

ТЕМА НОМЕРА:

ПИЛОТНЫЙ НОМЕР 0 (№1, НОЯБРЬ 2014 ГОДА)

ДОБЫЧА НЕФТИ:  
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ '2014НУЖНЫ ЛИ РОССИИ  
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ УЭЦН?

АЛЕКСАНДР РАБИНОВИЧ

Советник генерального директора ЗАО «Новоуральск-Пермь»

Российские НК встретили разработку энергоэффективного (ЭЭ) УЭЦН, мягко говоря, прохладно: «Какая может быть эффективность, если они дороже обычных? Мы и без них отчитываемся перед органами управления в ежегодной экономии электроэнергии».

Органы власти и управления, как всегда, дипломатично отошли в сторону. Новую инновационную разработку, несмотря на все старания «Новоуральска» в думских комитетах, презентации на конференциях и публикации во многих отраслевых СМИ, несмотря на два принятых «энергоэффективных» постановления Правительства, не заметили, продолжая причитать, что в России нет разработок мирового уровня.

Сервисные компании ЭЭ УЭЦН тоже проигнорировали, перед ними задачу энергосбережения заказчика (НК) не ставят.

Разработчики и изготовители поставленную перед ними проблему решили: на тонну добытой нефти центробежные насосные системы стали потреблять на четверть меньше энергии. Однако взамен положенных, казалось бы, привилегий и преференций, гарантированного внутреннего спроса рынка сбыта они получили лишь... за пределами собственной страны. Такой вот энергоэффективный абсурд...



**Э**нергоэффективность по Википедии — использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения технологических процессов. В статье под энергоэффективными установками (ЭЭ УЭЦН) будем понимать насосные системы, позволяющие снизить электропотребление на 20–30% по сравнению с серийно выпускаемыми аналогами отечественного и зарубежного производства.

Такое значительное снижение возможно только в случае увеличения КПД как насоса, так и двигателя, а также наличия синергетического эффекта в кабеле, трансформаторе и станции управления.

Рассмотрим, кому могут быть нужны ЭЭ УЭЦН. Оценка целей и задач будет даваться с позиции предприятия, развитие которого было построено не столько на снижении стоимости серийных изделий сколько на разработке оборудования с новыми или улучшенными параметрами.

### Власть

Впервые о состоянии энергоэффективности экономики страны и о программах энергосбережения высказался во время президентства Д.Медведев. По-видимому, отправной точкой стала обнародованная статистика, показавшая, что на единицу ВВП в России затрачивается энергоресурсовкратно больше, чем в Европе.



**Нужны ли России энергоэффективные УЭЦН?**  
 АЛЕКСАНДР РАБИНОВИЧ,  
 советник генерального директора  
 ЗАО «Новомет-Пермь» **1**

**Энергоэффективность мехдобычи — итоги и прогнозы**  
 Интервью  
 с РУСТАМОМ КАМАЛЕТДИНОВЫМ,  
 председателем Экспертного  
 совета по механизированной  
 добыче нефти **5**

**От мониторинга УРЭ к кардинальным внедрениям ЭЭО**  
 ПАВЕЛ МУЗЫЧУК,  
 ведущий инженер  
 ТОРВО УДНГ  
 ООО «Газпромнефть-Восток» **10**

**Энергоэффективность нефтедобычи: корпоративные технологии управления** **11**

**Предложения и опыт применения ЭЭ технологий и ЭЭ оборудования** **27**

**Системы мониторинга и управления энергоэффективностью** **35**

**Применение линейных погружных вентильных электродвигателей в установках добычи нефти для малодебитных скважин**  
 ВАЛЕРИЙ КАЛИЙ,  
 к.т.н., ОАО ИЦ «Совтехэнерго»  
 ГРИГОРИЙ ПОПЕЛНУХА,  
 ОАО ПГ «Новик» **39**

В его выступлениях предлагалась на всех уровнях заняться проблемой повышения энергоэффективности, создать и внедрить технологии и оборудование, необходимые для этих целей. К тому времени у нас экспериментальная ЭЭ УЭЦН уже прошла лабораторные испытания и мы готовились к опытно-промышленным!

Какой механизм воздействия был задействован правительством, чтобы заставить предприятия и ведомства задуматься о снижении энергопотребления? Вышло два правительственных постановления о становлении и совершенствовании системы энергоэффективности.

НК с госучастием получили определенные указания: ежегодно на какой-то процент снижать энергопотребление. Государство сделало вид, что остро заинтересовано в решении этого вопроса (создали какие-то структуры, вроде бы выделили даже финансовые ресурсы), а внизу соответственно запустилась система ИБД (имитация бурной деятельности), хорошо отработанная при социализме.

«Новомет» воспринял постановление как обоснованную рекомендацию к разработке ЭЭ УЭЦН и выделил на это большие финансовые и людские ресурсы.

Параллельно с разработкой и созданием производства для изготовления полной гаммы ЭЭ установок по типоразмерам и габаритам мы более трех лет искали в различных комиссиях, комитетах и даже в Думе структуры, которые не только проявили бы заинтересованность к разработке мирового уровня (все и так «за»), но и обладали бы полномочиями и ресурсами для диалога с НК о внедрении новшества. Таких людей нам найти не удалось.

Для иллюстрации сказанного приведу пример: 23.12.13 в Думе на круглом столе «О состоянии и мерах государственной поддержки отечественного нефтегазосервисного сектора» присутствовали два министра и пять депутатов, но ни одного представителя НК. По этому по-



воду депутаты торжественно провозгласили, что вызовут первых лиц НК на одну из сессий и проведут с ними нелице-

### **На призыв государства «Новомет» ответил разработкой ЭЭ УЭЦН с выделением на решение этой задачи больших финансовых и людских ресурсов**

приятный разговор. Прошел почти год, но...(!)

Данная ситуация является одним из барьеров, из-за которых закуп энергоэффективного отечественного оборудования буксует. Другими словами, стороны не имеют общей дискуссионной площадки, негде и выработать стимулы для реаль-

### **Приняв два «энергоэффективных» постановления, Правительство до сих пор не смогло организовать их действия: стимулов как не было, так и нет**

ного внедрения ЭЭ УЭЦН. Такая негативная ситуация приводит к тому, что министерствам становятся нужны не реальные



объекты, а победные отчеты. Такой барьер, по-видимому, можно преодолеть только совместными усилиями и обязательно при поддержке сверху. Сегодня, по ряду причин, путь этот не реален.

### Отечественные компании

Спрашивается, а нужны ли ЭЭ УЭЦН российским НК? В структуре энергозатрат подъем жидкости из скважин составляет 55–65%. Казалось бы, купи такое оборудование, и программа энергосбережения будет решена.

Статистика же наших продаж свидетельствует, что не все так просто. И это — несмотря на зафиксированный во всех ведущих компаниях средний эффект в 25–30 % (!), а в отдельных случаях — до 40% (см «Результаты эксплуатации ЭЭ УЭЦН» и «Статистика распределения УРЭ...» ).

Первое возражение нефтяников касалось того, что ЭЭ УЭЦН менее надежны. Действительно, в первых партиях установок были и конструкционные недоработки, и ошибки в ПО станций управления. Мы в течение трех лет проводили модернизацию

отдельных элементов системы и вели подробные статистические наблюдения.

Анализ результатов наблюдений показывает, что общая вероятность отказов и среднее время безотказной работы серийного и ЭЭ оборудования на данный момент совпадают — в пределах погрешности расчетов (см. «Вероятность безотказной работы...»).

Более того, видно, что в начале эксплуатации надежность энергоэффективных УЭЦН была ниже серийных, а по мере их модернизации стала выше. Надежность выпускаемых с июня 2012 года установок вообще обладает статистически значимым преимуществом над серийным оборудованием.

Второе возражение: в первом приближении замена установок экономически не оправдана. Экономичность в основном определяется двумя основными величинами: тарифом на электроэнергию и мощностью, потребляемой агрегатом. Ну что же, посмотрим, как выглядит стоимость владения для установок (см. «Сравнение стоимости владения...»).

При расчетах учитывалась стоимость УЭЦН (5А габарита

### РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЭ УЭЦН



■ Запущено УЭЦН, шт.

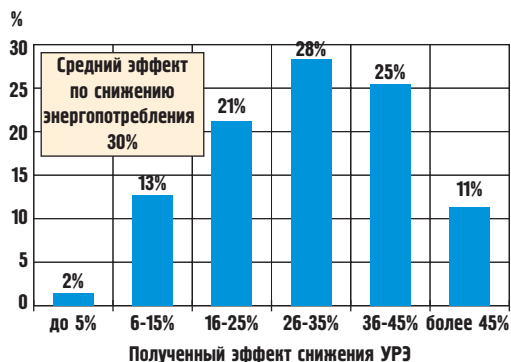
■ Снижение удельного энергопотребления, %

ЭЭ исполнения и традиционного (в зависимости от подачи), изменение энергоэффективности во время эксплуатации и стои-

### В структуре энергозатрат подъем жидкости из скважин составляет 55–65%, но компании игнорируют ЭЭ УЭЦН

мость затраченной электроэнергии при тарифе 2,2 руб./кВт\*ч (для яркости картины — в ЯНАО есть районы, где тариф 4,5 руб./кВт\*ч).

### СТАТИСТИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УРЭ НА ФОНДЕ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»



Видно, что с увеличением подачи выигрыш от экономии по электроэнергии растет и за два года составляет от 0,7 до 2,3 млн рублей. Российские НК знают об этом, но все равно не покупают. Так что, согласно М.Булгакову, «развал» не в технике и не в экономике, а в головах.

Есть и объективные обстоятельства, связанные с несовершенством структуры НК. Закупками занимаются одни департаменты, добычей нефти — другие, капитальными вложениями на строительство ЛЭП — третьи, а экономия будет у четвертых, у энергетиков. У кого-то это вызывает «экологический» протест, кто-то впадает в «культурный» шок. А в результате — нет реальной заинтересованности ни у кого.

На данный момент не стоит задача немедленно заменить весь парк обычных УЭЦН на ЭЭ. Но экологическая политика подталкивает к этому. Будущее однозначно за энергосберегающим оборудованием. Почему?

На это четыре причины: (1) тарифы упорно растут, (2) вполне вероятно, что Минфин под влиянием экологических требований в какой-то момент предоставит покупателям и изготовителям ЭЭ оборудования налоговые преференции, (3) снижение цены ЭЭ УЭЦН в компетенции НК — им просто надо закупать такого оборудования больше (сейчас объем их выпуска около 1% от серийных продаж, соответственно и цены высокие), (4) в Восточной Сибири и ЯНАО существуют нефтяные месторождения, которые не подключены к единой энергосистеме — там электроэнергия вырабатывается на небольших автономных станциях. Использование ЭЭ УЭЦН в таких районах позволит или заметно снизить затраты на капитальное строительство (за счет уменьшения числа энергоблоков генерации), или увеличить число добывающих скважин при неизменной мощности генерации. Кроме того, срок окупаемости нового оборудования, за счет более высоких тарифов, наверняка будет меньше.



К сожалению, НК по четвертой причине переговоры с нами не ведут. Эти проблемы в СМИ, на конференциях и круглых столах не поднимаются. А ведь за рубежом работа ЭЭ оборудования в районах автономного энергоснабжения — обычная практика.

Что, опять ждем, когда «петух клюнет»? Как клюют сейчас нас санкции. Может, хватит наступать на одни и те же авральные грабли. Выход прост — необходимо планомерно и без суеты внедрять на промыслах новые разработки. Может быть, и под определенным нажимом государственных структур?!

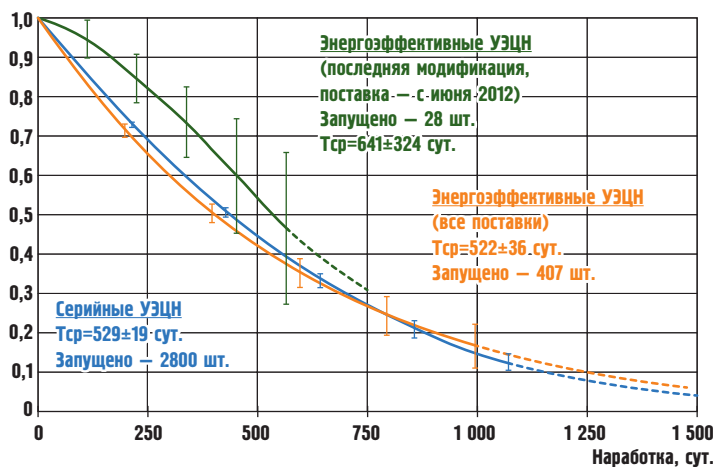
Наконец, сервисные компании не заказывают энергоэффективные установки, поскольку перед ними заказчик сегодня не ставит задачу по снижению

**Как это ни удивительно, на данный момент основной заказчик ЭЭ УЭЦН производства «Новомет-Пермь» — зарубежные компании. Не абсурд ли это?**

энергозатрат. А, наверное, надо бы! Если с людьми ничего не требовать — ничего и не будет изменяться.

#### ВЕРОЯТНОСТЬ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ НА ПРИМЕРЕ СЕРВИСНОГО ПРОЕКТА «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»

Вероятность безотказной работы





### Зарубежные компании

Как это ни удивительно, на данный момент основной заказчик ЭЭ УЭЦН — зарубежные компании. Связано это с иным подходом к обустройству месторождений в труднодоступных регионах (пустыни, тропические леса), нежели в России. Экономисты для местных условий рассчитали, что дешевле не тянуть в эти районы ЛЭП, а запускать передвижные электрогенераторы.

В этом случае всегда есть дефицит по мощности, цена кВт\*ч, с грамотным учетом капитальных вложений, получается более высокой. Вот поэтому в зарубежных тендерах у «Новомета» появляется заметное конкурентное преимущество: предпочтение отдается оборудованию именно с меньшим энергопотреблением. От общего числа изготовленных установок выпуск ЭЭ УЭЦН по «Новомету» составляет около 10%, при этом за рубежом их уходит 85%. Таким образом, «прирастать богатствами» «Новомет», к сожалению, будет не Сибирью, а Колумбией и Египтом. Не абсурд ли это?!

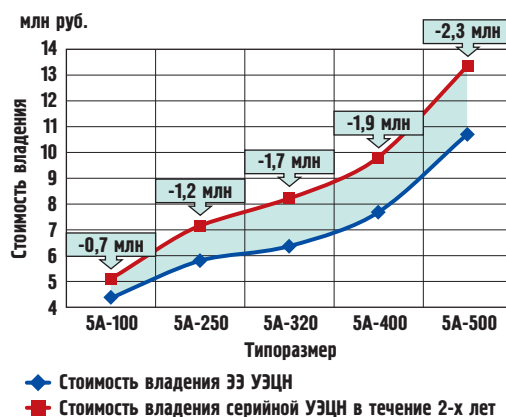
### И последнее

На некоторых зарубежных тендерах решение о закупе принимается с учетом стоимости владения. В расчетах учиты-

ваются экономия электроэнергии и надежность оборудования. И если средняя наработка старого оборудования известна, то на новую нас просят дать гарантию, которая позволила бы при расчете цены владения выиграть тендер. Мы такую гарантию даем!

Кроме того, «Новомет» осуществляет проекты по разра-

### СРАВНЕНИЕ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ЛЕТ ЭЭ И СЕРИЙНОЙ УЭЦН



ботке оборудования малого диаметра, мощных двигателей для установок морского базирования, установок, которые подвешиваются на кабель-канате. Зарубежные НК проявляют к ним больший интерес, чем российские. Очень не хотелось доводить ситуацию, как с ЭЭ УЭЦН... ■

### НАГРАДА — ЛУЧШИМ



В этом году по результатам опроса руководителей нефтяных компаний Комитетом по энергетике Государственной Думы лучшим предприятием в группе «УЭЦН» признан «Новомет-Пермь», а в «соревновании» на разработку самого экономичного УЭЦН первое место уже третий год остается за директором по науке ОКБ БН АГЕВЫМ ШАРИФЖАНОМ РАХИМОВИЧЕМ.

Этот выдающийся инженерный результат отмечен государственной наградой — медалью «За заслуги перед отечеством» IV степени. Сотрудники «Новомета» и журнала «Нефтегазовая Вертикаль» сердечно поздравляют его с этой наградой!



# РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ:

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕХДОБЫЧИ — ИТОГИ И ПРОГНОЗЫ



ИНТЕРВЬЮ

### РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ

Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти

В начале октября «Вертикаль» при участии членов Экспертного совета по механизированной добыче нефти (ЭСМД) провела Первую практическую конференцию «Добыча нефти: Энергоэффективность '2014» с участием 74 специалистов, в том числе, 14 членов ЭСМД.

За два дня работы участники заслушали и обсудили 21 доклад представителей РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, специалистов нефтяных компаний, заводов-изготовителей, из них три доклада представили члены Экспертного совета. Модератором конференции стал Рустам Камалетдинов, председатель ЭСМД, которому «Вертикаль» и адресовала свои вопросы...

**Ред.:** Как бы вы, Рустам Сагарярович, оценили итоги прошедшей конференции?

**Р.К.:** Считаю, что конференция прошла на высоком уровне, участникам удалось пообщаться между собой, обменяться опытом, получить новые знания. Подобные мероприятия крайне важны для Экспертного совета, на них мы информируем о нашей деятельности, узнаем о насущных проблемах, обсуждаем различные темы.

**Главное, чтобы снижение затрат на электроэнергию не являлось самоцелью, а сопутствовало сокращению затрат на добычу одной тонны нефти**

Прошедшая конференция показала, что направлением повышения энергоэффективности процессов добычи нефти, сбора и подготовки нефти и газа, систем ППД активно занимаются все нефтяные компании. При этом они находятся на разных стадиях — кто-то только приступил к формированию подходов, кто-то создал комплексную систему, кто-то отработал механизмы энергосбережения на од-

ном объекте и начинает их тиражировать.

В прозвучавших докладах видны подходы нефтяных компаний к вопросам энергоэффективности, как и их основные проблемы. Главное, на мой взгляд, чтобы снижение затрат на электроэнергию не являлось самоцелью, а сопутствовало сокращению затрат на добычу одной тонны нефти.

**Ред.:** Разработчики и производители ЭЭ УЭЦН жалуются на то, что нефтяные компании практически игнорируют инновационное оборудование, в которое они вложили немало материальных и трудовых ресурсов. Чем бы вы объяснили такое поведение потенциальных потребителей?

**Р.К.:** Я бы не был столь категоричен. На мой взгляд, инновационное энергоэффективное оборудование внедряется, другой вопрос, в каких объемах и какими темпами. При этом не хотелось бы винить в этом только нефтяников. Давайте попытаемся разобраться в столь непростом вопросе. Возьмем, например, сегмент мехдобычи установками электропогружных центробежных насосов (УЭЦН).

Дающий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, на начало года составил около 88 тыс. скважин. В год проводится около 48 тыс. ТРС, соответственно, спускается в скважины около 23 тыс. новых УЭЦН и около 25 тыс. комплектов УЭЦН, отремонтированных на сервисных базах.

Основной показатель, применяемый для контроля, — удельный расход электроэнергии (УРЭ) на добычу одной тонны жидкости (нефти). Обычный подход, это когда центральный аппарат доводит плановые показатели УРЭ до дочернего общества и контролирует его выполнение. Соответственно в каждом дочернем обществе формируются мероприятия по сокращению энергозатрат по всем направлениям.

