

ПРИЛОЖЕНИЕ

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Выпуск 3`2014

Повышение энергоэффективности  
при механизированной добыче нефти



РОСНЕФТЬ

- 2 Зуев А.С.**  
Стратегия повышения энергоэффективности в ОАО «НК «Роснефть»
- 5 Тарасов В.П., Каверин М.Н., Якимов С.Б.**  
Сравнение энергопотребления при различных способах механизированной добычи по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть».
- 12 Каверин М.Н., Куряев С.В.**  
Методика планирования и анализа энергоэффективности добычи нефти
- 18 Шевченко С.Д., Чудийович И.Я., Каверин М.Н., Тарасов В.П.**  
Реализация проекта энергосбережения при механизированной добыче в ОАО «Самотлорнефтегаз»
- 24 Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П.**  
Оптимизация сечения кабеля УЭЦН – простая и эффективная технология энергосбережения
- 31 Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Косилов Д.А., Цыбин А.В.**  
Погружные электродвигатели с повышенным напряжением - двойной эффект без инвестиций
- 39 Елисеев Д.Б., Кулаев Э.Г., Косилов Д.А., Якимов С.Б.,**  
Высоковольтный погружной двигатель мощностью 180 кВт.  
Первый опыт применения в России
- 45 Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П.**  
Анализ эффективности применения вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения энергопотребления (в порядке обсуждения)
- 51 Каверин М.Н., Елисеев Д.Б.**  
Результаты стендовых испытаний вентильных двигателей
- 56 Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Ветохин Е.А.**  
Промысловые испытания энергоэффективных УЭЦН серии EZline компании Schlumberger
- 61 Каверин М.Н., Косилов Д.А., Тарасов В.П.**  
Первые результаты опытно – промышленных испытаний энергоэффективных УЭЦН «Борец-Weatherford».
- 67 Локтев А.В., Косилов Д.А., Болгов И.Д.**  
Испытание станций управления с преобразователем частоты Danfoss для СШН в ОАО «РН-Нижневартовск»
- 72 Вешняков А.С.**  
Опыт ОАО «Удмуртнефть» по внедрению штанговых насосов двойного действия
- 75 Францев А.В., Юшкин А.Ю., Якимов С.Б.**  
Испытание контроллера «ЭнерджиСейвер» с целью исследования показателей снижения энергопотребления на скважинах с ШГН

● Все статьи, представленные в номере, были опубликованы ранее. На первоисточник указывает сноска под статьей.  
В данном номере статьи напечатаны с некоторыми изменениями.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК  
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ».  
ПРИЛОЖЕНИЕ

Ответственный за выпуск:  
С.Б. Якимов

Сдано в набор 20.11.2014  
Подписано в печать 15.12.2014  
Тираж 600 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2014

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Научное редактирование статей и prepress  
ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»  
117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1


[www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)

## Стратегия повышения энергоэффективности в ОАО «НК «Роснефть»<sup>1</sup>

**А.С. Зуев**

(ОАО «НК «Роснефть»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru



Перед «Роснефтью» поставлена задача комплексного повышения энергоэффективности, инструментом для ее решения выбрана система энергетического менеджмента (СЭнМ) на основе стандарта ISO 50001 (рис. 1).

При расчете и контроле эффективности за основной параметр принят удельный расход электроэнергии (УРЭ), который отражает энергоемкость производства при фактических/плановых показателях затрат электроэнергии на добычу жидкости механизированным способом и проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ).

С 2014 г. в «Роснефти» принята следующая методика энергетического планирования. В первый (базовый) год проводятся расчет фактического УРЭ, учет и анализ

геолого-технических факторов. Затем формируется программа мероприятий по энергосбережению на расчетный период, рассчитывается экономия электроэнергии. На третьем этапе устанавливается плановая величина УРЭ с учетом влияния геолого-технических факторов. По итогам полугодия 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 (рис. 2). Рейтинговые оценки используются для ежегодного премирования лучших предприятий.

