



Повышение эффективности технологических процессов добычи нефти и снижение эксплуатационных затрат остается одной из важнейших задач, стоящих перед блоком upstream в компании ЛУКОЙЛ. Ведется системная работа с механизированным фондом скважин, направленная на увеличение наработки на отказ, снижение частоты ремонтов скважин. В каждом НГДО внедряется программа по улучшению работы с механизированным фондом скважин и снижению аварийности глубинно-насосного оборудования.

ИТОГИ РАБОТЫ ОАО «ЛУКОЙЛ» С МЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ, 2007–2009 ГГ.

По состоянию на 01.01.10 среднедействующий фонд нефтяных скважин ОАО «ЛУКОЙЛ» составлял 25068 скважин. Значительная доля из этого количества — скважины, оборудованные УЭЦН, — 15309 скважин (61%); доля скважин с УШГН составляет 8675 (35%); винтовыми насосами оборудовано 730 скважин (3%) (см. «Структура и динамика среднедействующего фонда нефтяных скважин»). За последние три года средне-

действующий фонд нефтяных скважин компании увеличился на 1000 скважин, при этом бездействующий фонд скважин сохранился на уровне 2900 скважин. Таким образом, происходит снижение доли бездействующего фонда в эксплуатационном.

В период с 2007-го по 2009 год произошло увеличение наработки на отказ по механизированному фонду компании с 497 до 547 суток — на 10% (см. «Динамика наработки на отказ по механизированному фонду скважин»). Наибольшие показатели по наработке на отказ по механизированному фонду достигнуты в обществах «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» — 1025 суток, «Нарьянмарнефтегаз» — 893 суток, «ЛУКОЙЛ-Пермь» — 721 сутки.

За счет этого частота ремонтов механизированного фонда компании снизилась с 0,625 рем./скв. до 0,548 рем./скв. — на 12% (см. «Частота ремонтов механизированного фонда скважин»). Наименьшие показатели по частоте ремонтов механизированного фонда достигнуты в обществах «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» — 0,282 рем./скв., «ЛУКОЙЛ-Пермь» — 0,389 рем./скв., «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» — 0,405 рем./скв.

За три года произошло снижение количества ремонтов сква-

жин, оборудованных УЭЦН и УШГН, не отработавших гарантийный срок — НОГС (см. «Ремонты скважин, не отработавших гарантийный срок»). По скважинам с УЭЦН, НОГС снижение составило 24%, по скважинам с УШГН, НОГС — 8%.

Анализ причин ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС выявил тенденцию снижения количества ремонтов по всем категориям (см. «Причины ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС»). Наиболее заметное снижение наблюдается в ремонтах по причинам «нарушение технологии ПРС» — на 30% (к показателю 2007 года), «нарушение технологии эксплуатации скважин» — на 24%, «нарушение технологии ремонта скважинного оборудования» — на 22% (см. «Причины ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС, включенные в категорию ремонтов «нарушение технологии эксплуатации скважин»). Наибольшая доля ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС (84%) происходит по причине «нарушение технологии эксплуатации скважин», в которой сгруппированы следующие причины: проведение ГТМ (37%), засорение насоса (18%), снижение динамического уровня (18%), солеотложение (17%), коррозия (9%) и гидрато-парафиноотложение (1%).

Частота ремонтов механизированного фонда скважин



В период с 2007 г. по 2009 г. произошло уменьшение частоты ремонтов механизированного фонда Компании с 0,625 рем./скв. до 0,548 рем./скв. (на 12%).

Наименьшие показатели по частоте ремонтов механизированного фонда достигнуты в Обществах: «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» — 0,282 рем./скв., «ЛУКОЙЛ-Пермь» — 0,389 рем./скв., «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» — 0,405 рем./скв.

**Структура и динамика
среднейдействующего фонда нефтяных
скважин**



**Ремонты скважин, не отработавших
гарантийный срок**



При анализе причин ремонтов скважин с УШГН, НОГС выявляется аналогичная, но менее значительная (по сравнению с УЭЦН) тенденция снижения количества ремонтов по категориям (см. «Причины ремонта скважин с УШГН, НОГС»). Наиболее заметное снижение наблюдается в ремонтах по причине «нарушение технологии

ПРС» — на 48% (к показателю 2007 года). Наибольшая доля ремонтов скважин с УШГН, НОГС (90%) происходит по причине «нарушение технологии эксплуатации скважин» (см. «Причины ремонтов скважин с УШГН, НОГС, включенные в категорию ремонтов “нарушение технологии эксплуатации скважин”»), которая включает в себя следующие причины ремонтов: истирание НКТ штангами (30%), проведение ГТМ (26%), обрыв штанг (11%), коррозия (10%), засорение клапанов (9%), гидратопа-рафиноотложение (6%), солеотложение (6%), клин плунжера (1%) и отворот штанг (1%). В последние годы в компании ведется целенаправленное ограничение проведения ГТМ на скважинах, не отработавших гарантийный срок.