При этом бюджет предприятия не предусматривает отдельное финансирование на закупку нового энергоэффективного оборудования, которое стоит дороже обычного, иногда в несколько раз. Хотя его срок окупаемости может быть один-два года, нужно выбирать, что купить — 10 обычных установок или, к примеру, 5 энергоэффективных.

При этом заводы-изготовители с трудом идут на снижение

цены оборудования, мотивируя значительными затратами на его проектирование, изготовление, испытания, доведение до серийного оборудования. Если мы говорим о комплектной установке, их можно понять — рентабельность продаж новых УЭЦН за последние годы постоянно снижается. Заводы-изготовители пытаются выжить за счет своих сервисных баз, на которых производится ремонт УЭЦН, однако и там расценки минимальные.

**Ред.:** Каков выход?

**Р.К.:** Один из вариантов — убедить нефтяные компании принимать в расчет при закупке нового оборудования совокупную стоимость владения УЭЦН, включающую в себя цену на новое оборудование, стоимость текущего и капитального ремонта оборудования (включая цену запасных частей), стоимость спуско-подъемных операций, затраты на электроэнергию, стоимость промышленного обслуживания. Или, по крайней мере, учитывать энергоэффективность оборудования при выборе поставщика.

Экономика проста. К примеру, по ЭЦН-40 разница в потребляемой мощности между двумя поставщиками, при переводе в денежное выражение при эксплуатации за год, составляет 22% от стоимости насоса. То есть можно купить более дорогой насос, но за срок его службы (обычно срок амортизации составляет три года) затраты окупятся.

Если мы говорим о заводах-изготовителях, учитывая, что около 50% от общего электропотребления установки приходится на электроцентробежный насос, то понятно, что нужно переходить от рабочих органов ЭЦН, спроектированных в 1960–1980-е годы к современным конструкциям. Сравнение КПД российских и западных насосов (разработанных примерно в то же время) не в пользу отечественных.

**Ред.:** Тогда, кто мешал отечественным заводам-изготовителям еще несколько лет назад



*разработать новый дизайн рабочих органов ЭЦН для того, чтобы довести их КПД как минимум до уровня западных насосов? Это не потребовало бы значительных затрат, но можно было, насыщая общий парк УЭЦН, за два-три года переоснастить большую часть фонда российских скважин, достигнув значительной экономии.*

**Р.К.:** Согласен с вами. В то же время на темпы внедрения энергоэффективного оборудования влияет и система закупок нового нефтепогрузного оборудования. Необходимо расширять практику использования долгосрочных контрактов с ежегодной индексацией цен, для того чтобы заводы могли спланировать свою производственную деятельность, не работая на склад, замораживая финансы.

В целом, если бы два руководителя — нефтяной компании и завода-изготовителя — сели за стол переговоров, решение было бы найдено, и такие примеры есть. Нужен диалог, нужны партнерские отношения.

**Ред.:** На ваш взгляд, энергоэффективная политика государства — дань мировым требованиям или насущная необходимость для России? Стоит ли всерьез экономить, если стоимость кВт\*ч невелика — от 3 до 10 рублей?

**Р.К.:** Одна из нефтяных компаний за счет выполнения меро-

приятий по сокращению энергопотребления по направлениям мехдобыча, сбор и подготовка нефти, системы ППД снизила

**Тема внедрения новой техники и технологий в области добычи нефти стоит очень остро, главное после окончания испытаний не происходит массового внедрения новинок**

его за год на 2%, получив экономии в 220 млн рублей. Немалая сумма. Резервов достаточно много, причем часть мероприятий является организационными и не требует значительных затрат.

**Бюджет компаний не предусматривает закупку нового ЭЭ оборудования, которое стоит дороже обычного, а изготовители с трудом идут на снижение цены**

В любом случае нужно пройти путь создания системы повышения энергоэффективности, включающей в себя организацию учета электроэнергии с разделением на процессы, оценку резервов, соотнесение их влияния на сокращение затрат на добычу одной тонны нефти, разработку мероприятий по снижению энергопотребления с учетом экономической

эффективности, организацию контроля за их исполнением и многое другое.

**Ред.:** Кто, как не нефтяники, должны ставить задачи производителям оборудования для добычи, подготовки нефти и газа, привлечь к сотрудничеству научные учреждения, инноваторов?

**Р.К.:** Тема внедрения новой техники и технологий в области добычи нефти стоит очень остро. Число новинок, проходящих опытно-промышленные испытания в российских нефтяных компаниях, — около 35–40, но затем не происходит массового внедрения новых видов оборудования и технологий.

Помните мой вопрос на конференции: «Какой новый вид оборудования для добычи нефти за последние 10 лет, кроме вентильных электродвигателей, был массово внедрен?» Ответа не последовало. «Пробиться» изобретателю, малой инновационной компании практически невозможно. Существующие венчурные фонды, Фонд «Сколково» существенно влияния на данный процесс не оказывают.

Можно и далее много говорить на эту тему, выделю главный, на мой взгляд, момент. Назрел вопрос создания на одном из действующих нефтяных месторождений полигона по испытанию новых видов технологий и оборудования. За счет этого можно было достичь:

\*Значительного сокращения времени на организацию испытаний. Имея список требований к изобретателю, малой компании (наличие опытного образца, технической документации, результатов стендовых испытаний и т.п.), быстро рассчитав экономический эффект по типовой методике, подписав типовую Программу ОПИ, приступить к ним в минимальные сроки;

\*Повышения качества проведения испытаний с применением современных систем мониторинга и управления;

\*Оперативного подведения итогов ОПИ — с сегодняшних



500 суток (в среднем) до 22–250 суток.

Организация рабочей группы из представителей разных нефтяных компаний позволит в будущем при положительных результатах испытаний массово тиражировать инновации сразу во всех нефтяных компаниях, не организовывая их повторно. Я сформулировал лишь основной подход, идея требует доработки, давайте ее обсудим, в том числе и на страницах вашего журнала.

**Ред.:** Экономических стимулов как не имели, так и не имеют до сих пор ни производители, ни потребители ЭЭ оборудования. Каковы были предложения ЭС МД по этой проблеме? Были ли они учтены при подготовке нормативных документов?

**Р.К.:** Существующие постановления Правительства РФ в области энергоэффективности добычи нефти не работают. Готовятся проекты постановления «Об утверждении перечня объектов, которые относятся к объектам высокой энергетической эффективности...» и «Методики отнесения объектов и технологий к энергоэффективным».

Нам удалось наладить контакты с Минэнерго и Аналитическим центром при Правительстве РФ, который обеспечивает общую организацию работ по разработке методики и с непосредственным исполнителем

ФБУ «НИЦПУРО». Мы изучили проект методики, подготовили замечания и довольно подробно обсудили их на круглом столе.

Нужны льготы, реальные льготы и для разработчиков ЭЭ оборудования, и для изготови-

### При закупке нового оборудования не учитывается ни совокупная стоимость владения УЭЦН, ни энергоэффективность оборудования поставщика

телей, и для потребителей данного оборудования. В процессе диалога с госорганами мы будем последовательно отстаивать свою позицию с учетом мнения всех сторон. Информацию о текущем состоянии дел планируем размещать на сайте ЭСМД ([www.pump-sovet.com](http://www.pump-sovet.com)) и, конечно же, на страницах «Вертикали».

### Назрел вопрос создания на одном из действующих нефтяных месторождений полигона по испытанию новых видов технологий и оборудования

Хочу добавить, что в первой редакции «Стандарта на установки скважинных электроприводных лопастных насосов», разработанного членами ЭСМД (в настоящее время проходит





экспертизу в 24 компаниях), мы впервые ввели понятия, характеризующие энергоэффективность оборудования.

Насосы и электродвигатели теперь разделены на классы с нормальным КПД и повышенным КПД. Такое разделение позволит потребителю правильно оценивать тип применяемого оборудования и возможность внедрения новых видов оборудования для реализации мероприятий по сокращению энергозатрат. Изготовителям же это позволит отказаться от неэффективной продукции и правильно оценивать уровень новых разработок.

**Ред.:** *Считаете ли вы правильным шагом обязать сервисные компании включить в перечень своих услуг определенные обязательства по энергоэффективности нефтедобычи? Ведь сейчас им эта проблема совсем не интересна...*

**Р.К.:** Если мы говорим о секторе УЭЦН, то на данный момент в России массово применяются две системы оплаты — «сутко-услуга» и «сутко-прокат», причем, если внешний сервис на начало текущего года составлял около 51 тыс. скважин, из них «сутко-прокат» — 19 тыс. скв. (37%), «сутко-услуга» — 32 тыс. скв. (63%).

Конечно, можно включить вывод на режим, контроль над эксплуатацией в сервисные конт-

ракты обязательства по сокращению электроэнергии на обслуживаемом фонде по системе «сутко-прокат», только при этом нужно понимать, какие функции из общего перечня работ (входной контроль, монтаж установки, вывод на режим, контроль над эксплуатацией, работа с осложненным фондом, демонтаж после отказа, разбор и определение причин отказа, текущий и капитальный ремонт) закреплены за сервисной компанией. При этом цена «сутко-проката» возрастет, т.к. энергоэффективное оборудование дороже серийного.

Но нужно учитывать один существенный момент, о котором мы говорили несколько лет назад, когда обслуживание по системе «сутко-прокат» только начиналось. Независимого сервиса в области УЭЦН нет. Кто будет ремонтировать новый тип УЭЦН, спущенный на определенном месторождении? Хорошо, если производитель имеет рядом свою сервисную базу. А если нет? Готов ли он передать конкуренту чертежи, необходимую оснастку, продать запчасти, обучить персонал? Эти непростые вопросы накладывают определенные ограничения на возможность массового внедрения новинок, и их надо решать.

Возможны новые формы сотрудничества — сервисная компания может предлагать опера-

торские услуги по добыче нефти, включающие в себя, кроме вышеизложенных процессов, спуско-подъемные операции. Оплата может производиться по согласованной цене за добычу одной тонны жидкости. При та-

### **Основное ограничение массового внедрения ЭЭ оборудования — отсутствие реальных льгот его для разработчиков, изготовителей и потребителей**

ких условиях сервисная компания дополнительно мотивирована и с помощью завода-изготовителя могла бы решить поставленные задачи, применяя инновационное энергоэффективное оборудование.

### **В процессе диалога с госорганами Экспертный совет по мехдобыче нефти будет последовательно отстаивать свою позицию с учетом мнения всех сторон**

В конце разговора хочу поблагодарить журнал «Нефтегазовая Вертикаль» за возможность высказать свое мнение и еще раз подтверждаю готовность Экспертного совета обсуждать и находить пути решения проблем в области добычи нефти. ■

2–3 октября 2014 года

# ПРОТОКОЛ

Москва, отель «Милан»

## Первой международной практической конференции ДОБЫЧА НЕФТИ: ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ '2014

Конференция была организована журналом «Нефтегазовая Вертикаль» при поддержке членов Экспертного совета по механизированной добыче нефти.



В работе конференции приняли участие 74 представителя компаний ОАО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Славнефть», ОАО «РуссНефть», РГУ нефти и газа им. Губкина, ООО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «БашНИПИнефть», ООО «ПечорНИПИнефть», ОАО «ОКБ БН КОННАС», ООО «Городской центр экспертизы», ЗАО «Электон», ООО «НЗНО», ООО «ЭПУ-ИТЦ», Baker Hughes, ЗАО «Новошет-Пермь», ООО «Экогермет-М», ООО «РЭНК», ООО «ЭЛКАМ», ООО «Ойлпамп Продакшн», ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис».

### Был заслушан 21 доклад:

- ⊙ Система мониторинга и оптимизации энергопотребления механизированной добычи нефти (РГУ нефти и газа им. Губкина);
- ⊙ Рациональное использование существующей инфраструктуры нефтяных промыслов для утилизации попутного газа (РГУ нефти и газа им. Губкина);
- ⊙ Повышение энергоэффективности добычи, транспортировки, сбора и подготовки нефти, систем ППД в ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Башнефть», ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Восток», ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть», НГДУ «Ямашнефть» ОАО «Татнефть», ОАО «Удмуртнефть»;
- ⊙ Кому и зачем нужны энергоэффективные УЭЦН (ЗАО «Новошет-Пермь»);
- ⊙ Применяемые технологии и оборудование ООО «РЭНК», ЗАО «Новошет-Пермь», ООО «Экогермет-М»;
- ⊙ О деятельности фонда «Сколково» в нефтегазовом секторе.

В первый день конференции состоялся круглый стол на тему «Как сделать принятые Постановления РФ по вопросу стимулирования использования и создания энергоэффективной техники для добычи нефти работающими», на котором присутствовали представители Аналитического центра при Правительстве РФ и ФБУ Научно-исследовательского центра по проблемам управления ресурсосбережением и отходами (НИЦПУРО).

### После обсуждения программы конференция постановила:

1. Считать достигнутыми основные цели конференции — обмен опытом в области повышения энергоэффективности добычи, сбора и подготовки нефти, систем ППД, обучение современным подходам при внедрении новых технологий и оборудования, обсуждение новых направлений повышения энергоэффективности добычи нефти.
2. Экспертному совету по механизированной добыче нефти проработать вопрос организации семинара в Западной Сибири по обмену опытом в области повышения энергоэффективности добычи нефти.  
Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок — 1 полугодие 2015 г.
3. Экспертному совету по механизированной добыче нефти подготовить Предложения по стимулированию проектирования, изготовления и использования энергоэффективных технологий и оборудования для добычи нефти.  
Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок — январь 2015 г.

**Р.С. Камалетдинов***Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти*

# ОТ МОНИТОРИНГА УРЭ К КАРДИНАЛЬНЫМ ВНЕДРЕНИЯМ ЭЭО



## ПАВЕЛ МУЗЫЧУК

Ведущий инженер ТРРВО УДНГ ООО «Газпромнефть-Восток»

составляющей эффективной энергетической политики РФ.

Декларируемые правительством РФ налоговые преференции разработчикам и потребителям при внедрении ЭЭО на деле не действуют. Нет методики отнесения оборудования или технологии к энергоэффективному, соответственно, нет и основания получить льготы от государства.

В итоге, как было сказано на круглом столе «Как сделать принятые постановления правительства по вопросу стимулирования создания и использования энергоэффективной техники добычи нефти работающими?», проведенном в рамках конференции, основное направление нефтяных компаний в области энергоэффективности — это «наведение порядка» с энергопотреблением стандартного оборудования без явного внедрения инноваций в сфере энергоэффективности как оборудования, так и методик.

Прогресса в данном направлении без кардинальной смены отношения к проблеме как госструктур, так и производителей с потребителями энергоэффективной продукции еще несколько лет не ожидается.

Внедрение энергоэффективного оборудования на данный момент в нефтяных компаниях носит точечный характер, связанный с совпадением необходимости смены устаревшего оборудования, либо в рамках проведения опытно-промышленных испытаний.

В первом случае внедрение происходит по результату проведения тендера, где основной критерий оценки — обеспечение требуемого результата и ра-

бочие параметры оборудования, выделенные в опросном листе заказчика.

В опросных листах нет конкретных показателей энергопотребления. Тендер сводится к выбору оборудования с наименьшей ценой при соблюдении требуемых характеристик. Аспект энергоэффективности рассматриваемого оборудования и эффект экономии затрат на электроэнергию в процессе эксплуатации рассматриваются в последнюю очередь либо вообще игнорируются.

В случае же выхода энергоэффективного оборудования на ОПИ ситуация ненамного лучше. Проведение подразумевает выполнение установленных критериев и срока реализации мероприятия с оплатой по результату. Нефтяные компании позитивно относятся к данной схеме, причем успешное ОПИ в одной компании не мешает другой провести аналогичное.

Поставщик энергоэффективного оборудования зачастую вынужден производить оборудование «под заем» с надеждой получить стоимость оборудования после ОПИ (если, конечно, косвенные причины не повлияют на основные показатели, что станет основанием не платить).

Даже успешное ОПИ не гарантирует последующего массового внедрения энергоэффективного оборудования. В основном, это объясняется прокатной схемой использования оборудования. То есть, подрядная организация и так предоставляет свое оборудование, а заказчик не решается внести большую статью затрат в бюджет компании на приобретение энергоэффективного оборудования взамен стандартного прокатного.

**О**ценка докладов большинства нефтегазовых компаний, прозвучавших в ходе Первой практической конференции «Добыча нефти: энергоэффективность '2014», позволяет судить о низком уровне внедрения передовых энергоэффективных технологий. При этом производители оборудования, соответствующего общим критериям энергоэффективного, сталкиваются с низкой заинтересованностью нефтяного сектора в испытании и внедрении данного вида оборудования.

Нефтяные компании вполне обоснованно аргументируют это сомнениями в надежности и в некоторых случаях в цене, превышающей цены стандартного аналогичного оборудования. Также свою роль сыграло несовершенство законодательной

Здесь могли бы помочь выходы производителей на сервисные компании по прокату либо непосредственно выход на рынок сервисных услуг. Последнее и предприняло, в частности, ЗАО «Новомет-Пермь», продвигая свою линейку энергоэффективного прогрузного УЭЦН.

Как альтернатива вполне могло бы помочь и расширение требований на тендере не только лучшей цены и соблюдения заявленных технологических параметров, но и расчет эффективности оборудования при эксплуатации.

Особое внимание к данному вопросу зарубежных производителей и предоставление ими не только коммерческого предложения, но и целостного бизнес-проекта внедрения оборудования со

сметой затрат вместе с оценкой получаемого высокого эффекта, выраженного сразу в рублях, позволяет даже с большей стоимостью побеждать на тендере, обходя недорогие отечественные аналоги, скромно предоставленные стоимостью комплекта и ТУ на одном-двух листах.

Плановый подход в «советском стиле» по данной проблеме никак не сочетается с современной обстановкой и предложениями на рынке. Необходимо переходить от мониторинга показателя удельного расхода электроэнергии и корректирующих мероприятий к кардинальным внедрениям передовых технологий. Причем эти технологии в большей степени представлены отечественными производителями.

Импорту, поставляемому на российский рынок, вообще не свойственна эффективность.

### Необходимо переходить от мониторинга показателя удельного расхода электроэнергии и корректирующих мероприятий к кардинальным внедрениям передовых технологий

Плюсы только массовость и относительная дешевизна. В данной ситуации требуется волевое решение перехода от сиюминутной экономии, присущей началу 1990-х годов, к пониманию и формированию долгосрочной программы развития и сокращения затрат. ■

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ: КОРПОРАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ

Итоги проведенной «Вертикаль» в начале октября текущего года Первой практической конференции «Добыча нефти: энергоэффективность '2014» свидетельствуют о том, что взгляды основных участников рынка — регулятора (власти), потребителей и производителей энергоэффективного оборудования и технологий — совпадают только в одном: экономить надо и, прежде всего, в секторе механизированной добычи нефти, на которую приходится 40–60% энергозатрат, опираясь на ключевой показатель — удельный расход электроэнергии (УРЭ).

Далее — разнбой, до которого мы еще дойдем (см. Нужны ли России энергоэффективные УЭЦН?, стр. 1, и «От мониторинга УРЭ к кардинальным внедрениям ЭЭО», стр. 10), а сейчас представляем читателю корпоративные подходы к управлению энергоэффективностью в нефтедобыче.

Начинаем с презентации **Алексея Зуева**, начальника Управления энергоэффективности и энергосбережения ОАО «НК «Роснефть»: он рассказал о корпоративной стратегии.