<sup>1</sup>По материалам публикации «Энергоэффективность нефтедобычи: корпоративные технологии управления»// Нефтегазовая вертикаль – Технологии/специальное приложение. – 2014. – Пилотный номер (№ 1, ноябрь). – С. 11-15.

## Система энергетического менеджмента – инструмент для решения задачи комплексного повышения энергоэффективности компании

Основные направления СЭНМ



Рис. 1. Основные направления СЭНМ

## Обеспечение независимой оценки деятельности предприятий по управлению процессом повышения энергоэффективности



Рис. 2. Критерии оценки деятельности предприятий по управлению процессом повышения энергоэффективности

Вместо действующей в 2009–2013 гг. программы энергосбережения в настоящее время принята новая программа до 2018 г. Она отличается включением в обеспечение энергоэффективности производства подразделений, непосредственно работающих с оборудованием, а не только главных энергетиков. Основной упор сделан на единые для всех методики и правила, на базе которых для каждого предприятия разрабатывается дорожная карта по ликвидации существующих нарушений и повышению эффективности. Целью программы стало 15%-ное суммарное сокращение потребления электроэнергии по всем процессам, включая механизированную добычу нефти, функционирование системы поддержания пластового давления и промысловую подготовку нефти.

Следует отметить, что не всегда реализация программы энергосбережения обеспечивает снижение удельного расхода электроэнергии. Проблема роста УРЭ при реализации многочисленных мероприятий по энергосбережению может быть связана с ошибками при планировании энергопотребления, отсутствием отраслевой методологии планирования УРЭ для всех эксплуатируемых месторождений компании. Также рост УРЭ может быть вызван технологическими и геологическими факторами, методики учета которых еще не отработаны. Кроме того, не исключено влияние нечетко сформулированных уровней ответственности и схем взаимодействия подразделений в процессе планирования и факторного анализа изменений УРЭ. Нельзя не учитывать и такой фактор, как снижение к.п.д. насо-

сов с увеличением наработки, ответственность за который несут производители оборудования.

Накопленный в компании опыт свидетельствует о том, что годовые энергозатраты УЭЦН составляют от 70 до 500 % базовой стоимости насоса. В связи с этим решение о закупке УЭЦН с номинальной подачей свыше 100 м<sup>3</sup>/сут в компании принимается с учетом критерия энергоэффективности

$$C_n = C_{\text{баз}} + \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{8760 \cdot \eta} \cdot n \cdot 86400 \cdot K_3 \cdot T_3$$

где  $C_n$  – приведенная стоимость оборудования;  $C_{\text{баз}}$  – базовая цена оборудования;  $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости (принимается равной 0,9 кг/дм<sup>3</sup>);  $g$  – ускорение свободного падения;  $Q$  – номинальный объем подачи (указывается в «Требованиях заказчика»);  $H$  – номинальный дифференциальный напор (указывается в «Требованиях заказчика»);  $\eta$  – номинальный к.п.д. насоса (указывается поставщиком в закупочной документации);  $n$  – число насосов, предлагаемых к поставке по позиции; 86400 – коэффициент для пересчета м<sup>3</sup>/сут в л/с; 8760 – число часов в году;  $K_3$  – среднегодовой коэффициент эксплуатации фонда УЭЦН (0,958);  $T_3$  – среднегодовой тариф на 1 кВт·ч с учетом НДС (2,985 руб/кВт·ч).

По этой формуле в ОАО «НК «Роснефть» в режиме пилотного проекта будет оцениваться общая выгода от покупки оборудования. Кроме того, данный подход будет полезен представителям заводов-изготовителей для анализа конкурентоспособности своего оборудования.