Сохраняется тенденция снижения количества отказов ГНО в интервалах: <50 суток, 51–100 суток, 101–360 суток (см. «Градации отказов ГНО по наработке на отказ»). Показатель «% отказов ГНО за период до 100 суток» является одним из основных показателей, используемых при оценке работы с механизированным фондом и характеризует качество подбора ГНО и вывода скважины на технологический режим. Перед дочерними предприятиями компании поставлена задача снизить количество отказов ГНО, отработавших до 100 суток, до величины 5% от общего количества отказов.

С 2007-го по 2009 год среднейдействующий фонд УЭЦН по компании увеличился на 7% — с 14290 скважин до 15309 скважин. При этом затраты на приобретение, обслуживание и ремонт УЭЦН снизились на 7,6%; удельные затраты на 1 скважину, оборудованную УЭЦН, снизились на 14% (см. «Затраты на приобретение, обслуживание и ремонт электропогружного оборудования УЭЦН» и «Затраты на обслуживание и ремонт электропогружного оборудования УЭЦН»).

Снижение затрат достигнуто за счет:

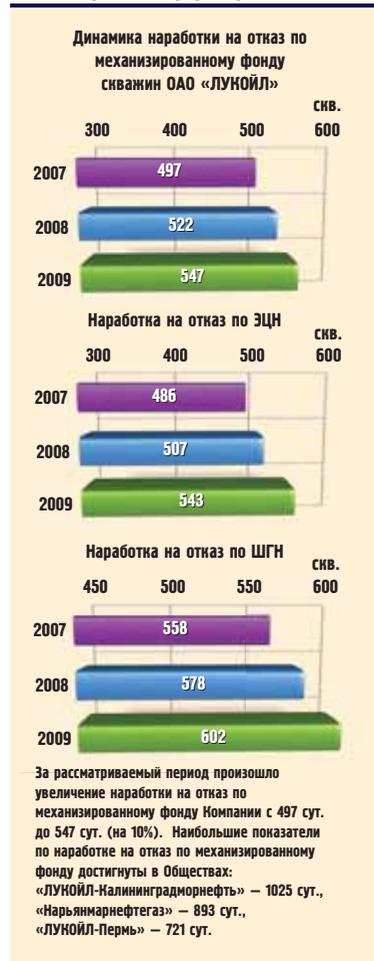
- роста наработки оборудования на отказ;
- унификации оборудования;
- снижения количества отказов ГНО, не отработавшего гарантийный срок;

- снижения стоимости предоставляемых услуг и поставляемого оборудования за счет совершенствования тендерных процедур.

За рассматриваемый период сервисное обслуживание УЭЦН переведено на аутсорсинг в обществах: «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», РИТЭК и «Нарьянмарнефтегаз». В настоящее время доля внешнего сервиса по обслуживанию УЭЦН составляет 14%. Начиная с 2010 года производство текущего ремонта механизированного фонда во всех НГДО, кроме «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», передано сторонним организациям.

С целью снижения энергозатрат и повышения ресурса установок погружных центробежных (УЭЦН) и винтовых (УЭВН) насосов в компании внедряются регулируемые электроприводы на основе вентильных электродвигате-

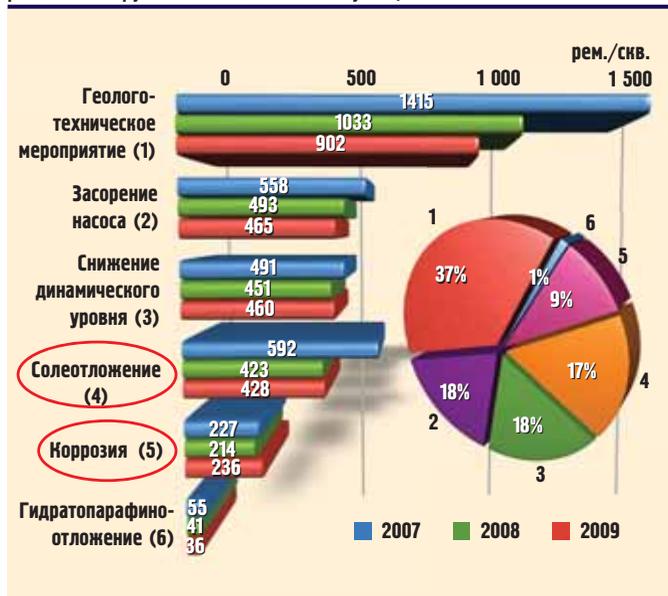
**Динамика наработки на отказ по
механизированному фонду скважин**