### «Роснефть» — стратегия повышения энергоэффективности

Когда перед «Роснефтью» была поставлена задача комплексного повышения энергоэф-

фективности, инструментом для решения задачи была выбрана система энергетического менеджмента на основе стандарта ISO 50001, направленного на постоянное улучшение ситуации (см. «Система энергетического менеджмента...»).

При расчете и контроле эффективности за основной параметр принят удельный расход энергии (УРЭ), который отражает энергоемкость производства при фактических/плановых показателях экономии электроэнергии, затраченной на добычу

жидкости механизированным способом и ГТМ (кВт<sup>ч</sup>/т).

С 2014 года в «Роснефти» принята следующая методика энергетического планирования: в первый — базовый — год проводится расчет фактического УРЭ, учет и анализ геолого-технических факторов. На втором этапе формируются программа и мероприятия по энергосбережению на расчетный период, рассчитывается экономия электроэнергии. На третьем этапе устанавливаются плановые УРЭ с учетом влияния геолого-технических факторов. По итогам полугода проводится анализ отклонения фактических показателей от плановых и корректируется УРЭ до конца года.

В компании проводится независимая оценка деятельности предприятий по управлению процессом повышения энергоэффективности. Предприятия оцениваются по 475 критериям, каждый из которых имеет собственную шкалу баллов. Оценки рейтинга используются для ежегодного премирования лучших предприятий.

«Главное изменение, — отметил А.Зуев, — вовлечение в эту работу тех подразделений, которые управляют оборудованием, а не только главных энергетиков или тех, кто ведет статистику или меняет лампочки».

Основной упор сделан на единые методики и правила, которые должны дать результат. А дальше для каждого предприятия будет разрабатываться дорожная карта по исключению

## СИСТЕМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА — ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ КОМПЛЕКСНОГО ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПАНИИ

### Основные направления СЭнМ:

Нормативные документы по энергоэффективности и область их применения	Планирование энергопотребления и мероприятий по энергосбережению, подтверждение результата, схема взаимодействия м/у службами ДО и ЦАУК.
Определение показателей эффективности деятельности	Единые для всех ДО показатели энергоэффективности и методика их расчета в разбивке объект/процесс/предприятие
Обеспечение работоспособности СЭнМ штатными менеджерами по энергосбережению	Выделенные люди в ДО для поддержания СЭнМ координацию м/у службами, проведение анализа и отчета для руководства
Развитие компетенций технического персонала по энергоэффективности. Системное обучение	Разработка и реализация обучения по техническим дисциплинам в области энергоэффективности. Контроль компетенций персонала (тестирование)
Мотивация и ответственность по уровням управления, включая высшее руководство	Установка целей на основании показателей и мотивация на их достижение через премии, рейтинги и т.д. Лидерство руководителя
Система учета энергоресурсов и контроля энергоэффективности	Каждый объект/установка имеет учет и вывод показателей оператору, который управляет режимом работы
Проектные работы, закуп оборудования и услуг с учетом критерия энергоэффективности	Справочники энергоэффективного оборудования и технологий. Типовые технические требования к оборудованию. Требования к проектн. документации

тех нарушений, которые есть, и повышению эффективности. «В идеале надо стремиться к 15% сокращению потребления энергии суммарно по всем процессам, включая мехдобычу, ППД и ППН».

Рассчитанная на 2009–2013 годы программа энергосбережения в «Роснефти» закончилась, и принята новая программа до 2018 года. И вот, что ин-

тересно: не всегда реализация Программы энергосбережения

### Парадокс компании: УРЭ растет, несмотря на многочисленные мероприятия по энергосбережению

приводит к снижению удельного расхода электроэнергии. «Отклонение за счет влияющих факторов ставит под сомнение экономию по мероприятиям программы энергосбережения», — отмечает А.Зуев.

### Выгоду от покупки ЭЭ оборудования «Роснефть» — пока в режиме пилотного проекта — теперь будет оценивать по специальной формуле

Как же объяснить этот парадокс, когда УРЭ растет, несмотря на многочисленные мероприятия по энергосбережению? А.Зуев считает это следствием недостатков планирования



энергопотребления, отсутствия отраслевой методологии планирования УРЭ для всех действующих в компании месторождений. Также неожиданный рост УРЭ может быть вызван технологическими и геологическими факторами, методики учета которых еще не отработаны. Могут влиять и недостаточные определенные уровни ответственности и схемы взаимодействия подразделений в процессе планирования и факторного анализа изменений УРЭ, а также — **снижение КПД насосов с увеличением наработки.**

Мы не случайно последние строчки выделители курсивом, они прямо касаются производителей оборудования. Опыт «Роснефти» подсказывает, что энергозатраты на привод УЭЦН составляют за год от 70% до 500% от базовой стоимости насоса, потому специалистами компании выведена формула для закупа установок УЭЦН с учетом критерия энергоэффективности (см. «Закуп оборудования...»).

По этой формуле «Роснефть» в режиме пилотного проекта (а она у участников конференции вызвала массу вопросов) те-

## ЗАКУП ОБОРУДОВАНИЯ И УСЛУГ С УЧЕТОМ КРИТЕРИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

### Предпосылки:

Мехдобыча является самым энергоемким процессом и составляет 50–60% от общего энергопотребления Блока; Основной объем жидкости (более 90%), поднимаемой из скважин, приходится на УЭЦН; Энергозатраты по УЭЦН за год эксплуатации составляют от 70% до 500% от их базовой стоимости; Выбор оборудования выполняется по минимальной цене, без учета критерия энергоэффективности.

### Пилотный проект ОАО «НК «Роснефть»:

В качестве единого подхода по сравнению ценовых предложений разработана формула учета критерия энергоэффективности при закупе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с номинальной подачей >100 м<sup>3</sup>/сут., выраженная через приведенную стоимость, состоящую из суммы цены оборудования (Ценабаза, п) и расчетных энергозатрат за год эксплуатации, определенных на основании номинального КПД насоса УЭЦН<sub>база</sub>, п

### Расчетная формула:

$$\text{Приведенная стоимость} = \text{Ценабаза, п} + \frac{\rho * g * Q * H}{8760 * \eta} * n * 8760 * Kз * \text{Тариф};$$

где:

$\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости, кг/дм<sup>3</sup> (принимается = 0,9)

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> (принимается = 9,81)

$Q$  – номинальный объем подачи, м<sup>3</sup>/сут. (указывается в «Требованиях заказчика»)

$H$  – номинальный дифференциальный напор, м (указывается в «Требованиях заказчика»)

$\eta$  – номинальный КПД насоса, о.е. (заполняется Поставщиком в закупочной документации)

$n$  – количество насосов, предлагаемых к поставке по позиции, шт.

86400 – коэффициент перевода м<sup>3</sup>/сут. в л/с

8760 – количество часов в году

$Kз$  – коэффициент эксплуатации фонда УЭЦН за год, о.е. (0,958)

Тариф – среднегодовая цена 1 кВт\*ч с НДС, руб./кВт\*ч (2,985 руб./кВт\*ч)

Организация входного контроля КПД на базе получателя.  
Допустимое отклонение КПД – 3% в соответствии с ГОСТ 6134-2007.

перь и будет оценивать общую выгоду от покупки оборудования с учетом его энергоэффективности. Вставив в формулу необходимые цифровые ве-

личины, производителю будет легко прикинуть «роснефтьевскую» стоимость его оборудования. Но не удивит ли она производителя?

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов (ЭС МД):** Все-таки почему в качестве критерия при закупке оборудования вы используете КПД, а не потребляемую мощность? КПД — это заявленный производителем параметр. Как его проверить реально?

**А.З.:** На стендах, которые у нас есть на базах, — они аккредитованы метрологической службой. Потребляемая мощность — это, безусловно, один из критериев, который связан с КПД. Вопрос, насколько правдив этот КПД.

**А.Рабинович («Новомет»):** Очень заинтересовала проверка КПД. Его проверять желательнее все-таки не у себя, чтобы можно было оперировать этими данными при работе с поставщиками.

**А.З.:** Да, но это пилотный проект... Со всем этим мы столкнемся, как только появится первый прецедент — нам нарисовали КПД 60%, мы купили по этой формуле, а по факту проверки получилось 50%. Скорее всего, тогда и начнется разбирательство, почему 50%. И скорее всего, будем искать какое-то решение, в том числе, проводить независимые стендовые испытания. Эта формула просто должна быть опубликована, и должно быть объяснено, что под каждым параметром имеется в виду.

**Вопрос:** Компания ввела стандарт по энергоэффективности, создала целое управление. Каков эффект?

**А.З.:** Эффект от внедрения у нас есть: по добыче — до 2%, по НПЗ система энергоменеджмента дала чуть больше — порядка 3–4% снижения энергозатрат. Это результат за два года работы этой системы.

**Вопрос:** Как вы считаете, можно по показателю УРЭ оценивать, насколько эффективно какое-то предприятие применяет ЭЭО? Либо он у каждого свой и связи не имеет?

**А.З.:** По этому показателю энергоэффективность оценивать нельзя. Чтобы понять, каков потенциал энергосбережения, надо применить программу, например, «Автотехнолог+Энергия», или аналог. Рассчитать на тех режимах, которые сейчас существуют, при более правильном подборе оборудования, какой будет удельный расход. Вот соотношение двух этих единиц даст показатель энергоэффективности.

## «Удмуртнефть» — штанговые вместо УЭЦН

Задачи по сокращению затрат на единицу продукции всегда стоят перед производителями любых видов товара, что в равной степени относится и к нефтедобывающим компаниям. Особенно это актуально в последнее время, в условиях ухудшающейся конъюнктуры на мировом рынке углеводородов. Ни для кого не секрет, что значительную часть в структуре себестоимости добычи составляют затраты на энергетику. В этой связи повышение энергоэффек-

тивности подъема и транспортировки нефти становится одним из приоритетных направлений в работе добывающих компаний и производителей оборудования.

Актуальность проблемы энергосбережения подтверждена оценками специалистов компании, согласно которым 55% от общего потребления электроэнергии расходуется на мехдобычу (см. «Актуальность»).

**Алексей Вешняков**, руководитель ГУП ОАО «Удмуртнефть», поделился опытом применения НГН двойного действия для снижения удельного расхода энергии (УРЭ). Суть — в замене УЭЦН на скважинах с де-



битом 50–100 м<sup>3</sup>/сут. штанговым насосом двойного действия НДШ-57/38 (разработка ООО «ЭЛКАМ»): УРЭ штанговых насосов по сравнению с УЭЦН, как известно, ниже почти в два раза (см. «Принцип действия...»).

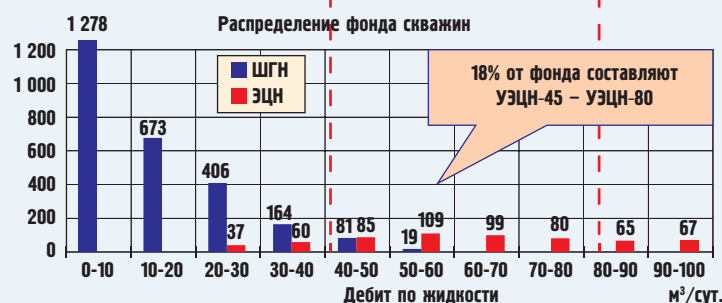
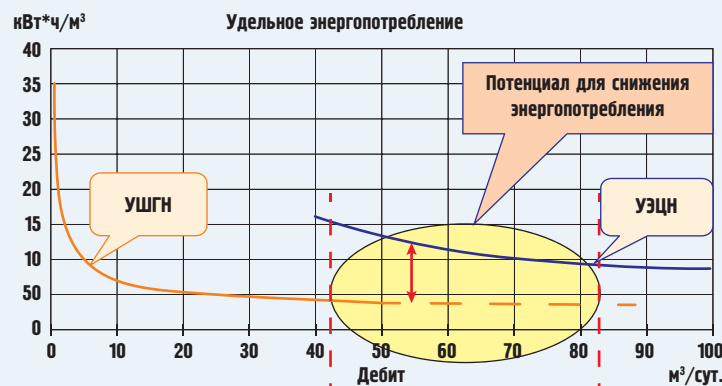
### Акционеры «Удмуртнефти» («Роснефть» и Sinopec) снижения УРЭ добиваются заменой УЭЦН на штанговые насосы

При эксплуатации штангового насоса двойного действия была произведена оценка УРЭ на скважинах с разными технико-геологическими свойствами. Был отмечено значительное снижение УРЭ в среднем, хотя на скважинах с высоким газовым фактором и большой вязкостью результаты были хуже (см. «Результаты замера энергопотребления...»).

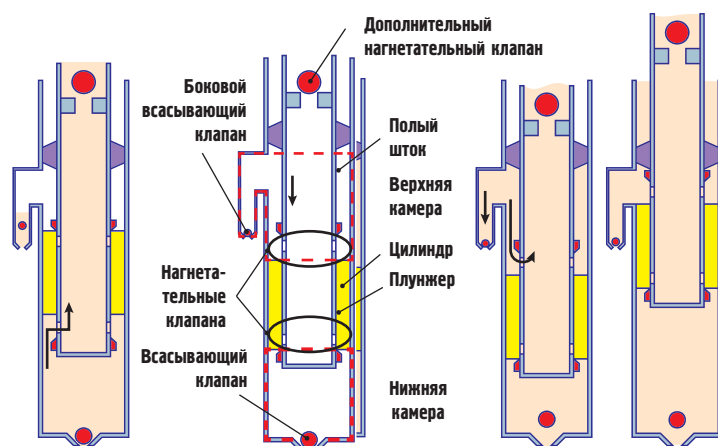
### Новый насос имеет и преимущества, и недостатки — их устранением и занимается разработчик. Испытания будут продолжены...

При эксплуатации нового насоса были также выявлены некоторые недостатки и разработаны рекомендации по их устранению. Так, были отмечены случаи зависания колонны насос-

#### АКТУАЛЬНОСТЬ



## ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ НДШ-57/38



ных штанг при ходе вниз. Для исключения этого рекомендовано производителям увеличение зазора плунжер–цилиндр с Fit-2 до Fit-4. Следует также дополнительно оценить работу насоса в условиях высокой вязкости жидкости. Возможно применение утяжеленных штанг.

На скважинах со значительным газовым фактором ( $165 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) коэффициент подачи насоса составляет 0,5, что не отличается от обычного ШГН. Для исключения вредного влияния газа предполагается провести испытания с газовым якорем.

Проведение промывок с циркуляцией через насос затрудни-

тельно, промывка возможна только при работающем насосе с объемом не более его производительности. Производителю следует обеспечить возможность промывки с циркуляцией через насос.

Произошло заклинивание плунжера при спуске в колонне НКТ  $\varnothing 73 \text{ мм}$  из-за посадочного кольца. Производителю рекомендовано внести конструктивные изменения с возможностью применения автосцепа.

Если суммировать полученные результаты, то преимущества НДШ в более чем двойном по сравнению с УЭЦН снижении УРЭ. Длина насоса также в два

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЗАМЕРА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НДШ



Удельное потребление электроэнергии скважин с НДШ-57/38 по сравнению со скважинами с УЭЦН в аналогичных условиях меньше в 2 раза

раза меньше центробежного, что позволяет реализовывать потенциал скважин с ограничениями по эксплуатационной колонне.

К недостаткам испытанных экземпляров НДШ-57/38 можно отнести глубину спуска, аналогичную насосу НН-44 с длиной плунжера 1200 мм, поэтому производителю рекомендовано проработать исполнения насоса для больших глубин. А также необходимость доработки конструкции для уменьшения наружного диаметра плунжера и применения автоматического сцепного устройства с целью исключения спуска плунжера на штангах.

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов:** Каков процент отказов ШГН, не отработавших гарантийный срок по причине обрыва штанг?

**А.В.:** Обрыв штанг по статистике компании составляет порядка 20%. Но причины разные.

**В.Окунев («Томскнефть»):** Вы довольны результатами испытаний? Рождается какой-то план переоснащения фонда УЭЦН на штанговые насосы?

**А.В.:** Испытания еще не закончены, но мы довольны теми результатами, которые уже получили. Никто не верил, но тем, что мы увидели, довольны.

Я не говорю, что это будет массовая замена за один год. Это будет планомерно. Если насос подтвердит свою работоспособность, если те минусы, которые мы обнаружили, будут устранены, то это будет планомерное внедрение по мере выхода ЭЦН из строя.

**Р.К.:** Какова совокупная стоимость владения ЭЦН и ШГН?

**А.В.:** Предварительная оценка: совокупная стоимость владения этим штанговым насосом в разы меньше, чем ЭЦН.



## «Сургутнефтегаз» — не все то золото...

Егор Каушмян, ведущий инженер производственного отдела надежности и качества сургутского ЦБПО ЭПУ, поделился корпоративным опытом эксплуатации ЭЭ УЭЦН.

«Сургутнефтегаз», как и другие компании, выбрал одним из приоритетных направлений по энергосбережению при механизированной добыче программу по повышению энергоэффективности применяемого оборудования. Внедрение энергоэффективного оборудования в компании началось с июня 2013 года, ныне эксплуатируются 22 установки в ЭЭ-исполнении.

Процесс внедрения нового оборудования начинается с его

закупки или проката, и затраты на это необходимо учитывать при подсчете будущей экономии. Условно разбив анонимных производителей оборудования на «первого» и «второго», специалисты компании отмечают, что у первого насосы номиналом 400–1250 в ЭЭ-исполнении стоят дороже базовых серийных на 22%, а насосы 500–1100 дороже серийных на 31%.

У второго производителя энергоэффективные насосы 400–1250 стоят уже на 76% дороже обычных, для насосов 500–1100 рост цены за энергоэффективное исполнение составляет 54%. Как говорится, почувствуйте разницу (см. «Затраты...»). Такое различие объясняется, главным образом, высокой ценой погружного кабеля,



применяемого для энергоэффективных насосов второго производителя.

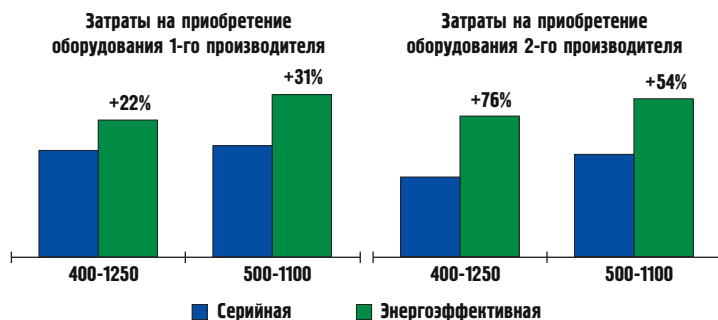
Для проведения сравнительного анализа работы энергоэффективных установок были подобраны установки с одинаковыми типоразмерами, работающие в скважинах с аналогичными гидродинамическими параметрами.

Потребляемая мощность энергоэффективных насосов оказалась ниже серийных. У первого производителя насос 400–1250 показал снижение потребляемой мощности на 18%, у второго — на 29%. Для типоразмера 500–1100 снижение потребляемой мощности составило у первого производителя 9%, у второго — 12% (см. «Потребляемая мощность...»).

Оценка показала снижение затрат на ЭЭ-оборудовании производительностью 400 м<sup>3</sup>/сут. на 25% у первого производителя и на 30% у второго, для установок большего типоразмера экономия не превышает 13% (см. «Снижение затрат...»).