## Сравнение энергопотребления при различных способах механизированной добычи по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть»<sup>1</sup>

**В.И. Тарасов, М.Н. Каверин**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН РИД в г. Тюмени),  
**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Выбор оптимального способа эксплуатации скважины является одной из основных задач механизированной добычи. Сложность ее решения заключается во множестве переменных, которые влияют на экономическую эффективность процесса. И если такие показатели, как наработка на отказ и межремонтный период, достаточно трудно прогнозируемы, то удельное энергопотребление поддается объективной оценке с помощью инструментального контроля, на основе которого можно делать точные расчеты, определяя экономическую привлекательность различных способов эксплуатации для конкретных скважинных условий. Следует отметить, что произошедший в последние годы рост тарифов на электроэнергию обусловил повышенное внимание к энергоэффективности добычи во всех крупных нефтяных компаниях.

Специалисты ОАО «НК «Роснефть» уже неоднократно публиковали в специализированных изданиях результаты работ, нацеленных на повышение энергоэффективности механизированной добычи. Основное их направление было связано с выполнением энергосберегающего дизайна установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), а также с применением насосов и погружных двигателей, обладающих техническими характеристиками, превосходящими характеристики стандартного оборудования.

На текущий момент эксплуатация добывающих скважин в компании осуществляется в основном с помощью УЭЦН — 94 % всего фонда, и эта доля постоянно увеличивается, что объясняется несколькими причинами. Основными преимуществами УЭЦН являются широкий модельный ряд и возможность создания высокой депрессии за счет высоких напоров и больших

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. — 2012. — № 3. — С. 49-52.

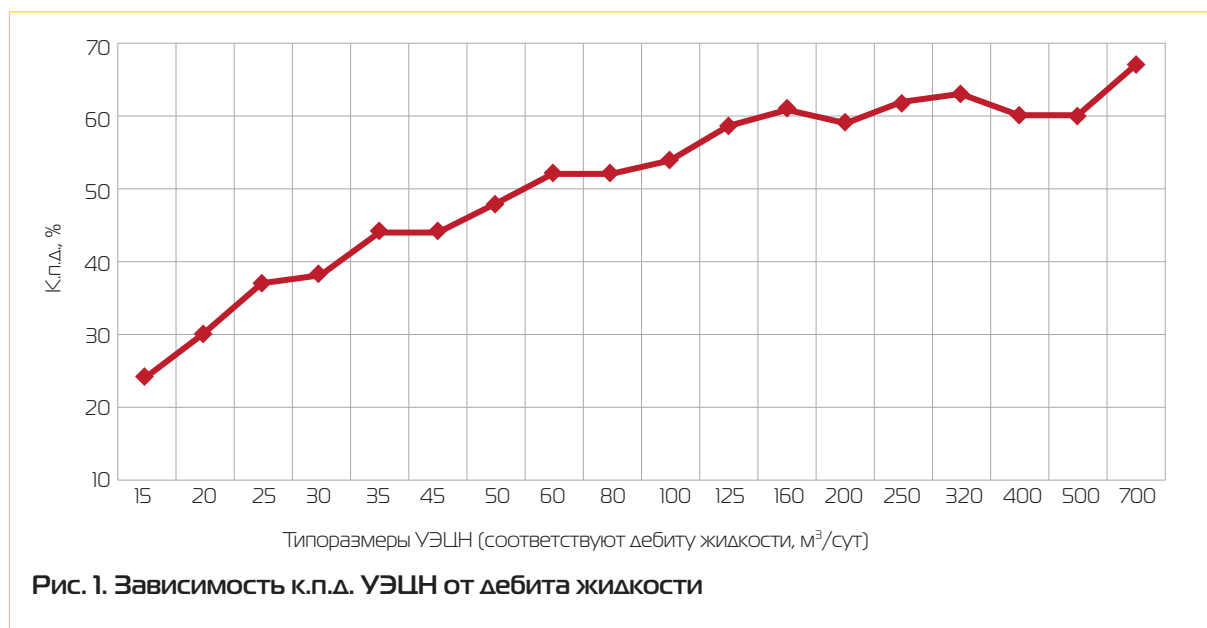


Рис. 1. Зависимость к.п.д. УЭЦН от дебита жидкости



Рис. 2. Зависимость удельных энергозатрат от дебита жидкости

глубин спуска. Для части добывающего фонда этот способ эксплуатации является практически безальтернативным.