Причины ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС



Причины ремонтов скважин с УЭЦН, НОГС, включенные в категорию ремонтов «нарушение технологии эксплуатации скважин»



Затраты на приобретение, обслуживание и ремонт электропогружного оборудования УЭЦН



лей (ВД). Сегодня более 800 скважин компании эксплуатируются с УЭЦН и УЭВН с вентильным приводом (см. «Внедрение высокоэффективных регулируемых электроприводов на основе вентильных электродвигателей» и «Дина-

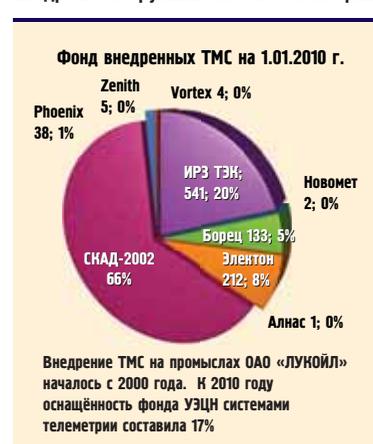
Градации отказов ГНО по наработке на отказ



мика роста количества скважин, эксплуатируемых УЭЦН и УЭВН с вентильным приводом»).

Важным направлением в области механизированной добычи является внедрение погружных систем телеметрии — ТМС (см. «Внедрение погружных систем телеметрии»). Внедрение ТМС на промыслах ОАО «ЛУКОЙЛ» началось с 2000 года. С помощью систем телеметрии осуществляется оперативный контроль па-

Внедрение погружных систем телеметрии



раметров установки (температуры электродвигателя, давления на приеме насоса) при выводе скважины на режим и в процессе дальнейшей эксплуатации, что позволяет своевременно предупреждать преждевременные отказы. Еще одно важное и перспективное направление — использование ТМС для гидродинамических исследований скважин. К 2010 году оснащённость фонда УЭЦН системами телеметрии составила более 17%.

Начиная с 2009 года в ОАО «ЛУКОЙЛ» начата работа по оптимизации инвестиционных расходов путем внедрения программы ОРЭ (см. «Внедрение программы ОРЭ»). Технология ОРЭ позволяет разрабатывать одно-

Причины ремонта скважин с УШГН, НОГС



Внедрение высокоэффективных регулируемых электроприводов на основе вентильных электродвигателей

Недостатки УЭЦН с ПЭД

Относительно невысокие КПД (83,5–84,5%) и большие значения рабочих и пусковых токов (I_{пуск} > 5 I_н) приводят: к повышенному расходу электроэнергии и перегреву двигателя, что снижает ресурс установки.

Недостаточный диапазон регулирования частоты вращения с сохранением стабильного момента не позволяет его использовать в качестве привода для установок винтовых насосов (УЭВН) с диапазоном регулирования частоты вращения до 700 об./мин.

Преимущества УЭЦН и УЭВН с ВД

Снижение энергозатрат за счёт: более высоких значений КПД (91–92%); меньших значений рабочих токов; регулирования частоты вращения.

Повышение ресурса установки за счёт более низких рабочих токов и уменьшения перегревов двигателя; замены регулирования подачи насоса; штурцированием изменением частоты вращения.

