦН применяются у вас, помимо наработки?*

**В.М.:** Основные технические показатели — наработка и затраты электроэнергии на куб поднятой жидкости.

**И.Д.:** *Если у вас, например, установка начала потреблять электроэнергию гораздо больше, чем после вывода на режим, вы поднимаете УЭЦН?*

**В.М.:** Нет, рабочую установку мы не поднимаем. Сейчас нет такой практики.

УЭЦН (см. «Программа мероприятий повышения СНО УЭЦН»). Необходимо отметить, что в последнее время упор был сделан на увеличение объемов использования износостойкого оборудования, расширение мероприятий по борьбе с солеотложениями, комплектацию кабельных линий термовставками и использование вентильных приводов. Объем данных мероприятий увеличивается из года в год.

Кроме того, было выполнено много других мероприятий, направленных на совершенствование обслуживания, ремонта, эксплуатации УЭЦН, а также на уве-

личение надежности узлов погружного оборудования.

Среди них переход на СУ нового поколения и СУ с ЧПС, 100%-ное использование термостойких удлинителей, использование обратных клапанов со шламоуловителями, обработка скважин ингибиторами солеотложений, использование рабочих органов с антиадгезионным покрытием, внедрение систем «Интеллектуальная скважина», вывод БПО ЭПУ на сервис, строительство нового солерастворного узла, использование линейки Centrilift Centurion, приобретение REDA D460, DN 5800, использование

линейки IZLINE, испытания насосов из «нержавейки», применение насосов 5А-25, 5А-35, испытания насосов ЦВН 10/80-2300 «Орион», испытания винтовых насосов 20-2400 с вентильным при-

**В результате реализации программы увеличения СНО УЭЦН наработка с каждым годом демонстрирует все большие приросты. На фоне роста действующего фонда УЭЦН сокращается количество отказов**

водом, применение ПЭД с монельным покрытием, испытания УЭЦН 3 габарита...

## Программа мероприятий повышения СНО УЭЦН

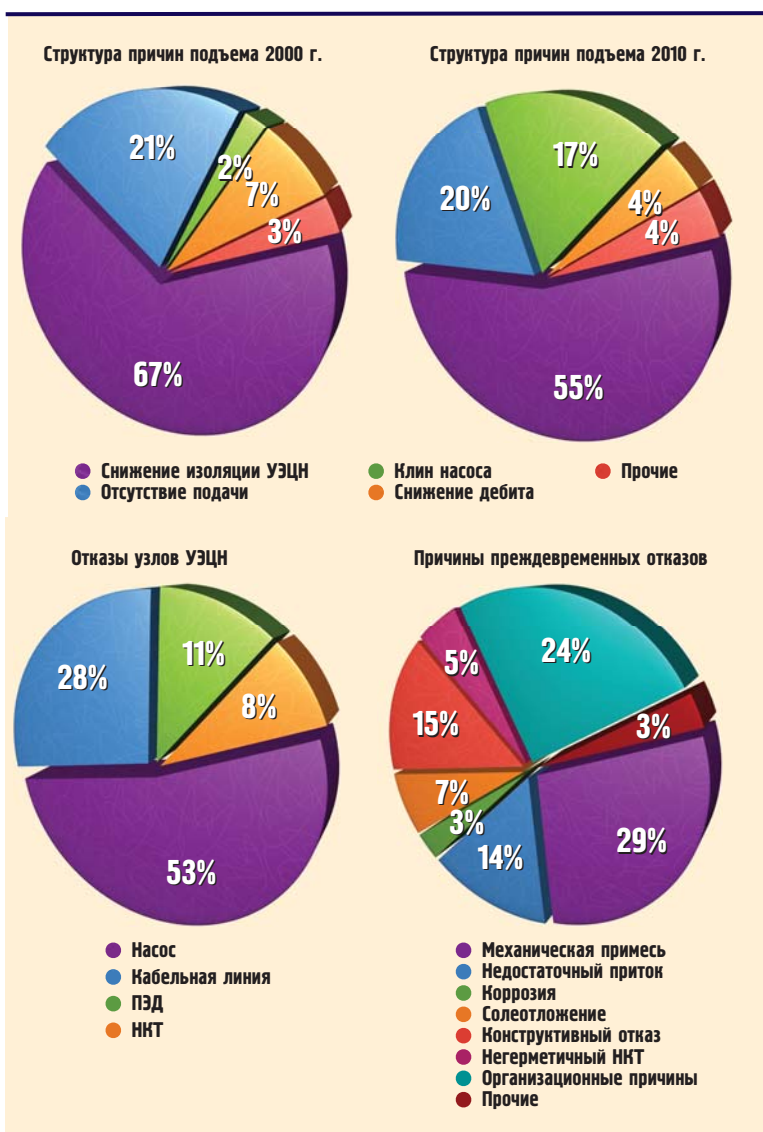
Оборудование	2007	2008	2009	2010
Фильтр ЖНШ	308	476	281	367
Кожух+фильтр РИК	30	150	147	135
ПСМ	20	19	24	30
Износостойкое оборудование	39%	45%	65%	72%
Капсулированный ингибитор	–	15	33	72
Контейнер	2	15	40	24
УДР	–	–	–	75
«Термовставка» 230С	–	104	354	591
ТМС	74	108	165	110
Вентильный привод	10	30	132	168