Однако УЭЦН имеет существенный недостаток, обусловленный конструктивной особенностью, – низкий к.п.д. Особенно это характерно для малопроизводительных УЭЦН с номинальной подачей в диапазоне 10–35 м³/сут. Данная особенность УЭЦН была отмечена в работе [1]. По заключению ее авторов, в области небольших подач к.п.д. УЭЦН резко снижается. К аналогич-

ному выводу пришли авторы работы [2]. В итоге малый к.п.д. низкопроизводительных УЭЦН формирует высокие удельные энергозатраты. Так, к.п.д. УЭЦН5-15 одного из отечественных производителей равен 24 %, а УЭЦН5-50 того же завода – 48 % (рис. 1).

На рис. 2 показан пример изменения удельного энергопотребления в зависимости от дебита жидкости на фонде УЭЦН в ООО «Бугурусланнефть». Из рис. 2 видно, что удельное энергопотребление УЭЦН в

диапазоне подач до 50 м<sup>3</sup>/сут в 2,3 раза выше, чем в диапазоне 50-500 м<sup>3</sup>/сут.

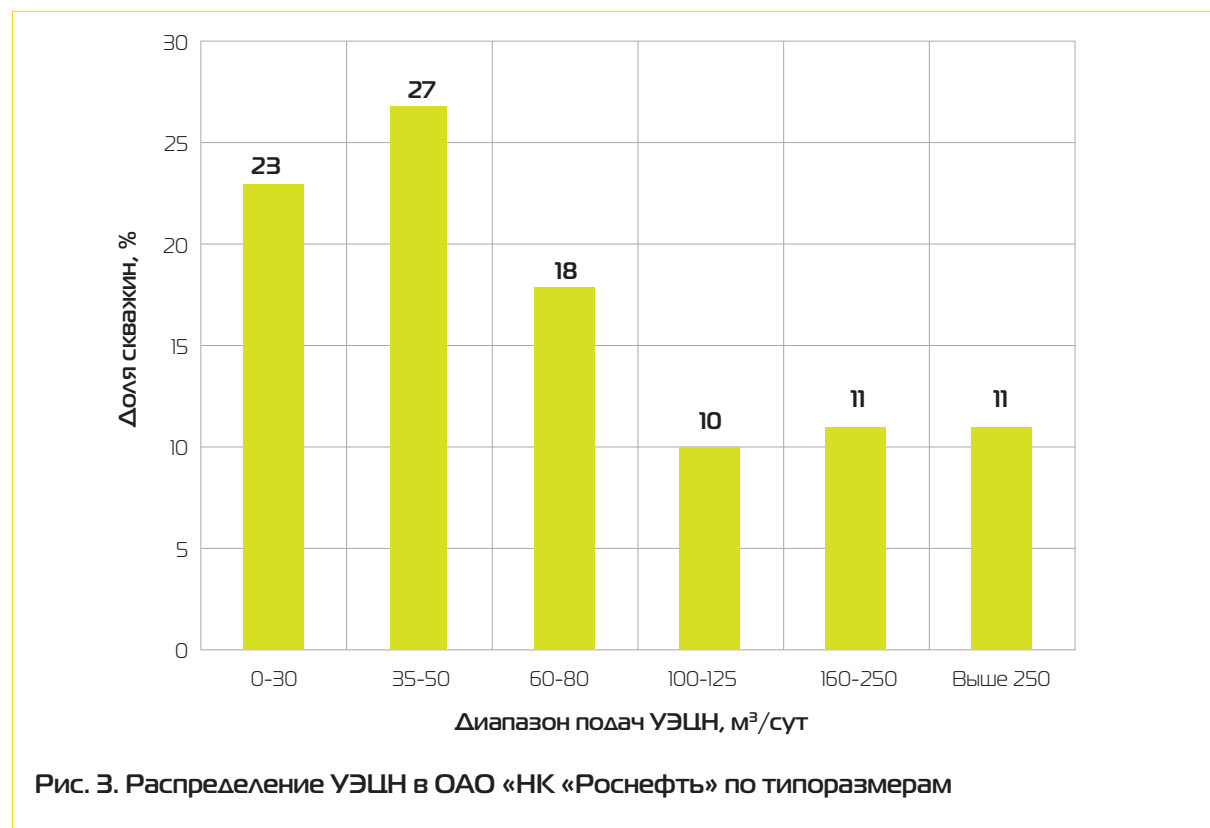
Насколько актуальна эта проблема для ряда предприятий ОАО «НК «Роснефть», можно судить по рис. 3. На долю самых малоэффективных насосов с подачей менее 30 м<sup>3</sup>/сут приходится 23 % всего фонда УЭЦН выбранных предприятий. Парк насосов с диапазоном подач 35-50 м<sup>3</sup>/сут, к.п.д. которых также являются невысокими, составляет 27 %. Таким образом, половина всего добывающего фонда имеет заведомо низкую энергоэффективность, связанную с конструктивными особенностями УЭЦН.