Далее были учтены затраты на один ремонтный цикл, включающий в себя монтаж-демонтаж УЭЦН, запуск и выход на режим, капитальный ремонт ЭЦН и ПЭД, а также затраты на ремонт кабельной линии. Здесь снижение затрат у насоса первого производителя по сравнению с серийным насосом — 4–5%. У второго картина обратная — рост расходов для энергоэффектив-

### ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УЭЦН



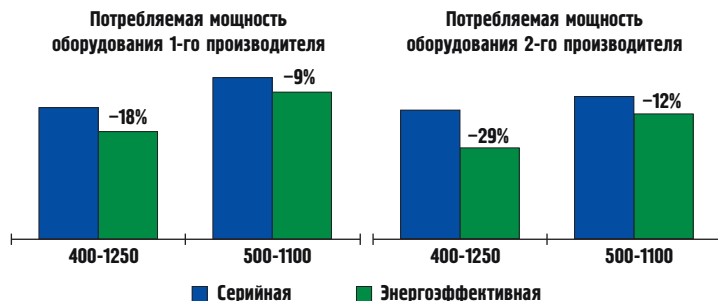
ЗЭУ 1-го производителя дороже базовых аналогичных УЭЦН:

- 400-1250 на 22%;
- 500-1100 на 31%

ЗЭУ 2-го производителя дороже базовых аналогичных УЭЦН:

- 400-1250 на 76%;
- 500-1100 на 54%

### ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩНОСТЬ УЭЦН



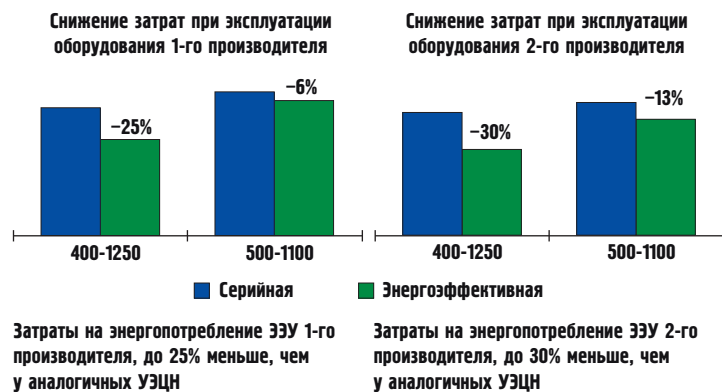
Потребляемая мощность ЗЭУ 1-го производителя ниже серийной:

- на 18% для типоразмера 400-1250;
- на 9% для типоразмера 500-1100

Потребляемая мощность ЗЭУ 2-го производителя ниже серийной:

- на 29% для типоразмера 400-1250;
- на 12% для типоразмера 500-1100

## СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН



ного насоса на 18% для 400–1250 и на 26% для 500–1100. Разница в затратах объясняется относительно низкой стоимостью ремонта кабеля для оборудования первого производителя.

При определении экономического эффекта от внедрения ЭЭ УЭЦН принимались во внимание все затраты на закуп, эксплуатацию и ремонт УЭЦН. На слайде отображены экономия электроэнергии за срок эксплуатации один год (см. «*Экономический эффект...*»).

Из представленной диаграммы видно, что установки производительностью 400 м<sup>3</sup> в сутки гораздо экономичнее установок 500–1100. Срок окупаемости для ЭЭ УЭЦН 400–1250 первого производителя составляет 0,85 года, а для установки 500–1100 срок окупаемости значительно превышает срок службы. Похожие дан-

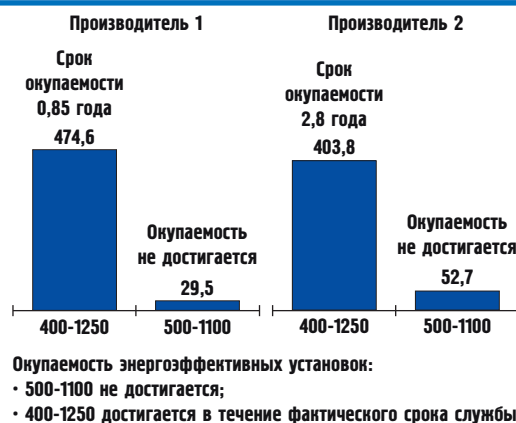
ные получены и по оборудованию второго производителя, хотя срок окупаемости у насоса 400–1250 намного больше — 2,8 года.

Из приведенных материалов следует, что использование ЭЭ установок 500–1100 не целесообразно, поскольку затраты на их приобретение и эксплуатацию существенно превышают эффект от их применения.

В целом выгоды от применения ЭЭ УЭЦН заключаются в уменьшении монтажной длины насоса и в снижении затрат на электроэнергию при добыче скважинной жидкости. Эффект достигается, в том числе, за счет применения вентильного привода УЭЦН с повышенным номинальным напряжением и — как следствие — со снижением потерь в погружном кабеле.

Но при использовании такого оборудования появляется и ряд

## ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УСТАНОВОК ЗА СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ 1 ГОД



недостатков, таких как необходимость значительных затрат на переоснащение фонда скважин кабельными линиями, отвечающими требованиям безопасности при эксплуатации погруж-

### Главная сложность при оснащении фонда скважин ЭЭ УЭЦН в том, что на рынке недостаточно производителей, предлагающих такие установки по приемлемой цене

ных установок мощностью до 5 кВт; увеличение затрат на приобретение наземного оборудования, станций управления и трансформаторов необходимой мощности и с напряжением вторичной обмотки до 5 кВт.

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов:** Процент отбраковки, стоимость, конечно, учитывались. И в конце какой вывод? Применять энергоэффективные установки или нет?

**Е.К.:** Вопрос применять или не применять энергоэффективные УЭЦН, необходимо рассматривать через призму цен на оборудование. В случае если цены на данные УЭЦН не будут значительно отличаться от цен на серийное оборудование, то и объемы внедрения существенно возрастут.

**Р.К.:** Это предмет переговоров между покупателями и продавцами, нефтяниками и заводчанами. Меньшая цена, большая энергоэффективность. При этом надо учитывать вид системы обслуживания — сутко-услуга или сутко-прокат. У «Сургутнефтегаза» база своя, покупается только новое оборудование: россыпью, комплектными установками. У «Роснефти» основная стратегия — сутко-прокат. То есть, новое оборудование продается завод-изготовителем и обслуживается в идеале на сервисной базе завода. Но как быть, если энергоэффективное оборудование «Новомета» попало на ремонт к конкуренту, например на базу «Борца»? Это тоже влияет на процессы внедрения энергоэффективного оборудования...

**«Башнефть» — база ЭЭ-технологий**

Программы мониторинга и контроля энергоэффективности насосного оборудования выполняются и в АНК «Башнефть». **Рустам Валиахметов**, руководитель сектора механизированной добычи ООО «БашНИПИ-нефть», отметил, что в структуре затрат на добычу нефти в компании энергозатраты составляют порядка 18%. При этом почти 90% от всего энергопотребления связано с эксплуатацией насосного оборудования.

Следует отметить, что за последние пять лет эксплуатационный фонд ООО «Башнефть-Добыча» снизился на 12% при росте добычи жидкости на 11,07%. Это иллюстрирует корпоративную политику интенсификации добычи (см. «Механизированная добыча нефти»).

В результате проведенного анализа были выявлены факторы, влияющие на рост удельного электропотребления, — увеличение объема закачки, рост глубины спуска и депрессии,

рост осложнений (АСПО, эмульсии, соли), рост низкопроизводительного фонда ЭЦН, рост линейного давления из-за роста добычи (в порядке значимости, см. «Энергоэффективность механизированной добычи»).

Для сдерживания роста энергопотребления при растущей обводненности в компании реализуется целый комплекс мероприятий. Это мониторинг и оптимизация инфраструктуры, закупка ЭЭ-оборудования, ЭЭ-дизайн, мониторинг и анализ работы мехфонда скважин, подбор оптимальных технологий из банка технологий компании. В мероприятия по повышению энергоэффективности вовлечены все службы компании.

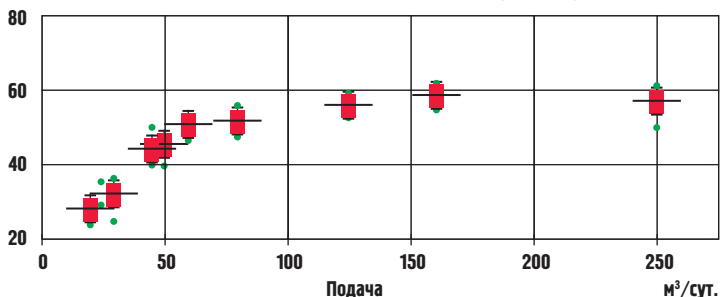
Система ППД является одним из самых энергоемких процессов. По ООО «Башнефть-Добыча» эта доля в 2013 году составила 33%. В результате оптимизации схемы закачки и вводов, перераспределения потоков жидкости и оптимизации насосного оборудования удалось добиться снижения затрат электроэнергии на ППД.



В компании разработана система мониторинга и анализа эффективности эксплуатации насосного оборудования, что

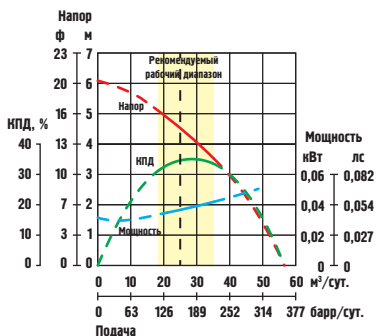
**ЗАКУПКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН**

НПД, % Зависимость КПД от номинальной подачи насосов разных производителей



$$C_{совокупн} = C_{тендер} + C_{за} \cdot (N_{гидр} \cdot A_{м} \cdot L_{сп}) / (K_{эксп} \cdot 24 \cdot 365 / 1000 \cdot H_{ном} \cdot НПД_{ном})$$

Выбор наиболее эффективного оборудования в тендерных приложениях



Рассматривается концепция закупки энергооборудования с учетом влияния энергетических характеристик оборудования на стоимость владения

**МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ**



связано с ростом расходов на электроэнергию по скважинам, оборудованным и ШГН, и ЭЦН. Одной из причин такого положения является заглубление оборудования и снижение динамического уровня.

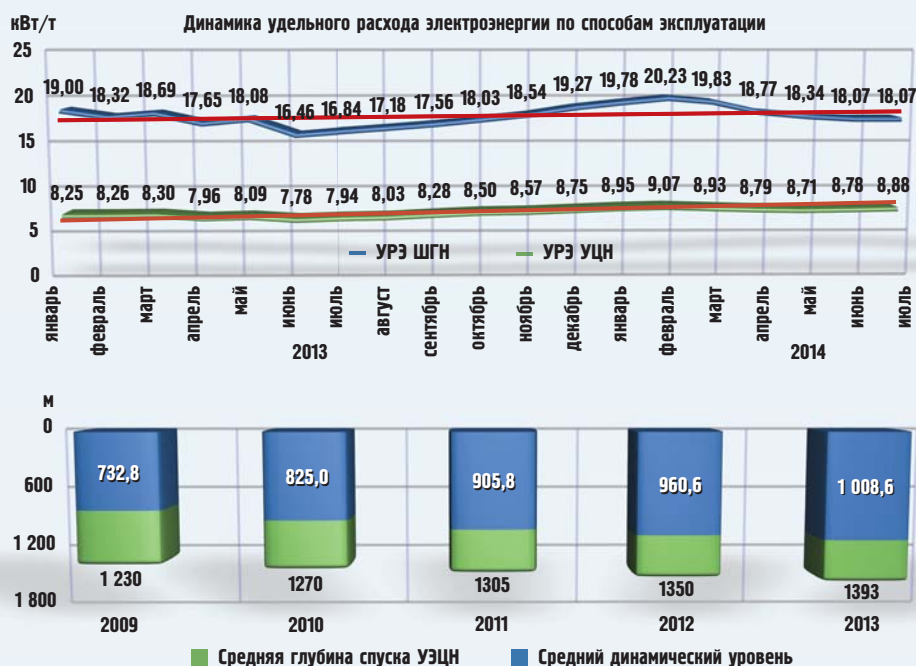
В ближайшее время в компании запланирована доработка системы мониторинга и анализа мехфонда, которая позволит оперативно выявлять скважины с превышением УРЭ, проводить детальный анализ энергозатрат и подготавливать рекомендации по их снижению, наработать статистику потерь мощности по каждой номенклатуре оборудования для дальнейшей коррекции закупочной политики.

В компании также реализуется целевая производственная программа технического перевооружения систем телемеханики и организации телеконтроля работы добывающих скважин, цель которой — подключение 100% фонда скважин в единую сеть.

За три года в компании обновлено 49% управляющих станций УЭЦН и УСН. В 2014 году закуплено 32 интеллектуальные станции управления.

Запланировано обновление программно-технологического комплекса «Насос» в части совершенствования алгоритмов работы ЭЦН с газом и высоковязкой эмульсией, подбора наземного оборудования и рас-

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ



чета энергопотребления всей установки.

Рассматривается концепция закупки ЭЭ УЭЦН с учетом влияния энергетических характеристик на стоимость владения (см. «Закупка энергоэффективного оборудования УЭЦН»).

При анализе энергоэффективности насосного оборудования уделяется повышенное внимание и наземному энергообо-

родованию с целью оценки соответствия фактической загрузки

**В компании разработан и внедряется целый комплекс мероприятий по снижению удельных энергозатрат на добычу нефти**

характеристикам оборудования. Так, при малых нагрузках КПД



трансформатора резко снижается, и это необходимо учитывать.

В 2014 году в компании начато строительство двух контейнерных ГТЭС с возможностью работы на ПНГ с содержанием сероводорода до 4%, на базе микротурбин мощностью 2 и 3 МВт. Ввод в эксплуатацию этих объектов повы-

сит энергоэффективность процесса добычи нефти.

В 2014 году в БашНИПИ-нефть начата работа по созданию и наполнению базы технологий. В ней будут храниться и систематизироваться описания испытанных и новых технологий, результаты их применения, ожидаемый и полученный эф-

фект, результаты опытно-промышленных испытаний...

**Ожидаемый в 2015 году эффект от таких мероприятий – снижение УРЭ при оптимизации ГНО на 1,5%, снижение энергопотребления насосов системы ППД на 2%**

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов:** Существует ли в «Башнефти» документ, описывающий порядок оценки экономической и технологической эффективности внедрения новых видов оборудования и технологий?

**Р.В.:** Как раз над этим мы работаем. Мы пытаемся разработать такой документ, чтобы определять по новым технологиям критерии оценки, как технологической эффективности, так и с точки зрения экономической и энергетической эффективности, чтобы потом по этим критериям можно было сравнивать между собой технологии. Причем хотим ввести интегральный показатель для оценки этой эффективности.

**Вопрос:** Раз вы такое большое внимание уделяете насосам ППД, хотелось бы узнать, на какие подачи вы используете насосы ППД и какой примерно КПД у этих насосов.

**Р.В.:** Могу только сказать, что объемы закачки у нас просто гигантские. У нас больше 90% обводненность фонда, большая часть месторождений находится на четвертой стадии разработки. Могу привести такой пример: на Шкаповском месторождении сейчас меняем ЦНС на импортные вертикальные насосы, у которых удельное энергопотребление в два раза ниже. По ним у нас экономия получается до 5 млн кВт\*ч в год.

**Вопрос:** А почему вы покупаете для закачки вертикальные насосы зарубежных фирм?

**Р.В.:** С точки зрения закупки оборудования, у нас очень строгая закупочная политика. Мы не можем выбирать какого-то определенного производителя. У нас кто даст лучшее предложение, максимально эффективное в совокупности технологических, энергетических и экономических параметров, тот и побеждает. Поэтому предпочтений ни иностранным, ни отечественным производителям нет.

## «Альметьевнефть» — за счет ПЭС

**Фарид Хазипов**, ведущий инженер технологического отдела добычи нефти и газа НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», считает, что хотя сегодня энергия и стоит достаточно дешево, она будет подниматься в цене, и к этому надо быть готовым, чтобы не пришлось потом останавливать скважины. Существенна экономия даже 1% энергозатрат. Так, «Татнефть» порой экономически выгоднее не закупать дорогостоящее оборудование, а произвести ремонт более дешевого.

По его словам, компания рассчитывает выйти на экономию до 20% по затратам электроэнергии в зависимости от типа-размера УЭЦН. В том числе, за счет технологии ПЭС: число скважин в НГДУ, эксплуатируемых в режиме ПЭС, за пять лет

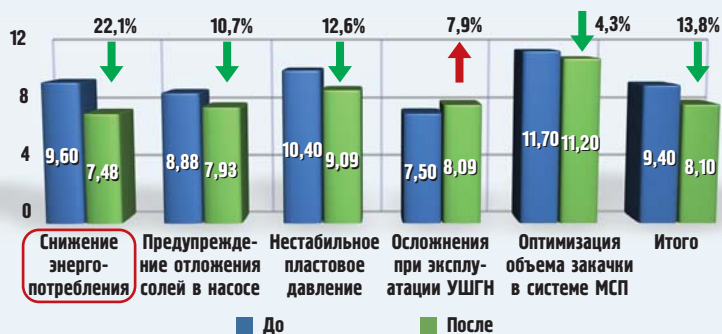
выросло с двух до 118. Накопленный опыт эксплуатации УЭЦН в этом режиме позволяет с уверенностью говорить о весьма неплохих результатах по снижению удельного энергопотребления на добычу жидкости, а это от 4% до 22% снижения (см. «Изменение удельного энергопотребления...»). Исключением является только переход с УШГН, что обусловлено изначально более низким КПД динамических насосов по сравнению с объемными.

На одну скважину в среднем по НГДУ достигается экономия 66 тыс. рублей. Для всего фонда УЭЦН в режиме ПЭС — уже почти 8 млн рублей ежегодно. Нарботка на отказ для скважин, осложненных отложением солей, возросла с 398 до 858 суток. Периодический режим работы УЭЦН позволяет поддерживать оптимальное давление на приеме насоса.



## ИЗМЕНЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В РЕЖИМЕ ПЭС

Затраты на электроэнергию в год, тыс. руб.			Удельные затраты на электроэнергию в год на 1 скважину, тыс. руб.		
До внедрения ПЭС	После внедрения ПЭС	Экономия	До внедрения ПЭС	После внедрения ПЭС	Экономия
47 801,8	39 990,2	7 811,6	405,1	338,9	66,2



Скважины, которые выбираются для внедрения технологии ПЭС, характеризуются высоким отложением солей в насосе,

нестабильным пластовым давлением, либо это скважины, подлежащие оптимизации закачки в системе МСП (см. «Выводы»).

Существуют и риски при переводе скважины в режим ПЭС, такие как широкий диапазон изменения обводненности при отборе проб, отложение парафина в

**На одну скважину в среднем по НГДУ достигается экономия 66 тыс. рублей. Для всего фонда УЭЦН в режиме ПЭС – уже почти 8 млн рублей ежегодно**

НКТ. Что касается изменения обводненности, то рекомендация специалистов такова: чем мень-

**«Альметьевнефть»: в целом периодическая эксплуатация УЭЦН позволяет снизить удельное энергопотребление на 22,1%**

ше время накопления в цикле, тем меньше разброс отбираемых проб по обводненности. С отложениями парафина можно успешно бороться путем применения труб НКТ со специальным покрытием, а также ТМС.