Кроме совершенствования процессов эксплуатации, усилия были также направлены на совершенствование системы управления эксплуатацией УЭЦН. В частности, была разработана информационная система «Анализ механизированного фонда скважин», призванная решить следующие задачи: сокращение времени на сбор и подготовку информации, многофакторный анализ причин отказов УЭЦН, улучшение

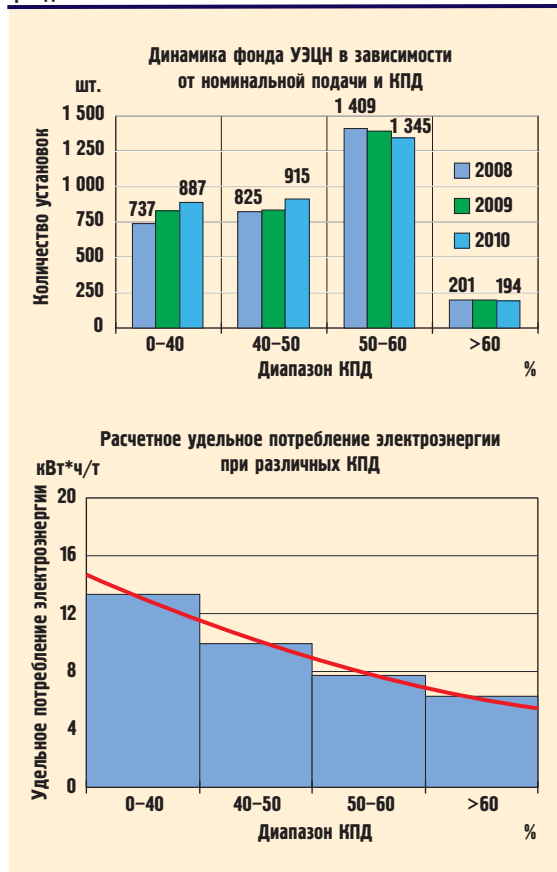
понимания обстоятельств, влияющих на надежность УЭЦН, анализ «что-если?», определение наиболее надежного и эффективного

оборудования, принятие решений и мер по профилактике отказов, разработка мероприятий по увеличению СНО, оценка реализа-

### Причины отказов УЭЦН

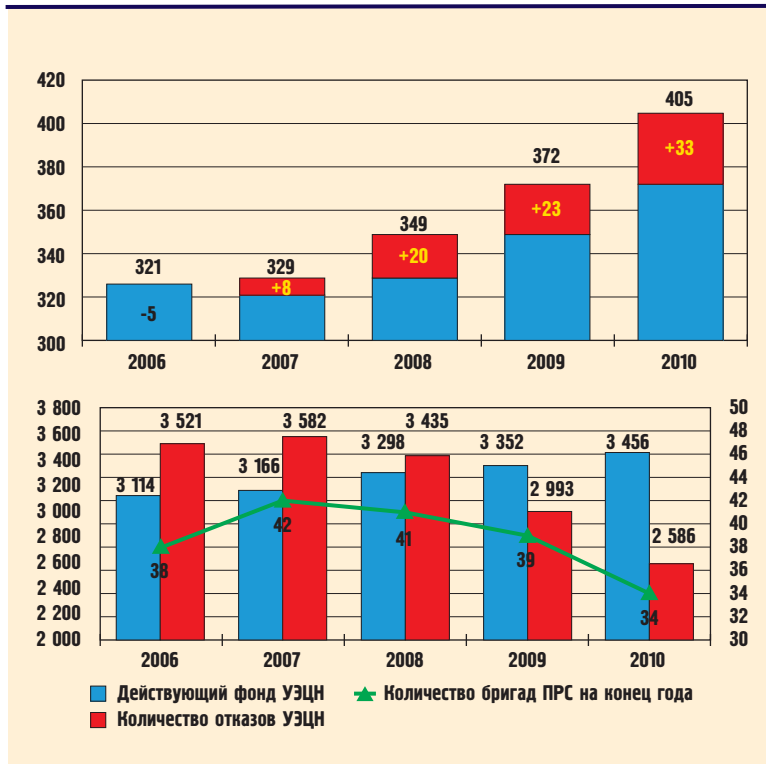


### Оценка текущего состояния эксплуатации механического фонда скважин





Результаты. СНО УЭЦН, «Славнефть», 2006-2010 гг.