В то же время в соответствии с принятой стратегией решение о широкомасштабном тиражировании любой технологии принимается только после всесторонней оценки ее технической и экономической эффективности. Причем экономический расчет должен базироваться на фактических результатах опытно-промысловых испытаний (ОПИ). В связи с этим в 2010–2011 гг. в скважинах дебитом 10-15 м<sup>3</sup>/сут были про-

ведены ОПИ по определению энергопотребления при различных способах эксплуатации: с помощью УЭЦН, установки скважинного штангового насоса (УСШН), установки штангового винтового насоса (УШВН) и установки винтового насоса с вентильным двигателем (УВН).

### Сравнительный анализ энергопотребления УЭЦН и УСШН

Анализ энергопотребления УЭЦН и УСШН проводился в несколько этапов. На первом этапе была выбрана скважина Самолорского месторождения, эксплуатирующаяся при помощи УЭЦН-15. Во время работы насоса в установившемся режиме были выполнены замеры энергопотребления и дебита жидкости. После отказа УЭЦН в данную скважину был спущен штанговый насос НВ-29. После вывода на режим, соответствующий режиму работы центробежного насоса, был проведен замер энергопотребления при помощи счетчика ПСЧ-4ТМ. В результате при одинаковом





уровне добычи жидкости 12 м<sup>3</sup>/сут потребляемая мощность снизилась в 2 раза – с 19 до 9 кВт, удельное энергопотребление – в 2,1 раза (рис. 4).

На втором этапе анализа были проведены замеры потребляемой мощности по 30 скважинам, эксплуатируемым с помощью УСШН. Полученные данные сравнили с параметрами работы семи скважин фонда УЭЦН-15, эксплуатируемых на тех же глубинах спуска, что и исследуемый фонд УСШН (рис. 5). Для объективности оценки анализировался показатель удельного энергопотребления, а не снижение абсолютной мощности. В итоге энергоэффективность фонда УСШН оказалась в 2,4 раза выше.