### ВЫВОДЫ

1. Периодическая эксплуатация УЭЦН позволяет сократить удельное энергопотребление на 22,1%;
2. ПЭС дает возможность увеличить наработку УЭЦН на скважинах, осложненных отложением солей;
3. Эксплуатация УЭЦН в режиме ПЭС обеспечивает оптимальное давление на приеме насоса при эксплуатации скважин на участках с нестабильным пластовым давлением;
4. ПЭС позволяет оптимизировать объемы закачки в системе МСП без проведения ПРС;
5. Периодический режим работы не влияет на достоверность замера дебита скважины;
6. Чем меньше время накопления в цикле, тем меньше дискретность отбираемых проб по обводненности;
7. Внедрение технологии ПЭС необходимо производить на НКТ с покрытием, с комплексом ТМС.

## ДИСКУССИИ

**Р. Камалетдинов:** Вы провели испытания, появились выводы. А в целом, как экономику проекта оценить? В рублях или в каких-то других показателях. Насколько экономически эффективен данный проект?

**Ф.Х.:** Для тех скважин, где мы внедряли УЭЦН с целью экономии электроэнергии, мы добавляли, по сути, только плавный пуск. У нас увеличивается стоимость лишь на это оборудование. Для одной скважины у нас экономия порядка 66 тыс. рублей. Плавный пуск стоит порядка 66 тыс. Поэтому он окупается чуть более года в среднем.

Для тех скважин, которые осложнены солеотложением, он окупается и вовсе за полгода, потому что у нас МРП обычно на скважинах ЭЦН, осложненных солями, всего лишь 400 дней. Для нас это очень мало, потому что в среднем МРП по УЭЦН — 1450 суток. Это значительная разница. Поэтому экономия на ремонте у нас очень большая.

**Р.К.:** Когда мы применяем периодику, у нас достаточно много включений и выключений, которые влияют на ресурс кабеля, электродвигателя, насоса. И нужно понять, насколько данный режим эксплуатации влияет на ресурс этих компонентов и не несет ли вы дополнительные затраты при ремонте.

**Ф.Х.:** При планировании данного оборудования мы предоставляем технико-экономическое обоснование. И там тоже показываем, как у нас меняется МРП, то есть, будет ли изменяться количество ремонтов, какую выгоду это нам даст в плане удельного энергопотребления. Поэтому мы в достаточно значительном плюсе, поэтому идем дальше.

**С. Степанов («Ставропольнефтегаз»):** Вы приводили в пример положительный результат на солеотлагающем фонде. Действительно ли можно отказаться от ингибирования при переводе этих скважин в такой режим периодической эксплуатации?

**Ф.Х.:** Да, ингибиторы коррозии туда не подаем, после того как мы перешли на оборудование большей производительности, но уже в периодический режим работы.

**Р.К.:** Используете ли вы современные станции управления для УЭЦН?

**Ф.Х.:** Да, и они позволяют, если включить подземную телеметрию, останавливать и запускать оборудование автоматически. Более того, можно подключить частотник, и он будет сам менять частоту, чтобы подстраиваться под определенное давление. Практически весь наш фонд закрыт современными станциями управления. Поэтому я считаю, что лучше нам пока не надо, тем более за большие деньги.

**Вопрос:** Почему выбран такой сверхкороткий период эксплуатации — 8 мин.? Не проще ли выбрать хотя бы получасовой цикл?

**Ф.Х.:** У нас основной приток с пласта приходит при малом забойном давлении. Поэтому при кратковременном наполнении у нас происходит наибольший приток. Мы получаем больше жидкости и, соответственно, больше нефти. Поэтому мы все-таки ставим не несколько часов, не час, не полчаса, а 8 мин. Для нас это оптимально.

К тому же для эксплуатации скважин с солеотложением мы вообще ограничили по регламенту время работы — не более 3 мин., чтобы не было перегрева жидкости и, соответственно, отложения солей.

### «Газпромнефть-Хантос» — от счетчика до оборудования

Целью предприятия является комплексное снижение энергопотребления на механизированный подъем, как самого энергозатратного (порядка 60%) направления производства, отметил **Радик Лутфуллин**, ведущий инженер ТОРВО компании.

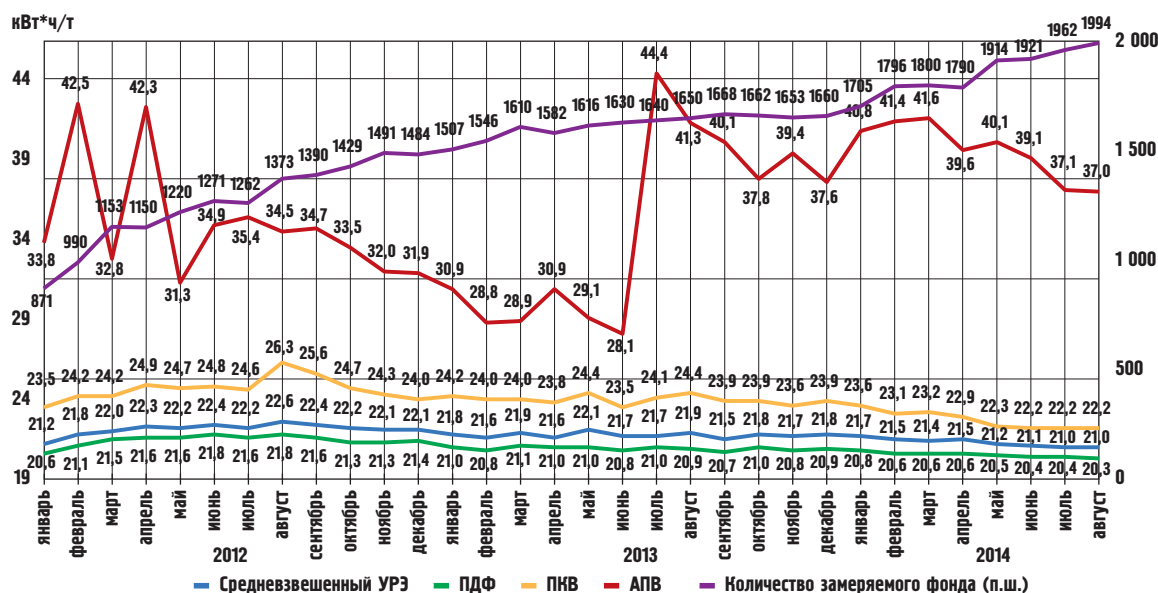
Основа первого этапа комплекса энергосбережения — внедрение технического учета электроэнергии и установка счетчиков электроэнергии, без которых не имеют смысла другие мероприятия. Ими на сегодня обеспечено 95% фонда. Следующий этап — внедрение

автоматизированной системы постоянно действующего аудита потребления электроэнергии (АСПД АУДИТ), при помощи которого проводится мониторинг режимов работы УЭЦН. Параллельно был проведен глубокий факторный анализ по влиянию негативных факторов на энергопотребление.

Исходя из анализа энергопотребления принимается решение по подбору оборудования определенной линейки и режима работы УЭЦН с максимальной энергоэффективностью. И на заключительном этапе происходит комплексный подбор оборудования с учетом всех сопрягающих факторов (МРП, стоимость суток проката, осложненные факторы). И как итог



## ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО МЕХФОНДУ С РАЗБИВКОЙ ПО РЕЖИМАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ



этой работы достигается снижение УРЭ на мехподъеме жидкости из скважин (см. «Потребление электроэнергии...»).

Сейчас средневзвешенное УРЭ в компании составляет 20,3 кВт\*ч/т нефти при фонде более 2000, причем растет фонд кратковременной эксплуатации, что говорит о низ-

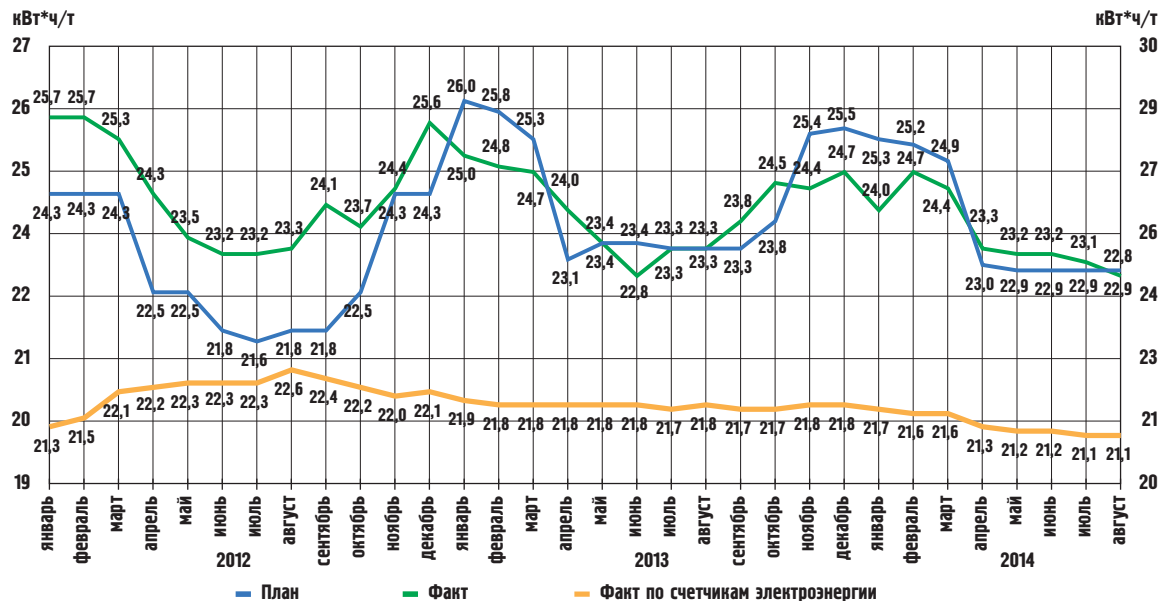
ких потенциалах скважин после бурения. Таких в компании уже более 800.

Также компания проводила замеры показателей по изменениям УРЭ после смены погружного оборудования. Мероприятие, которое принесло максимальный эффект, это смена постоянного режима, работающе-

го в левой зоне малодебитных установок, на режим кратковременной эксплуатации.

Проводился и анализ причин отклонений УРЭ на различных скважинах. Основной причиной повышения УРЭ следует признать снижение притока. Соответственно рост УРЭ зафиксирован по фонду новых скважин,

## ДИНАМИКА УРЭ, 2012–2014 ГГ.





где происходит снижение ФЭС призабойной зоны, а также снижение пластового давления на скважинах, где отсутствует или находится на стадии формирования система ППД.

Мониторинг УРЭ фонда скважин с наработкой выше 500 суток показал, что рост УРЭ за счет износа оборудования составляет примерно 5% за год.

На предприятии были проведены ОПИ ЭЭ УЭЦН: установки ВНН-100Э (11 шт.) компании «Новомет» показали снижение энергопотребления в целом на 25%. Но повышение стоимости проката превысило экономиию по электроэнергии. Успешно прошли ОПИ ЭЭ-установки S8000N (19 шт.) компании Schlumberger, которые показали снижение УРЭ в среднем на 2 кВт\*ч/т нефти. На стадии оценки ОПИ сейчас находятся ЭЭ УЭЦН FLEX(7 шт.) и МТ (4 шт.) компании Baker Hughes и СЦ ЭПУ.

Главное наше направление — внедрение в 2014 году в «Газпромнефть-Хантосе» совместно с одной из сервисных организаций АСПД АУДИТ. Цель проекта — осуществление контроля удельного расхода электроэнергии по нефтепромысловому оборудованию, объектам, процессам и предприятию в целом.

Проект дает возможность проводить мониторинг работы отдельно по режимам эксплуатации скважин, отображать энергопотребление в разбивке по подрядным организациям, предоставляющим услуги, и отображать данные по цехам добычи.

АСПД АУДИТ позволяет осуществлять качественный мониторинг работы различных технологических процессов, отображать расход электроэнергии в целом и по каждому элементу, оперативно проводить мероприятия по корректировке режима работы оборудования с точки зрения энергопотребления, что и отражается на главном экране.

Дополнительные плюсы проекта — это формирование итоговых показателей удельного расхода электроэнергии по процессам, чтократно увеличивает возможность персонала для корректировки текущих режимов работы по своим направлениям.

Вся база данных «питается» с самого нижнего уровня, что исключает влияние человеческого фактора. Также нам удалось свести в одну систему коммерческий учет ЭЭ, технический учет ЭЭ и данные со счетчиков ЭЭ.

Как итог следует отметить снижение УРЭ на МП на 1,4%, с 23,91 до 23,58% за 9 месяцев



2014 года по сравнению с тем же периодом 2013 года. Экономия по электроэнергии за 2013

**АСПД АУДИТ: внедрение системы энергоменеджмента позволяет систематизировать и оценить фактическое потребление по режимам работы, по типоразмерам и типам оборудования. Значит, и по поставщикам...**

год составила 5,185 млн кВт\*час (см. «Динамика УРЭ...»).

## ДИСКУССИИ

**Вопрос:** У нас в общих сетях, начиная с точки подключения к внешним сетям и заканчивая насосом под землей, есть потери электроэнергии, в собственных сетях. Как их делить по процессам? Потери в сетях, на КДП, на подготовку, на перекачку. И как это учитывать в системе?

**Р.Л.:** У нас происходит следующим образом. Проводим технический учет электроэнергии и коммерческий учет электроэнергии. Разницу, дельту от технического и коммерческого учета, мы делим. Это и есть наши потери. Они делятся пропорционально потреблению электроэнергии на каждый процесс. Сейчас совместно с РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина мы ведем работу по выявлению потерь.

**Вопрос:** У вас был приведен пример — применение погружного кабеля с жилами из алюминиевого сплава. Можно как-то поделиться опытом? Какие результаты? Есть эффект, нет эффекта?

**Р.Л.:** Были запущены девять установок с алюминиевым кабелем. Из них две установки подняли по ГТМ. Одна скважина отказала с наработкой 200 суток. Но там к кабелю никаких претензий нет. Оставшиеся установки пока работают.

**А.Дроздов (РГУ нефти и газа):** Прокомментируйте данные по энергоэффективным насосам «Новомета». Суммарный эффект не перекрывает увеличение затрат на прокат?

**Р.Л.:** Я думаю, что этот вопрос, наверное, не ко мне, а к фирме «Новомет». Какие цены сутко-проката они нам установили, по таким мы работаем. Получилось, что экономия электроэнергии у нас не перекрывает сутко-проката. Оборудование дороже. Да, оно имеет хорошее снижение энергопотребления, но не перекрывает увеличение цены сутко-проката. За год эти затраты не отбить.

## «Газпромнефть-Восток» — высокий потенциал

С учетом соотношения потерь энергии в различных узлах, отметил Павел Музычук, ведущий инженер ТОРВО УДНГ ООО «Газпромнефть-Восток», была разработана методика их снижения. Были выбраны основные направления — повышение КПД, внедрение более эффективных установок, снижение линейного давления... Это позволило компании в 2013 году выйти на плановый показатель УРЭ.

В 2014 году экономия затрат электроэнергии уже превышает 15 млн рублей. Оказалось, что гораздо эффективнее использовать большие насосы с высоким номиналом производительности в режиме периодического включения, например на 20 минут в час, чем малодобитные установки, работающие непрерывно и потребляющиекратно больше электроэнергии, к тому же из-за малых проходных отверстий лопастей склонные к засорению и отказам.

В 2014 году компания уже не внедряла установки с малым но-

миналом порядка 30 кубов, вводились в строй только 80- и 100-кубовые установки. Здесь также сыграло свою роль преимущество прокатной схемы, когда стоимость проката установок с разной производительностью практически не отличается.

Наиболее энергоемкие процессы связаны с добычей и закачкой жидкости. Если включить в круг экономии процессы ППД и подготовки нефти и газа, то вполне реально достичь в будущем экономию в 10–15 % от общих затрат на добычу тонны жидкости. Компания стремится к таким удельным цифрам по энергопотреблению, как 20,2 кВт на тонну жидкости на мехподъеме, по ППД — около 8,48 кВт, по подготовке нефти — до 3 кВт.

Выбранная концепция расширения количества периодического фонда и цель эксплуатации УЭЦН в оптимальной рабочей точке позволили снизить риск отказа оборудования по причине износа, а также повысить энергоэффективность добычи жидкости.

Было отмечено, что максимальный КПД насоса, а соответственно и энергоэффектив-



ность всей системы, обеспечивается при эксплуатации ЭЦН в центральной части рекомендуемого рабочего диапазона. Чем ближе рабочая точка ЭЦН к точке его максимальной эффективности, тем больше энергии потребляется насосом для выполнения полезной работы. Это в свою очередь снижает потери мощности. Установлено, что

### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА

В рамках всего ДЗО провести аудит процессов и используемого оборудования и в соответствии с итогами установить показатели УРЭ всех узлов технологии добычи нефти и газа. Согласованные с КЦ и НТЦ показатели сформировать в единый перечень, используемый при оценке закупаемого оборудования на тендере производителей. В опросном листе на конкретное оборудование указывать утвержденный показатель удельного расхода электроэнергии и требовать в коммерческом предложении, кроме калькуляции стоимости и комплектации, наличия расчета энергопотребления на заявленных параметрах.

Вести постоянный мониторинг формирования пакета программ внедрения энергоэффективных технологий с получением соответствующих льгот, предусмотренных постановлениями правительства РФ.

Продолжить ведение и совершенствование составления энергоэффективного дизайна прокатного оборудования стандартных серий EZ-Line, DN-Line, MT-Line ООО «СЦ ЭПУ». Предусмотреть анализ методики и повышение корректности расчета планируемого удельного расхода электроэнергии.

Рассмотреть в соответствии с М-01.06.0302-09 возможность включения уровня достижения плановых показателей по расходу электроэнергии на механизированный подъем при заключении договорных отношений с подрядной компанией по прокату погружного оборудования.

Выход на ОПИ передовой разработки эксплуатации малодобитных скважин насосом объемного типа с линейным электродвигателем как альтернативу штанговым глубинонасосным установкам.

Разработка и оценка потенциального эффекта перевода групп низкодобитных скважин на эксплуатацию струйными насосами с использованием высоконапорной энергоэффективной УЭЦН (в собственности ГПНВ) для закачки рабочего агента в скважины.

Разработать в соответствии с рекомендациями по М-01.06.03.02-10 замещение части фонда скважин — с наработкой более чем на 10% от средней по месторождениям и без осложняющих факторов — на оборудование собственности ООО «Газпромнефть-Восток». В данном направлении будет заметен синтез эффекта снижения стоимости проката оборудования и внедрение энергоэффективных УЭЦН...

## ДИСКУССИИ

**Вопрос:** У меня замечание такого рода. В отличие от предшественников, часто ссылавшихся на комплексные затраты, которые очень сильно мешают оценить общий эффект, достигнутый за счет расчета электроэнергии, когда одновременно с экономией электроэнергии получают увеличенные затраты на приобретение и амортизацию оборудования, увеличение стоимости, вы ни слова об этом не сказали.

**П.М.:** Здесь у нас какой плюс? Все прокатное. Поэтому оборудование отработывает год, гарантийный срок. Мы претензий к подрядчикам не имеем.