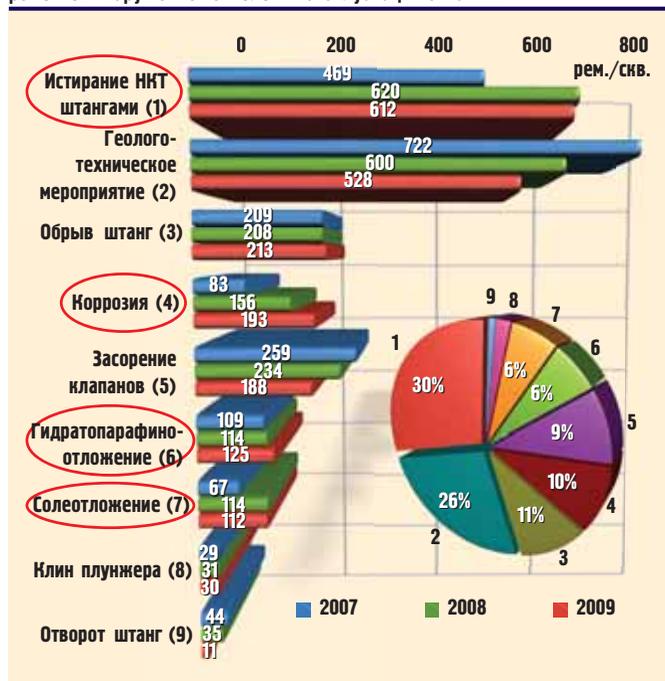
Оптимизация отбора продукции за счёт регулирования частоты вращения; возможности работы УЭЦН в циклическом режиме.

Возможность работы с низкой частотой вращения при стабильном высоком моменте, что позволяет экономить электроэнергию и повысить ресурс установок погружных винтовых насосов

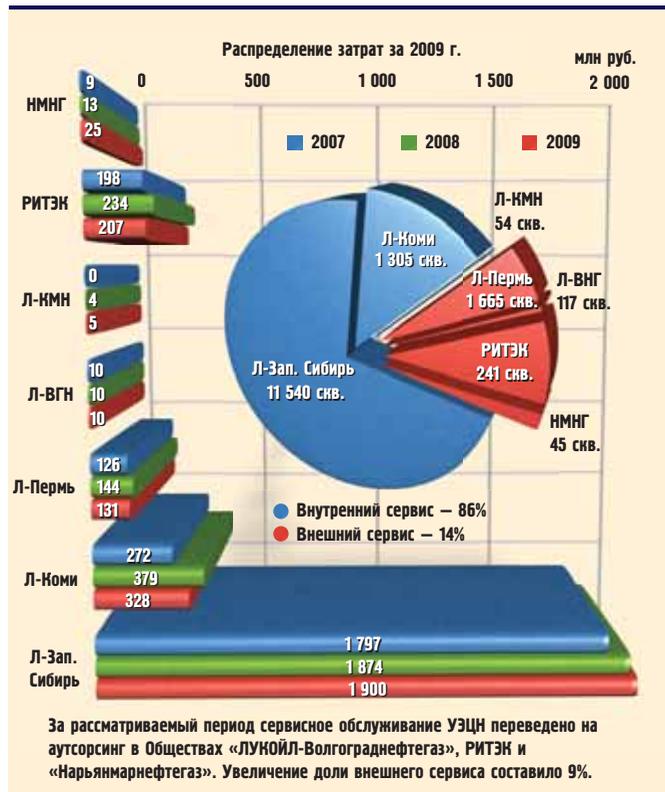
временно два продуктивных пласта. В прошлом году технология внедрена на 13 скважинах, в 2010 году планируется внедрить ее на 59 скважинах.

В целях повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин в компании будет продолжена работа по следующим направлениям:

Причины ремонтов скважин с УШГН, НОГС, включенные в категорию ремонтов «нарушение технологии эксплуатации скважин»



Затраты на обслуживание и ремонт электропогружного оборудования УЭЦН



- По повышению наработки на отказ за счет:
 - проведения достаточно необходимого количества профилактических мероприятий

по осложненному фонду скважин (АСПО, солеотложения, мехпримеси и т.д.);

- снижения доли отказавших УЭЦН с наработкой менее 100 суток, вызванных, прежде всего, некачественным подбором установок и выводом их на режим;
- ограничения проведения ГТМ на скважинах, не оработавших гарантийный срок;

2. По оптимизации производственных расходов на эксплуатацию механизированного фонда скважин за счет:

- унификации оборудования;
- снижения затрат на электроэнергию: проведения РИР, использование низкоэнергоемкого оборудования;
- внедрения инновационных технологий;
- перехода на аутсорсинг при обслуживании оборудования;
- проведения ОПР нового оборудования с более высокими технико-экономическими показателями;
- снижения инвестиционных расходов за счет увеличения объемов внедрения технологии ОРЭ. 