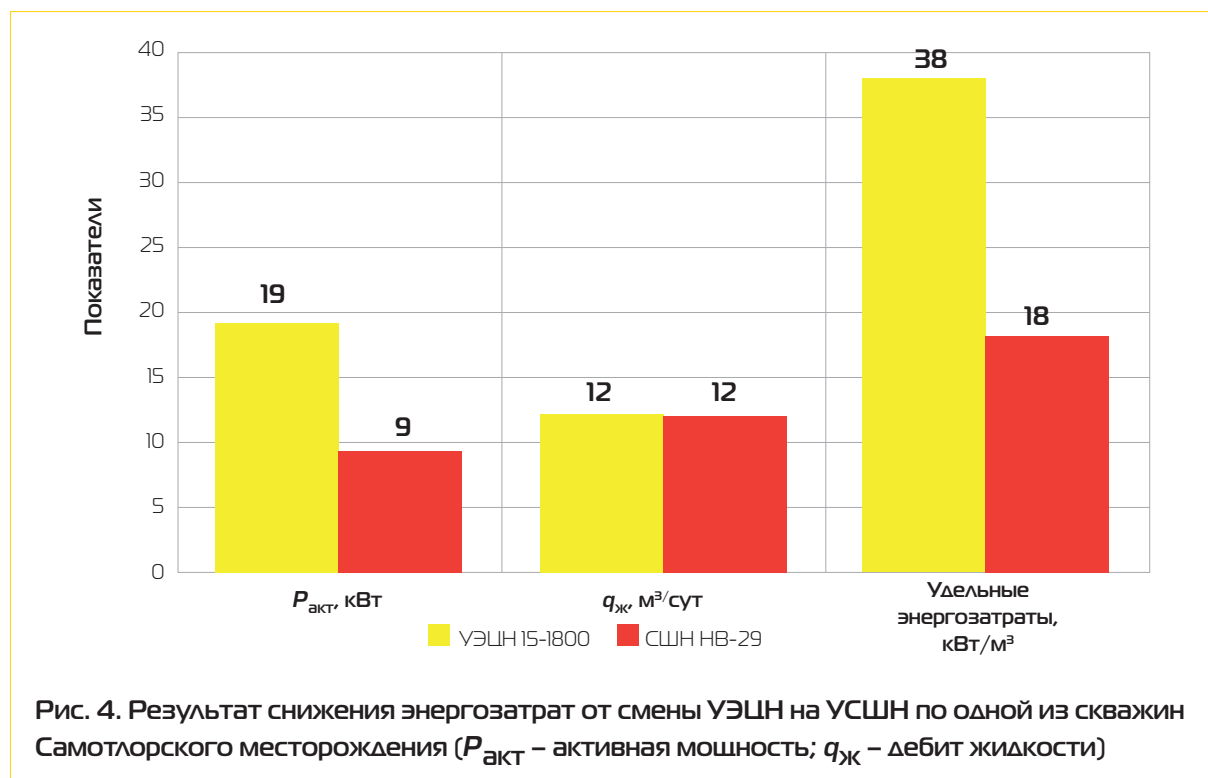
Отметим, что в данном анализе рассматривался самый низкоэффективный типоразмер ЭЦН-15, к.п.д. которого равен 25 %. Следует подчеркнуть, что исследованные установки работали в точке максимального к.п.д. Сравнительный анализ в диапазоне подач 15-30 м<sup>3</sup>/сут (НВ-44, ЭЦН-25, ЭЦН-30) не проводился, так как

отсутствовали данные по энергопотреблению УСШН данного типоразмера.

В то же время необходимо понимать, что большие типоразмеры УСШН не всегда можно рассматривать как альтернативу УЭЦН, в первую очередь вследствие ограничений их применимости по глубине спуска. Максимальный к.п.д. ЭЦН-25 и ЭЦН-30 равен порядка 35 %, но на практике он зачастую не достигается, с учетом потерь в остальных узлах УЭЦН (ПЭД, кабель, НКТ) несложно рассчитать, что эффект от их перевода на СШН будет незначительно ниже, чем эффект, представленный на рис. 4 и 5.

#### Сравнительный анализ энергопотребления УЭЦН и УШВН/УВН

Еще одним вариантом повышения эффективности работы малодобитного фонда явился перевод ряда скважин Самотлорского месторождения на эксплуатацию при помощи винтовых насосов. В настоящее время в России винтовой способ эксплуа-