**Вопрос:** Компания заинтересована в том, чтобы получить положительную динамику по сокращению затрат на электроэнергию?

**П.М.:** Конечно, эти мероприятия частично уже выполнены, но потенциал остался. У нас есть и мероприятия по импортозамещению. Это отказ от установок Baker Hughes для водозаборной высоконапорной закачки. Здесь посчитан эффект. Там определены и закупка оборудования, и эффект снижения за счет перехода на отечественное аналогичной производительности — 2 тыс. кубов, но с вентильным двигателем. И экономия электроэнергии — где-то 300 кВт\*час. Благодаря как раз санкциям и борьбе с импортом у нас сейчас появилась возможность наконец-то пробить отечественного производителя и получить энергоэффективное оборудование даже в собственность.

**Вопрос:** Просто я хочу сказать, что да, вы на механизированной добыче добились результатов. Но здесь потери в сетях вы увеличиваете, капиталоемкость наземных структур тоже увеличиваете, потому что для большего ЭЦН нужно оборудование, трансформаторы, линии — все увеличивается.

**Р. Камалетдинов:** На мой взгляд, вы оба правы. Но давайте не будем забывать, что любая программа по снижению энергопотребления не должна быть некой кампанией. Сейчас данным направлением занимаются многие компании, причем с хорошими результатами. Но в целом должно происходить снижение операционных и капитальных затрат на добычу одной тонны нефти.

увеличение КПД ЭЦН на 1% ведет к снижению энергопотребления в среднем на 2%. То есть по УЭЦН, эксплуатируемым в левой зоне, завышенное потребление электроэнергии может достигать 20% и более.

### Проведенная оценка текущего уровня эффективности эксплуатации УЭЦН на действующем фонде позволяет судить о высоком потенциале снижения УРЭ

Стратегия вывода всего механизированного фонда на оптимальный РРД основана на системном анализе режима работы в совокупности с используемым оборудованием. Мероприятия по снижению УРЭ в 2014 году оцениваются 0,82 кВт\*ч/т нефти (планировалось 1,32 кВт\*ч/т нефти), что к концу года может составить экономию в 4,883 млн кВт\*ч (15,281 млн руб.).

### Также стоит отметить, что высокий потенциал при этом характеризуется и хорошим показателем уже достигнутого уровня УРЭ

Снижение УРЭ достигнуто за счет выполнения мероприятий по подбору оптимального ПО при ТКРС — 75 скважин, переводу в АПВ/КЭС режим при ТКРС — 16 скв., переводу при эксплуатации в КЭС — 14 скв. с расширением энергоэффективной серии DN-Line и MT-Line (внедрено 33 и 25 комплектов соответственно), а также за счет применения высоковольтных ПЭД в компоновке УЭЦН — 21 шт., и замены газосепараторов входным модулем на 12 скв.

Проведенная оценка текущего уровня эффективности эксплуатации УЭЦН на действующем фонде позволяет судить о высоком потенциале снижения УРЭ (см. «Меры по реализации потенциала»). Также стоит отметить, что высокий потенциал при этом характеризуется и хорошим показателем уже достигнутого уровня УРЭ. ■



# ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЭ-ТЕХНОЛОГИЙ И ЭЭ-ОБОРУДОВАНИЯ

В этом блоке публикаций «Вертикаль» подведет итоги прозвучавших на Первой практической конференции «Добыча нефти: энергоэффективность '2014» докладов, связанных с предложениями энергоэффективных технологий со стороны разработчиков и изготовителей, а также с опытом их применения добычными компаниями в практических условиях.

Следует отметить, что не все наши потребители используют отечественные наработки, но и винить их в этом «Вертикаль» не намерена — в процессе поиска оборудования и технологий с заданными параметрами компании смогли их найти за пределами России...

Стартуем с предложений отечественных разработок.



## «Экогермет-М» — механическое уплотнение

Компания в сотрудничестве с ООО «Нефтегазовые космические технологии», резидентом Технопарка «Сколково», предлагает комплекс энергосберегающего оборудования на основе объемных насосов для рентабельной эксплуатации низкодебитного и осложненного фонда нефтяных скважин. Отметим, что данные разработки не имеют аналогов за рубежом и конкурентоспособны на мировом уровне.

Так, одной из причин высококого УРЭ на российских нефтяных скважинах, отмечает **Борис Захаров**, топ-менеджер упомянутых предприятий, является чрезмерное увлечение нефтяников УЭЦН, которые порой используются там, где с успехом можно применять ШГН или иные объемные насосы, имеющие заводом более высокий КПД

УЭЦН на самых идеальных режимах, которые редко достигаются на практике, показывает КПД 0,6–0,7, в то время КПД объемных насосов — выше 0,9. Причина тому — хорошие уплотнения и, как следствие, отсутствие перетоков в объемных насосах. Рациональный подбор оборудования — это ключ к энергоэффективности.

Основой поршневого насоса новой конструкции, разработанной в «Экогермет-М», является механическое уплотнение нового типа, состоящее из набора эксцентрических металлических колец. Уникальная конструкция позволяет использо-

вать такие уплотнения в самых различных подвижных соединениях, для высоких температур, давлений и скоростей. Изготавливать кольца для уплотнения можно из самых различных материалов — различных металлов, графита, пластика, композитных материалов.

Насосы с такими уплотнениями имеют КПД на 10–15% выше, чем у обычного насоса, и обеспечивают повышение наработки на отказ в несколько раз даже в сложных технико-геологических условиях.

Так, комбинированное уплотнение насоса НСБМ19 по результатам его внедрения для малодебитных скважин позволило обойти такой аналог, как насос RHAM-14 (см. «*Параметры работы...*»).

В свою очередь, для дифференциального насоса 2СПНЛ в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах предложен поршень 2СП новой конструкции с двумя уплотнительными элементами, каждый из кото-

### Параметры работы насосов RHAM-14-4-4 и НСБМ19-3,0-1 (усредненные данные)

	150-RHAM	НСБМ19
- диаметр плунжера, штока, мм	38,1	19,0
- длина хода устьевого штока, м	1,6	3,0
- число качаний, мин <sup>-1</sup>	2,5	5,2
- фактический дебит, м <sup>3</sup> /сут.	3,62	4,52
- коэффициент подачи	0,55	0,7
- максимальная нагрузка на штоке, кН	4 846	3 579
- минимальная нагрузка на штоке, кН	2 308	2 165
- глубина подвески насоса, м	1 187,5	1 187,5
- динамический уровень, м	1 187,0	1 100,0

### Сравнительный анализ работы штанговых насосов Малодобитный насос типа НСБМ19-3,0-1

	Скв. № 1834		Скв. № 4811			
	150RНАМ НСБМ19 +/-	125 RНАМ НСБМ19 +/-				
Подача Qф, м³/сут.	3,62	4,52	+0,9	1,5	2,2	+0,7
Скорость nS, м/мин.	4	15,6	+11,6	5,04	7,2	+2,16
Коэффициент подачи	0,61	0,7	+0,1	0,23	0,74	+ 0,51
Нагрузка Fmax, кг	4 846	3 570	-1 267	3 160	1 875	-1 285
Нагрузка Fmin, кг	2 308	2 165	-145	1 417	732	-685
Энергия E, кВт/сут./м³	35,8	67,3	+31,5	32,2	27,8	-4,4
Затраты/приб., руб./сут.	389	912	приб. 7 576	145	185	приб. 6 260

рых состоит из резиновой обоймы и 12 уплотнительных колец.

Наработка цилиндро-поршневой группы с поршнями типа 2СП увеличивается для изношенных цилиндров с средним на 10–20%, а для новых — в два-три раза.

Для этих же целей предлагается дифференциальный насос 2СПНЛ с тарельчатым клапаном принудительного действия вместо стандартного шарикового клапана. Поскольку приемный и напорный клапаны в этом насосе работают в принудительном режиме, насос можно эксплуатировать при любом угле наклона от вертикали, вплоть до горизонтального положения. В результате такого конструктивного решения снижен риск выхода ШГН из строя по причине залипания клапанов.

Обеспечивается максимальная добыча из скважины за счет снижения забойного давления до минимально допустимого. Еще один плюс такой конструкции в том, что в дифференциальном насосе создается дополнительная гидравлическая нагрузка на колонну штанг, которая снижает влияние силы трения штанг в НКТ.

Следует учесть, что при ремонте насосов с использованием сборных насосов типа 2СП не требуется механическая обработка цилиндра. Это дает значительный экономический эффект. Так, в ОАО «Удмуртнефть» отремонтировано свыше 950 штанговых насосов простой заменой длинномерных плунжеров на сборные поршни типа 2СП в мало- и среднеизношенных цилиндрах (см. «Сравнительный анализ...»).

Бесцилиндровые насосы типа НСБ имеют те же преимущества по сравнению с обычными штанговыми насосами, что и насосы НВ-2СП и НН-2СП. Кроме того, они обладают рядом дополнительных преимуществ — за счет шлюзования газа через рабочие камеры насосы могут работать в скважинах с повышенным содержанием газа в жидкости, их эксплуатация и ремонт значительно проще, чем у обычных насосов.

Насос может быть собран на промысле с длиной хода от 0,9 до 100 метров. Стоимость ремонта такого насоса при 100%-ном восстановлении его работоспособности составляет 30–40% от стоимости нового насоса. При этом корпуса насосов используются многократно, затраты на закупку нового оборудования сокращаются в несколько раз.

Еще одна разработка ООО «Экогермет-М» и ООО «НГКТ» — проект плунжерного насоса с погружным линейным электродвигателем (см. «Эффективность...»). При разработке уста-

новки были применены следующие инновационные решения: модульная конструкция линей-

**Насосы с механическими уплотнениями нового типа имеют КПД на 10–15% выше, чем у обычного насоса, и обеспечивают повышение наработки на отказ в несколько раз**

ного привода с возбуждением от постоянных магнитов, позволяющая гибко варьировать габаритами и мощностью; высокоэффективная магнитная система, позволяющая получить вы-

**Наработка цилиндро-поршневой группы с поршнями типа 2СП увеличивается для изношенных цилиндров с средним на 10–20%, а для новых — в два-три раза**

сокие удельные характеристики модулей; подшипниковая пара трения на основе наноматериала «скелетон» (внешнее кольцо)

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСТАНОВКИ В СРАВНЕНИИ С АНАЛОГАМИ



## ДИСКУССИИ

**Вопрос:** *Какие осевые усилия развивает линейный двигатель? И на какой напор рассчитан ваш насос?*

**Б.З.:** Напоры — в зависимости от диаметра. У нас диаметры маленькие. Значит, напор мы сейчас рассчитываем до 2 тыс. метров, то есть 200 атмосфер. Двигатель, вообще-то, с запасом. Мы можем увеличить напор.

**Вопрос:** *Есть ограничение по напорности?*

**Б.З.:** Я вам показал конкретный насос — 45 мм, рассчитанный на глубину 1500 метров. Если нужно больше, пожалуйста. Двигатель выполнен как модуль, длина модуля — 43 см. Вот для нашего случая стоит 8 модулей. Если надо, мы больше поставим. И глубина будет до 4 тыс. метров.

пломбированного воздействия на пласт, позволяющая создать мгновенный гидроудар жидко-

### Дифференциальный насос 2СПНЛ можно эксплуатировать при любом угле наклона от вертикали, вплоть до горизонтального положения

сти, заполняющей ствол скважины, на призабойную зону и далее на скелет порового коллектора с образованием и развитием в нем трещин.

### Установка плунжерного насоса с погружным линейным электродвигателем — нормальный ряд энергоэффективных и надежных установок для малодобитного фонда скважин

Конструкция установки обеспечивает высокую эффективность воздействия на нефтяной

### Установка имплозионного воздействия на пласт — высокая надежность и низкая стоимость применения

пласт и призабойную зону, снижает энергопотребление, обеспечивает высокую надежность и низкую стоимость применения при различных ГТМ. ■



и аустенитной стали с покрытием оксидом алюминия (вал бегуна), позволяющая многократно снизить износ при сохране-

нии низкого коэффициента трения скольжения.

Вниманию потребителей была предложена и установка им-

### «Покачевнефтегаз» — с опорой на Sulzer

**Дмитрий Баязов**, главный механик ТПП «Покачевнефтегаз» («ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь») доложил об опыте снижения энергопотребления и повышения наработки на отказ за счет внедрения высоконапорных насосов немецкой компании Sulzer. Для реализации пилотного проекта по модернизации стороны совместными усилиями провели расчеты производственной необходимости и экономической эффективности применения модернизации по всему парку высоконапорных

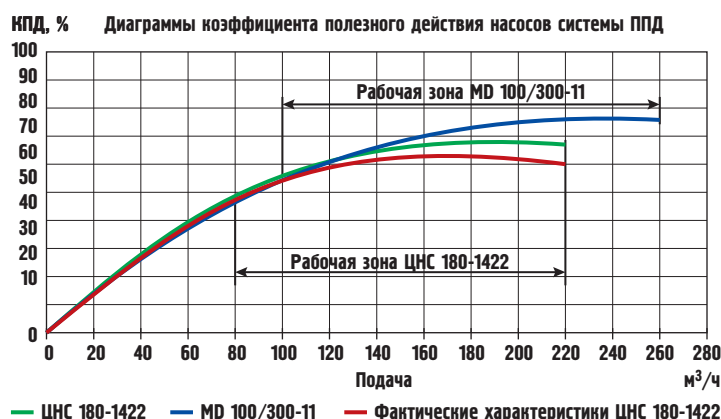
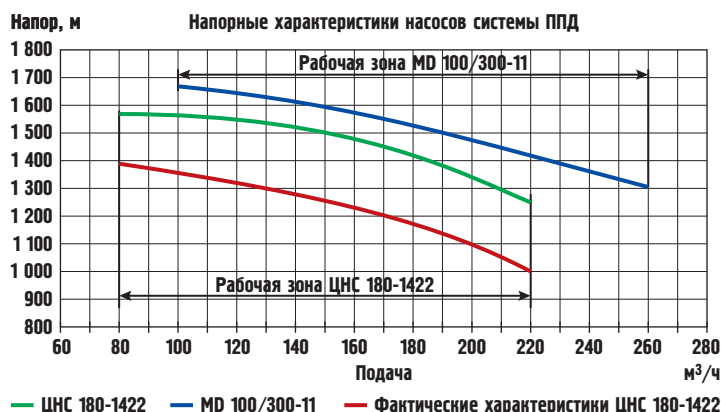
насосов в ТПП на основании данных требуемой закачки и ее изменения во времени.

Главной причиной модернизации насосов на данной БКНС явилось отклонение существующих характеристик насосного оборудования (напора, подачи, КПД) от паспортных (см. «Характеристики...»).

Наибольшее отклонение указанных характеристик было выявлено на БКНС-11. Кроме этого, средняя наработка на отказ отечественных насосов ЦНС на данной станции составляла 7200 маш. часов, значение КПД насосов не превышало 67%; за 2010 год было проведено пять



## ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ



капитальных ремонтов насосов на данной БКНС. Больше того, БКНС-11 Покачевского месторождения характеризуется повышенной агрессивностью ра-

бочего агента. Она и была выбрана в качестве испытательной площадки.

Собранные под немецким шефством в конце 2010 года

три насоса были смонтированы на станции. По расчетам Sulzer, снижение энергопотребления на БКНС в результате модернизации трех насосов ЦНС 180-1422 с применением немецких деталей проточной части в 2013 году составит 4,888 млн кВт\*ч/год (-14,1% — с 34,593 млн до 29,705 млн). Фактическая экономия по электроэнергии оказалась меньше заявленной: 10,15%.

**Преимущества насосов Sulzer: низкое энергопотребление и высокий ресурс. Недостатки: высокая стоимость запчастей и длительность ремонта**

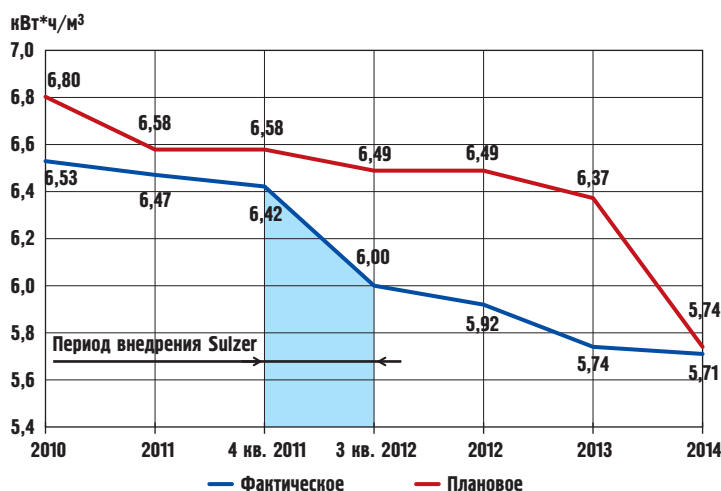
Согласно заверениям Sulzer, расчетная производительность будет реализована на практике в условиях БКНС, а КПД на уровне 75% сохранится до достижения наработки 40 тыс. машино-часов. Работе при таких характеристиках будет способствовать факт подбора производительности насосов под требуемые условия.

**Тем не менее, положительный экономический эффект оправдывает все средства, потраченные на его реализацию...**

Однако, уже в начале эксплуатации произошли отказы двух модернизированных насосов с наработкой 870 машино-часов и 1192 машино-часа. Причинами отказов послужила коррозия металла корпусов насосов (базовые детали серийно выпускаемых насосов ЦНС отечественного производства, оставленные при модернизации без изменений и доработок).

Для устранения коррозии было принято решение о применении материала Super Duplex для установки защитного «бандажа» на всасывающую и нагнетательную крышки корпуса насоса и для изготовления корпу-

## УДЕЛЬНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЗАКАЧКУ РАБОЧЕГО АГЕНТА В ПЛАСТ



сов секций насоса. Вторым шагом в исполнении решения явилось заключение контрактов на поставку 36 новых насосов MD 100-300 производства Sulzer. Первая партия в количестве 19 единиц поступила в ТПП 18.10.11. До поступления насосов был разработан график их ввода по объектам, а также проведены все необходимые подготовительные мероприятия: комплексная диагностика насосных агрегатов всех БКНС, обследование и усиление свайных оснований всех БКНС, изготовление и установка на входные коллекторы БКНС объемных фильтров, позволяющих без останова агрегатов производить чистку и ревизию фильтрующего элемента, ревизия электродвигателей СТД и электрооборудования, замена запорно-регулирующей и предохранительной арматуры.

В процессе монтажа немецких насосов получен богатый опыт работы с современным энергосберегающим оборудованием и специалистами зарубежной компании. Все тонкости в подробностях были зафиксированы специалистами ТПП, а затем проанализированы. Анализ показал, что отношение к оборудованию в зарубежных компаниях кардинальным образом отличается от нашего.

В результате внедрения действующий парк насосов системы ППД состоял из 61 насоса, 36 из которых — насосы Sulzer, три насоса ЦНС с немецкой проточной частью. Следует отметить, что насосы отечественного производства, в основной массе, находятся в горячем резерве и практически не работают.

Достоверным подтверждением экономии электроэнергии является факт снижения удельного энергопотребления

### «Ямашнефть» — УВН вместо ЦНС

В «Ямашнефти» центробежные насосы секционного типа, отметил **Азат Нурғалиев**, начальник ЦДНГ-2 НГДУ «Ямаш-

## ДИСКУССИИ

**Вопрос:** *Какие наработки этих насосов?*

**Д.Б.:** Внедрение началось в конце 2011 года. Максимальная наработка по первому насосу, новому, сейчас составляет 24,5 тыс. Средняя наработка — 20 тыс.