Внедрение программы ОРЭ



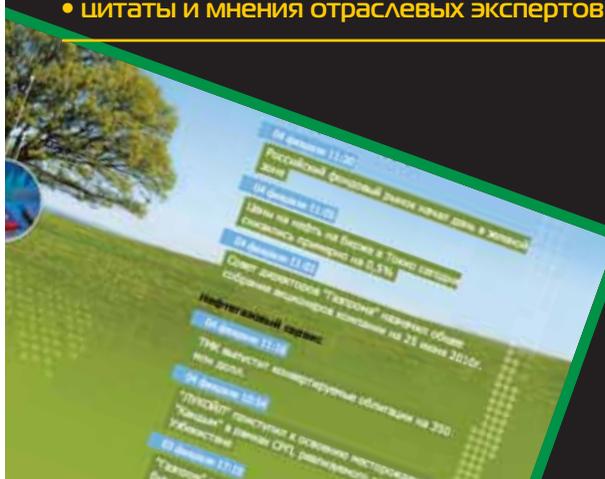
Динамика роста количества скважин, эксплуатируемых УЭЦН и УЭВН с вентильным приводом



БСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов

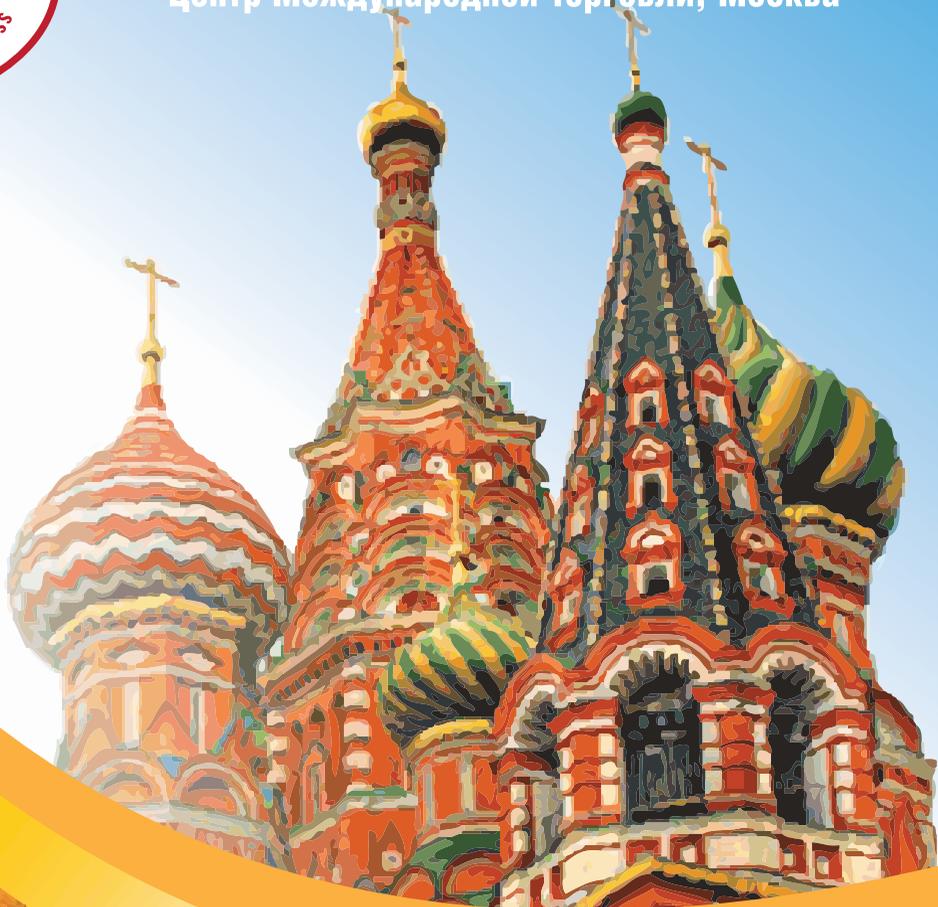


www.ngv.ru



13 – 17 сентября 2010

Центр Международной Торговли, Москва



EUROCORR 2010

ИЗ НЕДР В КОСМОС www.eurocorr.gubkin.ru

ЕВРОПЕЙСКИЙ КОНГРЕСС ПО КОРРОЗИИ И ЗАЩИТЕ МАТЕРИАЛОВ

ВПЕРВЫЕ В РОССИИ:

Более 800 участников

Ведущие научные школы мира

Уникальные возможности научного и делового общения

Передовые технологии и лидеры рынка антикоррозионной защиты на выставке в рамках Конгресса

Контактная информация: Тел.: +7 495 726 51 35 E-mail: eurocorr2010@gubkin.ru



РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина



Генеральный информационный спонсор



Официальное издание Конгресса