ции программ увеличения СНО, электронный документооборот для ПДК, прогнозирование потребности в закупке оборудования, информационная поддержка тендеров на поставку УЭЦН, учет основных фондов.

**Результаты**

В результате усилий нашей технологической службы, усилий наших подрядчиков задача по увеличению СНО УЭЦН была выполнена. Нарботка с каждым годом демонстрирует все большие приросты: в 2007 году прирост составил 8 суток, в 2008-м — 20, в 2009-м — 23, в 2010-м — 33. За три месяца текущего года наработка УЭЦН выросла на 17 суток и составила 422 суток. На фоне роста действующего фонда УЭЦН сокращается количество отказов, что подтверждается реальным сокращением бригад текущего ремонта скважин (см. «Результаты. СНО УЭЦН, «Славнефть», 2006-2010 гг.»).

Так как программа увеличения СНО была направлена в первую очередь на часто ремонтируемый фонд (ЧРФ), то рационально по-

смотреть динамику данного фонда. Если в 2006 году доля ЧРФ составляла 8,8%, то в 2010-м — 2,9%, что говорит об эффективности проведенных мероприятий программы увеличения СНО УЭЦН (см. «Фонд ЧРФ»).

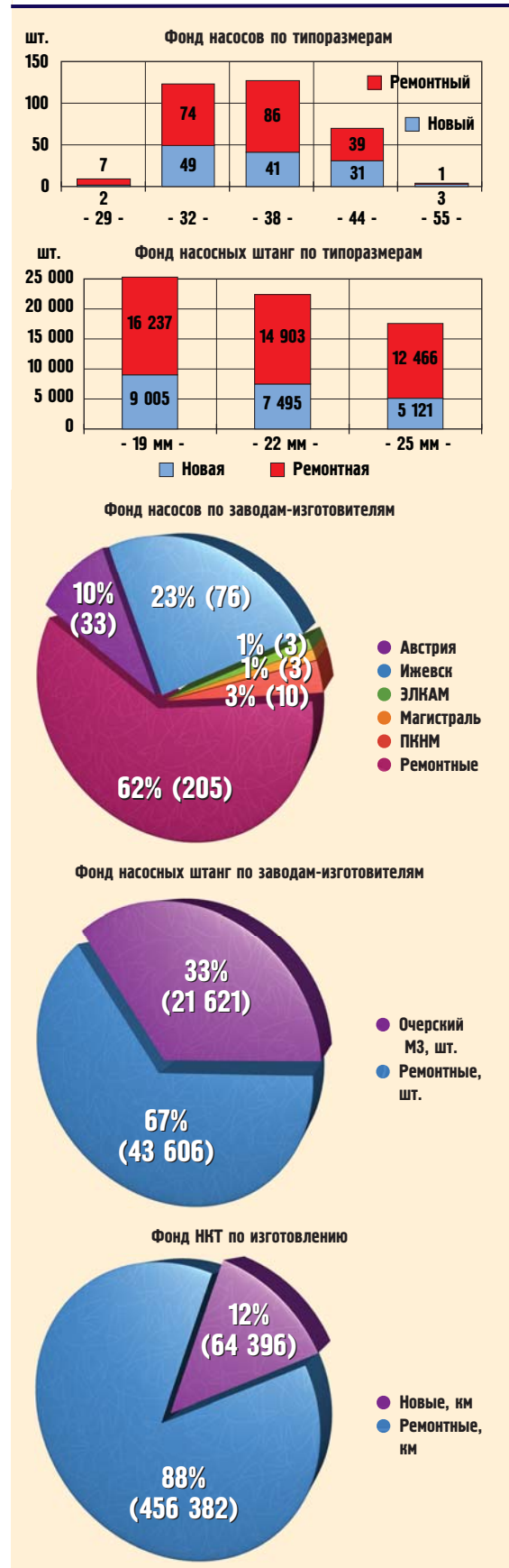