**А.Рабинович («Новомет»):** *Почему вы все-таки купили насосы Sulzer, когда в России есть аналогичные насосы ППД с КПД не 76, как вы показали у Sulzer, а за 80%? В «Сургуте», например, такие насосы используются. Больше того, я скажу, рабочие органы делаются из БНЛ6, из материала, который очень износоустойчив. Почему вы там покупаете?*

**Д.Б.:** Да, КПД 82% нас интересует, конечно. Но сколько лет он держится — вот вопрос.

Если немцы нам обещали 74–75%, то уже на протяжении уже трех лет мы имеем этот КПД у насосов Sulzer. И экономия от этого просчитывалась. Срок окупаемости насосов по нашему ТПП составляет пять лет.

**А.Дроздов (РГУ нефти и газа):** *ЛУКОЙЛ попал под санкции. Не прекратятся ли поставки насосов и запасных частей фирмы Sulzer?*

**Д.Б.:** Я могу только сказать, что у нас по сей день идет закупка ЗИП.

**А.Д.:** То есть, санкции пока вас не коснулись. Если санкции коснутся, то обратите внимание на отечественные заводы-изготовители.

**Д.Б.:** Мы готовы сотрудничать, если нам предоставят насос на опытно-промышленные испытания.

на закачку рабочего агента в пласт (см. «Удельное энергопотребление...»).

Одной из составляющих экономического эффекта является также снижение эксплуатационных затрат на сервисное обслуживание и ремонт. Фактическое снижение количества подходов к единице действующего фонда насосов ППД вызвано различием в регламентных сроках обслуживания насосов Sulzer и ЦНС. Текущий ремонт насоса ЦНС проводится при наработке 2000 машино-часов, а насоса Sulzer — при 12000 машино-часов.

При этом стоимость обслуживания насосов Sulzer выше стоимости обслуживания отечественного насоса. Основным недостатком Sulzer является

высокая стоимость ремонтов насосов, почти в пять раз превышающая стоимость ремонтов ЦНС и вызванная применением дорогостоящих оригинальных запасных частей, а также большая длительность ремонта.

Тем не менее, внедрение насосов Sulzer позволило снизить затраты на электроэнергию и на сервисное обслуживание насосного парка системы ППД. Положительный экономический эффект оправдывает все средства, потраченные на его реализацию. Применение высокотехнологичного оборудования позволит добиться поставленных целей повышения энергоэффективности в рамках существующей стратегии развития предприятия. ■

нефть», применяются для перекачки нефти и нефтепродуктов с промысловых объектов групповой замерной насосной установки на дожимную насосную станцию и далее до конечного пункта сдачи товарной нефти.

Они относятся к машинам динамического принципа действия. Отрицательным влиянием использования такого типа насоса является высокое потребление электроэнергии вследствие низкого КПД, а также пульсация



давления в трубопроводе из-за частого цикла остановок и запусков ЦНС.

Для решения обозначенных проблем с 2013 года на объектах НГДУ началась реализа-

свою очередь способствует снижению затрат на устранение последствий и восстановление работоспособности.

Во-вторых, данные мероприятия позволяют уменьшить



Преимущество одновинтовых установок в сравнении с ЦНС		
Марка насоса	ЦНС(г) 38-182	УВН-35/16
Подача, м³/час	38	35
Напор, мин.	182	160
Частота вращения, об/мин.	1 500	240
КПД, %	48	70
Мощность, кВт	75	30
Межремонтный период, час	2300-3000	7000-8000
Основные параметры некоторых насосных установок		
Параметр	УВН 35/16	УВН 30/10
Производительность, м³/час	35	30
Развиваемое давление, атм	16	16
Мощность электродвигателя, кВт	30	22
Габаритные размеры, мм	5 340x925x630	5 000x850x630
Масса, кг	1 370	1 100

ция программы по внедрению объемных винтовых насосных установок. Целью данной программы является снижение затрат на потребляемую электроэнергию и обеспечение равномерного поступления сырья.

УВН относится к машинам объемного (гидростатического) действия, применение которой позволяет осуществлять процесс перекачивания жидкости с низкой частотой вращения приводного вала наряду с хорошими рабочими характеристиками, включая низкий уровень удельной нормы расхода электроэнергии и высокий КПД (см. «Преимущество одновинтовых установок...»).

На сегодняшний день винтовые насосы внедрены и успешно работают на 12 объектах НГДУ. Охват объектов винтовыми насосами объемного действия в 2014 году составит 100% по объектам нефтедобычи и 25% по объектам подготовки и перекачки нефти. Обеспечение непрерывной перекачки жидкости с ГЗНУ на ДНС имеет следующие преимущества. Во-первых, снижение давления на 52% по сравнению с ЦНС. Этот факт позволяет уменьшить вероятность аварийных отказов на нефтепроводах и увеличить время их эксплуатации, что в

потребление электроэнергии на транспортировку нефти внутри подразделения. Так, при 100%-ном внедрении винтовых насосных установок объемного действия на всех ГЗНУ и ДНС расчетом подтверждено снижение удельного энергопотребления перекачиваемой жидкости на 49% (см. «Снижение удельного потребления электроэнергии...»).

На основе полученных данных по снижению удельного потребления электроэнергии винтовых насосов объемного действия в сравнении с ЦНС произведен расчет экономической эффективности внедрения УВН на всех объектах управления.

Общий объем инвестиций составляет 66 млн рублей, в

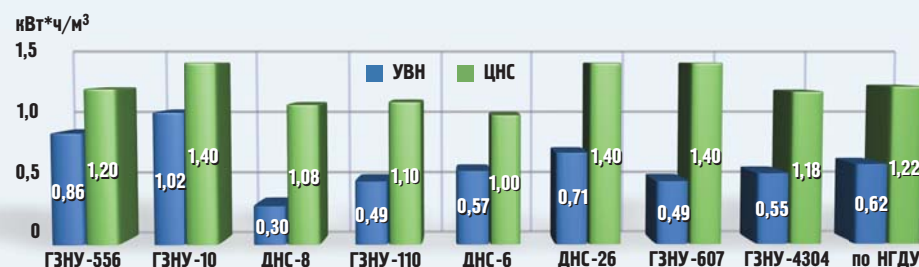
том числе стоимость оборудования — 58 млн рублей, ЧДД составит 82 млн рублей, индекс доходности инвестиций — 2,24, срок окупаемости вложенных инвестиций — 3,7 года.

**УВН: общий объем инвестиций — 66 млн руб., ЧДД — 82 млн руб., индекс доходности инвестиций — 2,24**

Наибольшее распространение в ОАО «Татнефть» получили отечественные многофазные одновинтовые насосы ОАО «ПермИнжинирингГрупп» (29 установок).

Приобретение одновинтовых насосов немецкой Seerex и двухвинтовых многофазных на-

### СНИЖЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УВН В СРАВНЕНИИ С ЦНС



сосов ОАО «Ливгидропром» нашей компанией прекращено из-за их низкого ресурса.

Одновинтовые насосы немецкой NETZSCH представлены четырьмя насосными агрегата-

ми, из которых только два являются многофазными. Насосы имеют хорошие показатели по наработке насосной секции (до двух лет). Сдерживающим же фактором в их применении яв-

ляется отсутствие консигнационного склада, из-за чего поставка запасных частей затягивается до двух месяцев, что вызывает длительный простой оборудования. ■

## ДИСКУССИИ

**Р. Камалетдинов (ЭС МД):** Почему вы выбрали эти насосы?

**А.Н.:** В начале мы пытались применять насосы иностранного производства. Но там с обслуживанием определенные проблемы, с поставкой запчастей. Данные насосы у нас берет сервисная компания «ТНС-Групп» на обслуживание. Ранее по программе мы закупали сами. Сейчас уже сервисные компании будут закупать и предоставлять нам.

**Р.К.:** А какие наработки у вас?

**А.Н.:** Первые насосы у нас были внедрены в августе 2012 года. По настоящее время у нас идет внедрение. Был один отказ.

**Вопрос:** Очень интересная наработка. Мы обязательно тоже воспользуемся опытом наших коллег. У меня такой вопрос. Те насосные агрегаты, которые вы заменили, какие их марки? И сколько часов в сутки они работали?

**А.Н.:** Все зависит от разных объектов. До 12 запусков. Минимально — 4--5.

**Реплика:** Просто у нас есть два аналогичных объекта, где насос запускается два раза в сутки. Мы не можем подобрать меньший по производительности и даже подобрать частотный привод. Мы не можем постоянно, в течение всех суток, обеспечить подъем жидкости. Такого ряда ЦНС нет с таким напором. В данном случае, используя вашу технологию, можно решить проблему и спокойно перекачивать.

## «Елховнефть» — насосы WERUKO в системе ППД

Энергоэффективные насосы объемного действия заменяют центробежные и в системе ППД ОАО «Татнефть». Азат Хабибрахманов и Наиль Фархутдинов совместно с Денисом Ксенофоновым подготовили интересные материалы об использовании ЭЭ насосов в системе ППД компании. Докладчик — **Денис Ксенофонов**, зам. главного инженера НГДУ, отметил, что около 31% всех затрат электроэнергии уходит на нужды ППД. Это привело к необходимости производить ряд мероприятий для снижения потребления электроэнергии и повышения эффективности в системе ППД.

Используемые в системе ППД центробежные насосы, хотя в целом и обеспечивают необходимый режим закачки, имеют высокие показатели потребления электроэнергии. К тому же существенным недостатком центробежных насосов яв-

ляется низкий КПД при малой производительности.

Этот недостаток усугубляется в случаях, когда наряду с низкой производительностью требуется создать высокий напор, то есть в случае необходимости уменьшения объемов закачки по участкам. Также в случае остановки ряда скважин на исследования или ремонтные работы приходится прибегать к планированию режима работы КНС с остановкой и запуском по определенному графику. Это имеет ряд отрицательных последствий, таких как ударные нагрузки на водоводы, а повышенные пусковые токи приводят к преждевременному выходу из строя обмотки статора электродвигателя насосного агрегата. Также актуальной проблемой является закачка пресной воды в зимнее время.

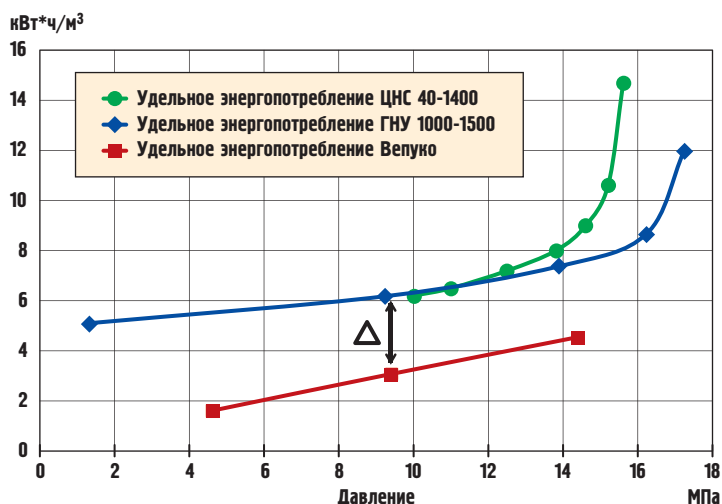
С целью устранения недостатков в «Татнефти» внедряются объемные насосные агрегаты, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с центробежными. При сопоставимых параметрах подачи и на-



пора фактическое удельное потребление электроэнергии у насосов WERUKO в среднем в 2,6 раза ниже, чем у ЦНС 40, и в 2,3 раза ниже, чем у ГНУ.

Если совместить графики удельного потребления объ-

### СРАВНИТЕЛЬНОЕ УДЕЛЬНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НАСОСАМИ WERUKO, ЦНС И ГНУ (ПРИ НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРАХ РАБОТЫ)



#### Технические характеристики насосов

Параметры	WERUKO	ЦНС	ГНУ (РЕДА)
Напор, м	1 400	1 400	1 500
Производительность, м³/час	40	40	40
Мощность электродвигателя, кВт	250	400	315
Напряжение питания, В	380	6 000	6 000
КПД насоса, %	85	52	62
Уд. расход эл. энергии, кВт*час/м³	2,9	7,8	6,8

емных и центробежных насосов в единых координатах, то в зоне высоких давлений наблюдается гиперболическая зависимость удельного потребления для центробежных насосов, при этом удельное потребление для центробежных насосов заметно выше, чем для объемных (см. «Сравнительное удельное энергопотребление...»).

У объемных насосов существенно меньше потери на трение жидкости в проточной части, на утечки, отсутствуют потери на

вихреобразование и дисковое трение, вследствие этого КПД выше и практически не зависит от режимов работы насоса — подача, напор (см. «Технические характеристики насосов»).

Наработка закупленных насосов фирмы WERUKO на сегодняшний день составила более 31 тыс. часов. Экономия электроэнергии по трем КНС — 5,3 млн кВт\*ч, что в сумме составляет 12,2 млн рублей.

Учитывая вышеизложенные плюсы работы насосов объ-

емного действия, была рассмотрена возможность применения этих насосов на других КНС. Произведен подбор насосного оборудования НГДУ «Елховнефть» для замены на насосы объемного действия.

**Наработка насосов WERUKO ныне составляет более 31 тыс. часов. Экономия электроэнергии по трем КНС — 5,3 млн кВт\*ч, или 12,2 млн рублей**

По предварительным расчетам, в целом по «Татнефти» потенциальный фонд составляет 30 насосов, при замене которых на плунжерные можно сократить потребление электроэнергии в системе ППД на 20,6 млн кВт\*ч в год, что приведет к ежегодной экономии 47,6 млн рублей.

**Потенциальный фонд по «Татнефти» — 30 насосов, замена которых на плунжерные сократит энергопотребление в системе ППД на 20,6 млн кВт\*ч в год и сэкономит 47,6 млн рублей**

По результатам проделанной работы можно сказать, что насосы объемного действия WERUKO дают следующий положительный эффект: снижают удельный расход электроэнергии и затраты на приобретение пресной воды, сокращают затраты на ликвидацию отказов водоводов и простои нагнетательных скважин в зимнее время. ■

## ДИСКУССИИ

**Вопрос:** Когда вы считали суммарный эффект, вы закладывали затраты по всему оборудованию? Кабель там намного дороже. Вы это учитывали?

**Д.К.:** Мы это учитывали. По поводу окупаемости хотел бы отметить еще один момент. Почему на трех КНС выбран именно ЦНС-40, а не больший ряд? Сегодня насосы большей производительности становятся по стоимости кратно дороже. И использовать их мы посчитали экономически нецелесообразным. А насосы ЦНС-40 по стоимости и окупаемости это как раз тот ряд, который нам позволяет внедрять насосы WERUKO. Насосы большей производительности у нас не окупались с учетом тех затрат, в том числе, которые вы назвали.

# СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ

На конференции «Добыча нефти: энергоэффективность '2014» были представлены две системы мониторинга энергоэффективности добычи нефти — «Автотехнолог+Энергия» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и Energy Guide «Городского центра экспертиз» с использованием искусственных нейронных сетей. И каждая из них имеет право на жизнь. Выбор за потенциальным потребителем...



Что можно получить от современных систем мониторинга? В

**Мониторинг на основе ПО «Автотехнолог+Энергия» позволяет установить взаимосвязь отдельных объектов и их влияние на работу системы в целом**

первую очередь, считает **Владимир Ивановский**, профес-

сор, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, энергетические показатели, характеризующие эффективность процесса добычи нефти.

Следует точно определить фактический дебит скважин, провести анализ работы системы «пласт — скважина — насосная установка», определить ресурс эксплуатируемого оборудования и разработать план мероприятий по повышению эффективности этой системы. И, самое главное, мониторинг на основе ПО «Автотехнолог+Энергия» позволяет установить взаимосвязь отдельных объектов и их влияние на работу системы в целом.

Следует отметить, что каждая скважина уникальна, условия работы в скважине могут очень существенно отличаться по обводненности, дебитам скважин, глубине динамического уровня, вязкости... Очевидно, что при оценке оптимальных энергозатрат следует учитывать все эти факторы. Как очевидно и то, что сравнение различных скважин по энергопотреблению невозможно. Другое дело коэффициент энергоэффективности.

Основные показатели энергетики добычи нефти: (1) потенциал энергопотребления — он равен полезной мощности погруж-

ной насосной установки; (2) установленная мощность; (3) потребляемая расчетная активная энергия, которая зависит от рабочего тока, рабочего напряжения, коэффициента загрузки и времени потребления энергии; (4) фактическое потребление энергии, определяемое с помощью счетчиков — коммерческий или технический учет энергии; (5) расчетное эталонное потребление энергии определяется как сумма энергии, потребляемая эталонным оборудованием, обеспечивающим потребные рабочие показатели — дебит, напор и другие, при максимально возможных КПД и минимально возможных потерях в узлах; (6) коэффициент энергоэффективности, определяемый как отношение эталонного потребления энергии к фактическому; (7) коэффициент энергопотребления, равный потенциалу энергопотребления, разделенному на фактическое потребление энергии; (8) удельное энергопотребление — фактические затраты энергии на один кубический метр пластовой жидкости.

Исходными для системы мониторинга работы фонда УЭЦН являются такие данные, как технологический режим скважин с УЭЦН; информация по оборудованию в скважине; по рабочему току, напряжению, коэффициенту загрузки ЭД, активной мощности; конструкция скважины (диаметры, инклинометрия); пластовые данные; статистика наработок на отказ скважинного оборудования.

Функционал системы мониторинга работы фонда УЭЦН состоит из (1) автоматизированного определения дебита скважины, в том числе, при ОРД, опре-

## Результат мониторинга энергоэффективности

Кэп., текущий показатель энергопотребления Кэп. = $N_{гид}/\Sigma N$		Удельное потребление на добычу жидкости, $kWt \cdot сут./куб.м$ $\Sigma N/Q_{жид.}$		Удельное потребление на добычу нефти, $kWt \cdot сут./\Sigma N/Q_{жид.}$	
Факт	Эталон	Факт	Эталон	Факт	Эталон
0,77	0,72	8,46	8,18	335,79	324,60
0,76	0,70	11,56	10,04	171,99	149,38
0,76	0,73	10,61	8,52	140,33	112,69
0,76	0,69	10,85	8,85	129,13	105,35

## Примеры расчета дебита скважин с помощью системы мониторинга по Самотлорскому месторождению (ПО «Автотехнолг+/-Энергия»)

Скважина, типоразмер оборудования	Замер дебита с помощью АГЗУ, м <sup>3</sup> /сут.	Расчет дебита по методике №1	Расчет дебита по методике №2	Расчет дебита по методике №3	Расчет дебита по интегральной методике	Погрешность определения дебита, %
№ 37141 10.1ЭЦНДПМК 5-25-1550	33	30,45	29,00	29,72	31	6,1%
№ 43050 1ЭЦНДП5-35-1700	47	58,14	49,67	53,9	54	13%
№ 43054 ЭЦНИ5-30х3-1680	31	26,93	29,84	28,38	28	9,7%
№ 43548 ЭЦНД5А-400-1150	418	422,32	415,32	418,82	419	0,2%
№ 37080 1ЭЦНМИК6-1250-1300	836	909,17	819,29	864,23	863	3,1%



деления тренда дебита скважины; (2) выявления неисправностей, определения остаточного ресурса оборудования в скважине; (3) определения объема и времени требуемых работ по скважине, (г) определения энергоэффективности.