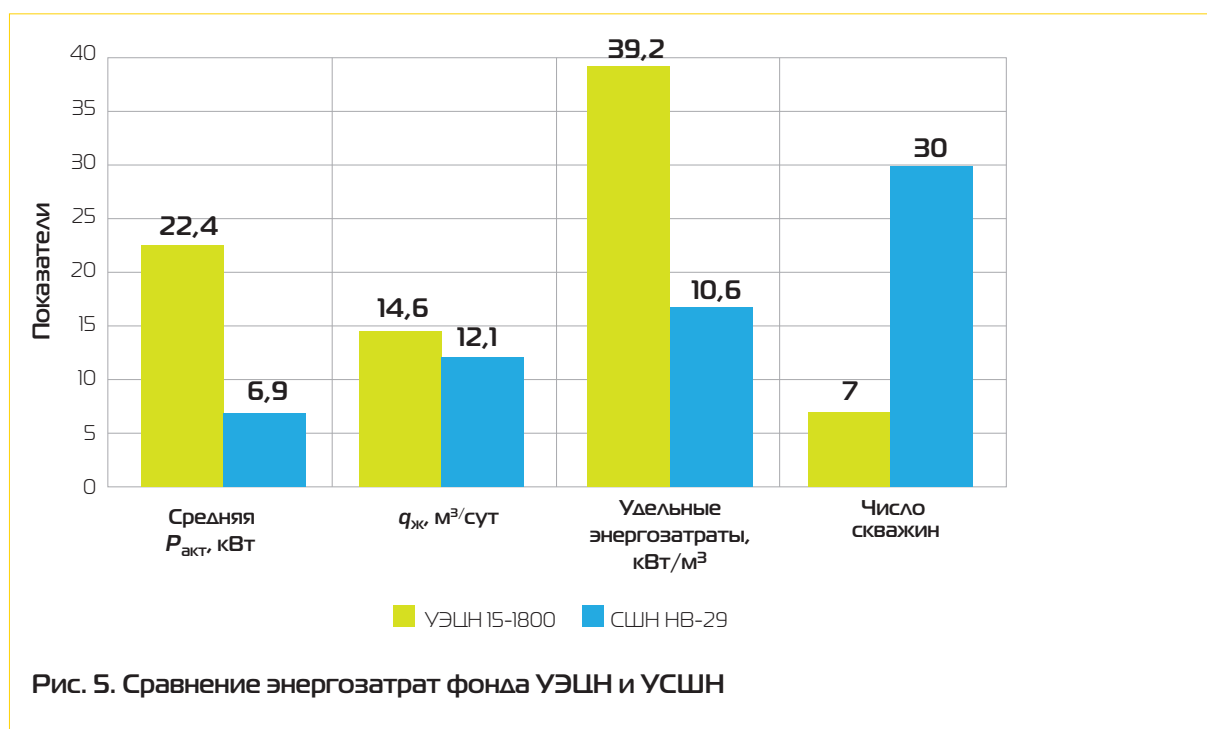


Рис. 5. Сравнение энергозатрат фонда УЭЦН и УСШН

тации, на наш взгляд, является сильно недооцененным и требует более пристального изучения.

Следует отметить, что проводимые ранее эксперименты по внедрению винтовых насосов в компании, как правило, не получали широкомасштабного продолжения в связи с низкой надежностью оборудования. В то же время известно, что на Западе данный способ эксплуатации широко распространен и характеризуется высокими показателями надежности. Производители винтовых насосов в основном объясняют наш отрицательный опыт неправильным подбором эластомера. В связи с этим промышленные испытания проводились, с одной стороны, с целью оценки энергоэффективности данного способа добычи нефти, с другой – для подтверждения надежности винтовых насосов, производимых лидерами в реализации данного типа оборудования, под конкретные условия Самотлорского месторождения.

В качестве производителя винтовых насосов со штанговым приводом была выбрана компания Weatherford, винтовых насосов с

погружным вентильным двигателем – ООО «Лемаз». Подбор эластомера выполнялся по данным пробы пластовой жидкости. Все скважины до спуска ШВН эксплуатировались УЭЦН.