**Фонд УШГН**

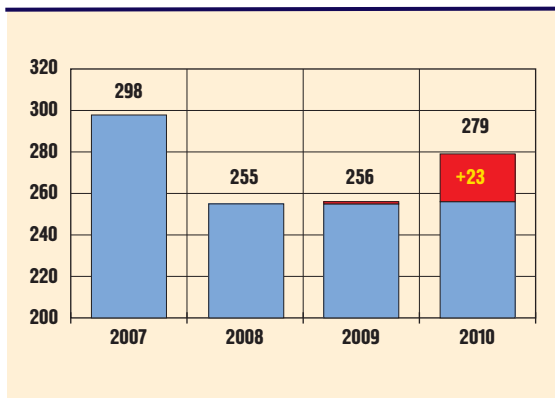
Что касается фонда УШГН, доля добычи нефти данным способом составляет 2%, средней дебит жидкости — 11 м<sup>3</sup> в сутки, средний дебит нефти — 3,4 тонны в сутки. Фонд составляет порядка 400 скважин.

Основные типоразмеры насосов — 32 и 38 мм. Большинство в парке — ремонтных насосов, из новых основную долю занимают ижевские насосы, и на втором месте — австрийский SBS. Штангу используем Очерского машиностроительного завода. Основная доля штанг и НКТ — это ремонтный фонд (см. «Фонд УШГН, НШ и НКТ по типоразмерам и заводам-изготовителям»).

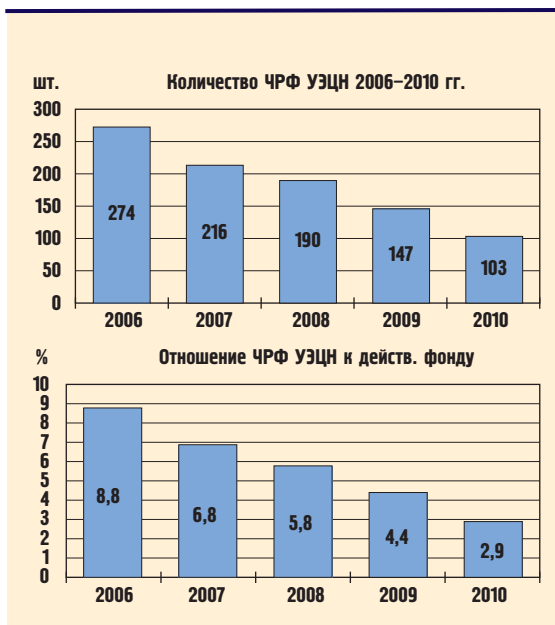
Поузловой анализ показывает, что чаще всего отказы происходят по насосу, а также в равной степени по штангам (обрыв) и

Фонд УШГН, НШ и НКТ по типоразмерам и заводам-изготовителям





## Фонд ЧРФ



НКТ (истирание). Для увеличения надежности работы УШГН был выполнен целый ряд мероприятий (см. «Структура отказов

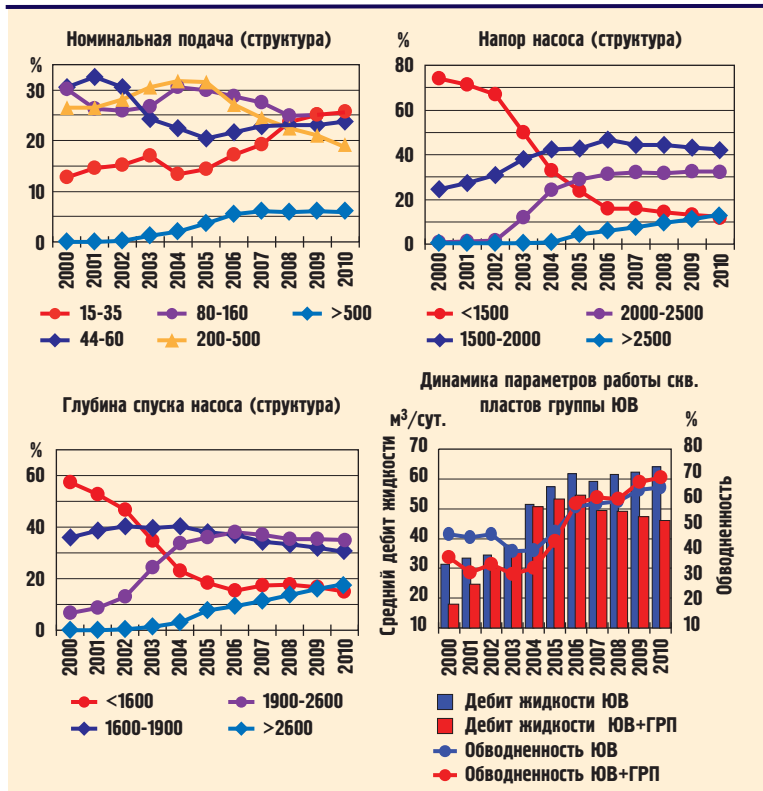
### При проведении ГТМ на действующем фонде экономия электроэнергии в 2010 году составила 14 358 тыс. кВт\*ч