**Система мониторинга помогает выбрать оптимальные режимы работы объектов, выявляет те из них, которые требуют замены режимов работы**

При этом учет взаимного влияния работы объектов на работу всего комплекса обеспечить с помощью ИСУ невозможно.

Для определения потерь энергии и их минимизации необходимо точное знание потерь во всех

## ДИСКУССИИ

**Н.Никитин («Нефтегазовая Вертикаль»):** *Сколько сильно разнятся системы мониторинга энергоэффективности по нефтяным компаниям? Можно ли сравнивать энергоэффективность добычи в «Сургутнефтегазе» и «Роснефти», в ЛУКОЙЛе и «Газпром нефти»?*

**В.И.:** К сожалению, уровень систем мониторинга работы скважин механизированного фонда от компании к компании совершенно разный. Совершенно разные уровни и самой системы мониторинга, скажем, даже того же технологического режима. А уж мониторинг энергопотребления... По пальцам можно пересчитать, где этим сегодня пользуются.

По затратам мощности на скважину — нет, конечно, сравнивать нельзя из-за совершенно разных параметров. Можно сравнивать по величине коэффициента энергоэффективности, а также коэффициента энергопотребления. В этом случае получается коэффициент, который как раз учитывает разные условия эксплуатации.

Сравнение этих коэффициентов по разным скважинам, по разным объектам и дает возможность определить, скажем так, продвинутость служб энергообеспечения на том или ином объекте.

**С.Мухин («Славнефть»):** *Какие существуют рекомендованные или уже принятые параметры отклонений от эталонных значений при этих замерах?*

**В.И.:** Это решает, естественно, каждый потребитель данной программы. В ТНК-ВР было так: если меньше 10% разница между этими значениями (фактическое энергопотребление и эталонное энергопотребление), считалось, что все замечательно. Если до 20–25%, то желтый цвет. Больше 25% различие — это уже красный цвет.

В компании, естественно, велись и экономические расчеты, и тогда, порой, определялась даже необходимость остановки действующего оборудования, его замена, изменение режимов работы, изменение видов оборудования, что и обеспечивало экономическую эффективность.



составляющих УЭЦН и условий эксплуатации системы «пласт — скважина — насосная установка». В среднем потери энергии в установке УЭЦН распределяются следующим образом: потери в станции управления составляют 3–7%, потери в ТМГН — 2–5%, потери в ФА — 1–5%, потери в НКТ — 1–5%, в основном кабеле — 3–8%, кабельном удлинителе — 1–3%, ЭЦН — 40–60%, газосепараторе — 5–10%, ПЭД — 10–20%.

В результате мониторинга энергоэффективности получают цифры, отражающие фактически затраты мощности на подъем пластовой жидкости, энергетический потенциал скважины и эталонное по-

требление энергии на каждой скважине. Полученные в ходе расчета показатели выводятся в итоговый отчет (см. «Результат мониторинга энергоэффективности» и «Примеры расчета дебита...»).

Система мониторинга обеспечивает бенчмаркинг оборудования, гарантирующего заданную добычу нефти и минимизацию затрат электроэнергии, а также выявляет объекты, в которых имеется технически и экономически обоснованная возможность замены оборудования на другое, обладающее более высоким коэффициентом эффективности.

Система мониторинга обеспечивает бенчмаркинг режимов

работы, оценку остаточного ресурса и оптимизацию уровня параметрических отказов по критерию максимальной суммарной добычи нефти.

Система мониторинга помогает выбрать оптимальные режимы работы объектов системы «пласт — скважина — насосная установка», выявляет те объекты, в которых имеется необходимость замены режимов работы. Аналогичная методика мониторинга может применяться и к работе фонда УСШН.

## ГЦЭ

В свою очередь, **Александр Барановский**, директор по продажам Департамента научно-исследовательских работ, познакомил участников конфе-

ренции с разработанной в ООО «Городской центр экспертиз» системой контроля за энергоэффективностью предприятия с помощью использования искусственных нейронных сетей — Energy Guide

Экономическая эффективность внедрения, млн руб.

Пример реализации проекта:

Показатель

Объем потребления газа на собственные нужды за 1 год	65 251
Объем выявленных системой превышений норм за 1 год	328,1
Потенциал экономии газа (настройка режима работы + управленческие решения) по оценке Заказчика	16,4
Стоимость проекта	11,2

Срок окупаемости без дисконтирования: 8 мес.



Каждое предприятие представляет собой систему, аккумулирующую большие массивы данных. В системах подобной сложности наиболее эффективным является использование модели, которая напрямую имитирует работу оборудования, персонала и предприятия в целом. А это как раз то, что способна предложить методология нейронных сетей.

Такая система может выявлять сложную зависимость между входными и выходными данными, а также выполнять обобщение. Способности к прогнозированию напрямую следуют из способности системы к обобщению. Возможность обучения — одно из главных преимуществ нейронных сетей перед традиционными алгоритмами — определяется способностью адаптироваться к изменению свойств объекта управления и внешней среды.

Авто-ассоциативная память — возможность строить точные модели при отсутствии полного объема данных по объекту. Система может, основываясь на неограниченном числе исходных параметров, выявлять связи между ними и построить модель.

Усредненное значение потребления энергоресурсов получается с учетом расчетно-нормативного потребления энергии, объемов потребления за предыдущие периоды и данных по результатам энергетических исследований.

Анализу за последующим принятием управленческих решений подвергаются только пока-

## КОНЦЕПЦИЯ СИСТЕМЫ



затели, превышающие норму потребления. Факторов, влияющих на процесс и реальное потребление энергии, очень много. Среди основных — внешняя среда, параметры технологического процесса, количество и фракционный состав исходного сырья, объемы произведенной продукции.

Цели системы в плане управления таковы: привязать энергопотребление к технологическому процессу, принимать оперативные управленческие решения по энергоэффективности, онлайн-информирование о причинах превышений и возможности их устранения.

В плане контроля цели системы следующие: контролировать потребление энергии в привязке к процессу, создать прозрачную

систему контроля для всего предприятия с декомпозицией до уровня узла учета, проводить тонкую настройку оборудования

**Energy Guide: высокая точность расчета, учет максимального числа влияющих факторов, детализация расходов от предприятия в целом до каждого узла учета, любой удобный период прогнозирования, снижение трудозатрат на планирование**

на основании аналитики. Система должна обеспечить точное планирование энергопотребления (см. «Концепция системы» и «Экономическая эффективность внедрения»).

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов (ЭС МД):** *Что мы получаем за счет применения искусственного интеллекта?*

**А.Б.:** Возможно все факторы учесть человеческим мозгом? Достаточно сложно. А если мы говорим обо всем кусте скважин, о взаимовлиянии этих скважин друг на друга, возможно это учесть? Потому основная задача внедрения данной системы в глубоком анализе всех данных, в том числе исторических. И построение тех моделей потребления, которые привязаны непосредственно к оборудованию, конкретно к этой погружной установке, конкретно к ее условиям работы с имеющимся уровнем запарафинирования, например.

Конечная цель — это более точное прогнозирование, более точный и четкий контроль, выявление всех возможных нежелательных ситуаций на ранних этапах. Мы видим в реальном времени изменение динамики потребления и видим, что по предыдущим условиям работы это потребление должно быть другим. И исходя из того, что данная система анализирует параметры и сразу выдает результат, что на это повлияло, мы можем принимать меры. Все происходит в определенной динамике — и мы имеем возможность это сразу анализировать.

# ПРИМЕНЕНИЕ ЛИНЕЙНЫХ ПОГРУЖНЫХ ВЕНТИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В УСТАНОВКАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

**ВАЛЕРИЙ КАЛИЙ**

к.т.н., ОАО ИЦ «Совтехэнерго»

**ГРИГОРИЙ ПОПЕЛНУХА**

ОАО ПГ «Новик»

Проведенные испытания и технико-экономические расчеты позволяют с уверенностью утверждать, что в скором будущем линейный погружной вентильный электродвигатель займет свою нишу в механизированной добыче в качестве привода плунжерных и диафрагменных насосов.

**Р**ост фонда малодебитных скважин требует поисков новых подходов и новых решений для организации рентабельной добычи нефти. Особенно это актуально для скважин с дебитом до 15–20 м<sup>3</sup>/сут.

**Основное достоинство УПГН с линейным электродвигателем — возможность эксплуатации в широком диапазоне напоров именно при малых дебитах в 5–15 м<sup>3</sup>/сут.**

В настоящее время для механизированной добычи в малодебитных скважинах применяются насосы типов УШГН, УЭЦН, УЭВН и частично УДН, которые имеют свои технические, экономические и эксплуатационные недостатки. В то же время в КНР и других странах широко ведется механизированная добыча с помощью плунжерных насосов для УШГН с нижним приводом от погружного вентильного линейного электродви-

гателя, который применяется вместо станка-качалки с системой штанг.

В России пока только ведутся поиски технических решений по созданию таких машин. На данный момент лишь один производитель погружного оборудования предложил установку с линейным погружным электродвигателем на ОПИ.

Опыт эксплуатации погружных линейных вентильных электродвигателей в составе установок плунжерных глубинных насосов (УПГН) в КНР и Канаде показал, что преимущества у таких насосных систем есть и они достаточно существенны. Основным достоинством УПГН, оснащенных линейным электродвигателем, является возможность эксплуатации в широком диапазоне напоров именно при малых дебитах — 5–15 м<sup>3</sup>/сут.

Следует отметить, что управлять дебитом с помощью УПГН можно как минимум двумя способами. Первый способ реализуется путем изменением числа

качаний в минуту с помощью регулирования частоты питающего напряжения, то есть реализовано управление дебитом в непрерывном режиме. Второй способ — программно установленное число качаний в сутки (минимум одно качание), которое можно отнести к периодической эксплуатации.

## Ню-хау

Производство трубных плунжерных насосов давно освоено промышленностью, методы их эксплуатации и технического обслуживания отработаны. Насосы этого типа имеют низкую стоимость и достаточно высокий КПД, а погружная конструкция позволяет отказаться от станка-качалки и устанавливать УПГН вместо УЭЦН. В качестве насоса в установке с линейным электродвигателем также можно использовать диафрагменные насосы, используемые в настоящее время совместно с УШГН.

## ОБЩИЙ ВИД ЛИНЕЙНОГО ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ





## Параметры макетного образца при нагрузке

Усилие, Н		Алгоритм 180-градусной коммутации					Алгоритм 120-градусной коммутации				
		1 Гц	10 Гц	20 Гц	30 Гц	50 Гц	1 Гц	10 Гц	20 Гц	30 Гц	50 Гц
147,00	Ток фазы, А	36,30	32,75	32,07	31,48	28,13	29,51	27,54	26,95	26,56	24,69
	Напряжение, В	23,50	24,10	24,30	25,60	25,20	22,90	23,30	25,40	24,00	23,70
197,18	Ток фазы, А	32,66	32,16	30,69	30,10	26,26	29,61	27,74	26,66	25,57	24,89
	Напряжение, В	24,00	24,40	26,30	25,90	25,60	22,60	23,50	23,80	24,20	25,10
263,23	Ток фазы, А	33,34	34,13	33,05	30,59	-	30,49	28,62	27,34	27,05	-
	Напряжение, В	23,90	23,70	24,00	20,80	-	23,20	22,70	27,00	24,00	-
312,82	Ток фазы, А	35,80	32,75	31,77	31,48	-	30,79	30,10	28,72	-	-
	Напряжение, В	23,40	24,30	25,70	25,80	-	23,10	23,50	23,50	-	-
383,96	Ток фазы, А	34,43	32,56	31,77	-	-	30,98	29,51	-	-	-
	Напряжение, В	23,60	24,00	26,90	-	-	23,00	21,80	-	-	-
423,16	Ток фазы, А	35,51	33,05	31,74	-	-	-	-	-	-	-

Коллективом КБ ОАО ИЦ «Совтехэнерго» была разработана конструкция погружного линейного вентильного электродвигателя ЛВПЭД 20-117 (далее по тексту — электродвигатель) для привода насоса 25-175-ТН14-5 в габарите 117 мм (см. «Общий вид...»). Разработанный ЛВПЭД 20-117 выполнен в герметичном исполнении, причем конструктивно статор и подвижный шток герметизированы раздельно. В результате комплексного анализа условий эксплуатации были приняты конструкторские решения, предусматривающие расположение в полости рабочего зазора электродвигателя пластовой жидкости, которая обеспечивает дополнительное охлаждение статора.

Внутри цилиндрического штока установлены поочередно полюсы, выполненные из конструкционной стали, и постоянные высококоэрцитивные магниты из сплава железа, неодима и бора. Магниты защищены бандажом из неактивного материала.

Для защиты статора от проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений в конструкции статора применен диафрагменный протектор модульного исполнения, в котором применяются стандартные диафрагмы, предназначенные для гидрозачит погружных электродвигателей. Еще одной особенностью данного электродвигателя является специально разработанная конструкция головки, унифицированная под использование серийного кабельного удлинителя.

Номинальное усилие, развиваемое электродвигателем, составляет 28 кН (соответствует глубине спуска до 2500 метров) при длине хода штока 1,5 метра, диапазон частот питающего напряжения составляет 15–30 Гц, что соответствует числу двойных ходов от 5,4 до 10,8 в минуту.

В научной и специализированной литературе в качестве одного из существенных недостатков тихоходного линейного электродвигателя зачастую от-

мечается его низкий коэффициент полезного действия (КПД). Так, выходная мощность электродвигателя, как основного энергоемкого элемента насосной установки, равна

$$P_2 = F \cdot v,$$

где,  $F$  — усилие на штоке, Н;  
 $v$  — линейная скорость штока, м/с.

### В диапазоне рабочих частот даже для макетной секции удалось достичь КПД, равного 40–45% для режима 180-градусной коммутации

Из приведенной формулы видно, что при одном и том же развиваемом электродвигателем усилии, но при более низкой скорости, КПД электродвигателя снижается, в то время как затраты энергии на создание усилия практически не изменяются. Следует отметить, что данная ситуация характерна для тихоходных вращающихся электрических машин.

## КПД макетного образца при нагрузке

Усилие, Н	КПД, %									
	1 Гц		10 Гц		20 Гц		30 Гц		50 Гц	
	180 град	120 град	180 град	120 град	180 град	120 град	180 град	120 град	180 град	120 град
147,00	0,62	0,78	6,70	8,25	13,58	15,46	19,70	24,91	26,88	32,56
197,18	0,91	1,06	9,05	10,89	17,59	22,37	27,32	34,41	38,01	40,90
263,23	1,19	1,34	11,72	14,59	23,89	25,67	44,68	43,79	-	-
312,82	1,34	1,58	14,15	15,92	27,58	33,37	41,60	-	-	-
383,96	1,71	1,94	17,69	21,49	32,35	-	-	-	-	-
423,16	1,85	-	19,21	-	40,67	-	-	-	-	-

## Испытания

Для исследования энергетических характеристик, отработки технологических решений и алгоритмов управления в качестве макетного образца была изготовлена секция разработанного погружного электродвигателя и проведен полный цикл ее испытаний на испытательном стенде. Результаты нагрузочных испытаний приведены в таблице (см. «*Параметры макетного образца...*»). Нагрузочные испытания проводились в двух режимах электроснабжения — при 120-градусной коммутации обмотки статора и при 180-градусной коммутации.

В ходе испытаний была подтверждена пропорциональная зависимость скорости перемещения штока электродвигателя от изменения частоты питающего напряжения. Электродвигатель работал как в шаговом режиме, так и в непрерывном режиме движения штока без использования датчика положения ротора.

В ходе испытаний секции линейного электродвигателя было произведено разделение потерь, в результате которого определено, что существенный вклад вносят так называемые добавочные потери, присущие только линейным электрическим машинам, обусловленные максвелловскими силами (см. «*КПД макетного образца...*» и «*Зависимость изменения тока статора...*»).

Анализ результатов испытаний показывает, что в диапазоне рабочих частот даже для макетной секции удалось достичь КПД, равного 40–45% для режима 180-градусной коммутации.

## Повышение конкурентности

Как было отмечено выше, одним из недостатков линейного электродвигателя является сравнительно невысокий КПД. Однако КПД всей насосной установки определяется как производство КПД плунжерного насоса, линейного электродвигателя и станции управления. По предварительным оценкам

он будет находиться в диапазоне 30–37%, что позволяет говорить о конкурентоспособности по критерию энергоэффективности плунжерных насосных установок с приводом от линейных погружных электродвигателей в области малых дебитов.

В то же время, использование адаптивных алгоритмов управления позволит увеличить КПД линейного электродвигателя как минимум на 10–15 %, по аналогии с управлением тихоходными вращающимися вентильно-индукторными электродвигателями.

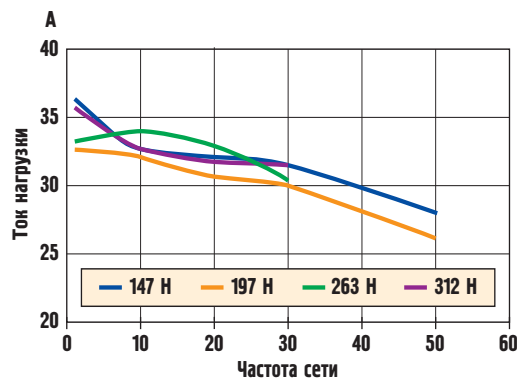
Второй недостаток — высокая себестоимость машины — она в 3–4 раза превышает аналогичный показатель серийных погружных электродвигателей, в том числе вентильных. Высокая стоимость складывается из нескольких факторов, важнейшими из которых являются отсутствие отработанных технологий производства этих машин и жесткие требования к конструкции отдельных узлов.

Кроме ряда технологических проблем, выявленных (и решенных) при подготовке производства разработанного ЛВПЭД 20-117 и связанных с точной токарной и фрезерной обработкой ряда деталей, выявлены сложности с обеспечением производства покупными материалами.

Например, по конструктивным соображениям величина воздушного зазора между статором и штоком должна быть минимально возможной для реализации высоких усилий. Однако все трубы из нержавеющей стали в СНГ выпускаются в соответствии с ГОСТ 9941-81, согласно которому допуск на внешний диаметр для труб высокой точности составляет  $\pm 0,8\%$ , на толщину трубы —  $+12,5\%$ ,  $-10\%$ , при этом нормируемая кривизна труб на любом участке длиной 1 метр может быть равна 1 мм.

Это означает, что все цилиндрические поверхности деталей, применяемых в конструкции погружного линейного электродвигателя, требуют точной механической обработки.

## ЗАВИСИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ТОКА СТАТОРА ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ЧАСТОТЫ



Не менее важным фактором является стоимость постоянных магнитов, которые в настоящее время поставляются из КНР. Так, в спроектированном ЛВПЭД 20-117 число цилиндрических аксиально намагниченных магнитов составляет 220 штук.

## Впереди — снижение себестоимости путем отработки и оптимизации технологических процессов производства с выходом на серийное производство

Снижение себестоимости возможно путем отработки и оптимизации технологических процессов производства, увеличения объемов закупок материалов при выходе на серийное производство линейных погружных электродвигателей.

В плане повышения конкурентоспособности установок погружных плунжерных насосов в сравнении с УЭЦН и УЭВН следует указать, что стоимость плунжерного трубного насоса ниже стоимости центробежного или винтового насоса. Из чего можно сделать вывод о том, что стоимость всей установки не будет существенно превышать стоимость серийных малодебитных УЭЦН и УЭВН. ■