УШГН по отказавшим узлам»). В результате удалось переломить тенденцию снижения средней наработки УШГН. В 2010 году СНО увеличилась на 23 суток и составила 279 суток (см. «СНО УШГН, «Славнефть», 2007–2010 гг.»).

#### Энергоэффективность

Важным звеном в цепочке повышения эффективности экс-

## Структура парка УЭЦН



плуатации механизированного фонда скважин является энергоэффективность. Основная доля энергопотребления приходится на механизированную добычу жидкости и закачку воды и составляет 61% и 34% соответственно. Доля генерации собственной электроэнергии составляет 9%.

Увеличение доли низкопроизводительных насосов, КПД которых наиболее низкий, в структуре парка ЭЦН приводит к негативному влиянию на энергоэффективность механизированного фонда, так как среднее значение КПД по ЭЦН снижается (см. «Оценка текущего состояния эксплуатации механического фонда скважин»).

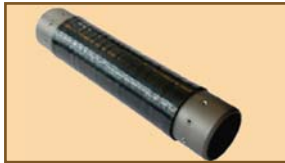
Для снижения влияния данного негативного фактора, а также увеличения эффективности эксплуатации механизированного фонда в целом были разработаны и в настоящий момент реализуются мероприятия по снижению внешнего энергопотребления по следующим четырем основным направлениям (см. «Основные направления деятельности пред-

приятия в области снижения энергопотребления внешних источников»).

Для снижения энергопотребления механизированной добычи нефти в настоящее время выполняются следующие мероприятия: подбор погружного и наземного оборудования для оптимального энергопотребления с использованием программных продуктов (Автотехнолог, SubPump); изменение режимов работы низкоприточных скважин с постоянного на периодический; смена оборудования (проведение дополнительных работ) на скважинах при изменении приточных характеристик; внедрение и эксплуатация вентиляльных ПЭД с ТМС в автоматическом режиме; внедрение СУ ЧПС с входными и выходными фильтрами; постоянный мониторинг режимов работы скважин; проведение работ по профилактике и устранению засорения насосов.

При проведении ГТМ на действующем фонде экономия электроэнергии в 2010 году составила 14 358 тыс. кВт\*ч.

# ТЕНДЕКА — КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН!



Разбухающие пакеры и муфты высокой производительности фирмы Tendecka спроектированы для работы в диапазоне температур 0°C до 200°C и дифференциальном давлении до 10 000 psi. Могут использоваться как в водной, так и в нефтесодержащей среде или комбинации разбухающих элементов для обеих сред, полностью совместимы со всеми растворами для заканчивания, включая кислоты и солевые растворы. Муфты и пакеры спроектированы для открытых и обсаженных скважин в широком ассортименте.

**Нашими клиентами в России являются компании:**  
ОАО «Сургутнефтегаз», «Шлюмберже», «Тоталь», «Салым Петролеум Девелопмент», ЗАО НПП «СибБурмаш» и компания «БУРИНТЕХ».



Мониторинг пласта и беспроводная передача данных на поверхность

Регулирование притока и контроль выноса песка

Зональная изоляция

заканчивание верхней части скважины

Оптимизация добычи

Снижение затрат

Управление пластами

Гибкость ГТМ (Геолого-технические мероприятия)

## Освойте скважину по своему желанию

Если ваша цель — оптимизация добычи, снижение затрат, управление пластами или гибкость геолого-технических мероприятий, то мы можем объединить все это в комплексное решение, соответствующее вашим точным требованиям. Мы понимаем, что каждая скважина индивидуальна, и поэтому предлагаем вам широкий выбор решений для каждого этапа строительства, которые помогут вам повысить качество строительства, снизить время простоя и продлить срок эксплуатации скважины.

Связаться с нами для получения более полной информации можно по адресу: [Tendecka\\_Russia@mail.ru](mailto:Tendecka_Russia@mail.ru)

Сайт компании: [www.tendecka.com](http://www.tendecka.com)

**TENDEKA**