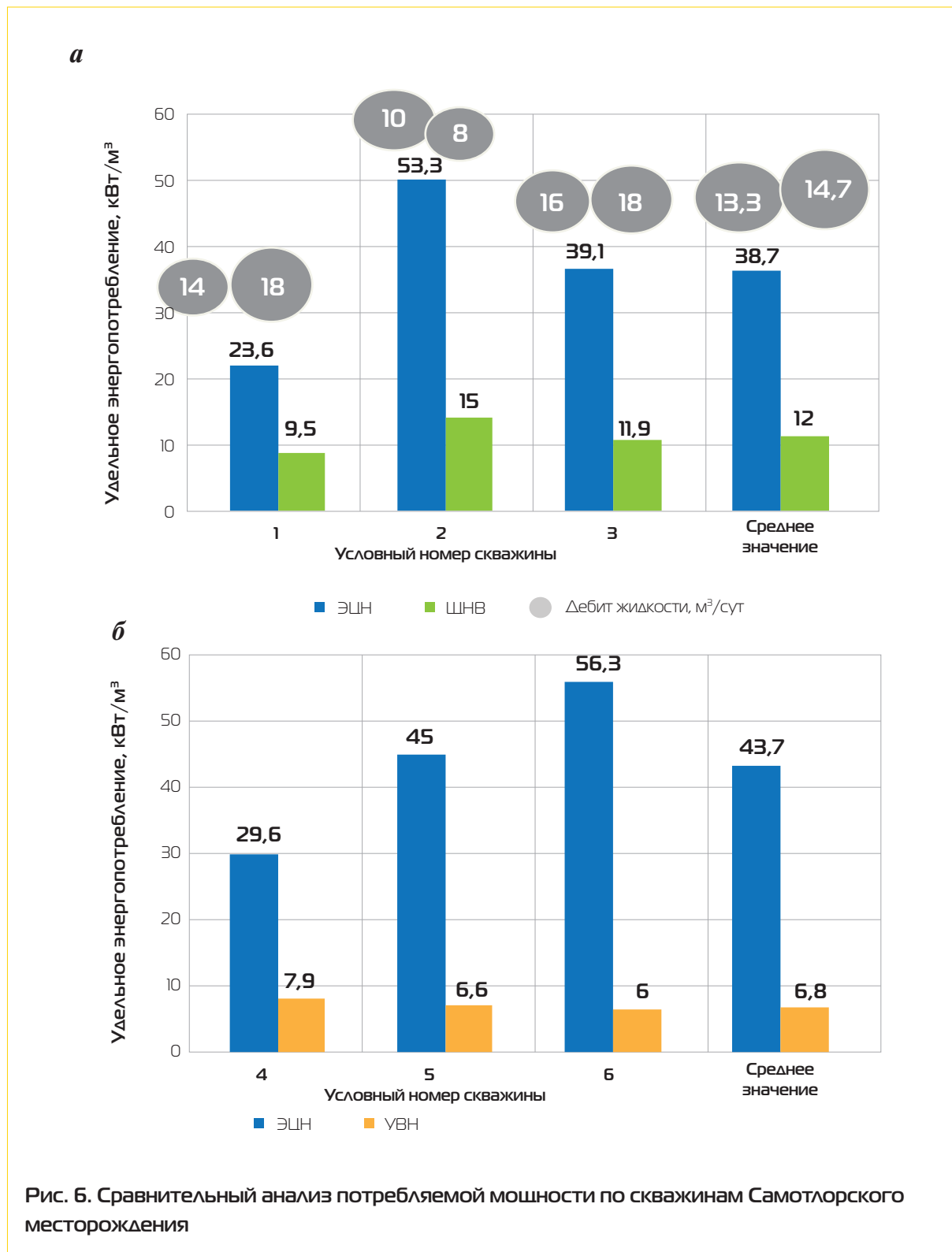
В анализе участвовали три скважины, в которых были смонтированы УШВН, и три скважины, в которых были смонтированы УВН. При текущем ремонте дополнительные работы с пластом не проводились, центробежные насосы до смены работали в постоянном режиме.

В результате выполненных замеров были получены следующие результаты.

1. *Винтовые насосы со штанговым приводом* (рис. 6, а). Средний дебит жидкости УЭЦН составлял 13,3 м³/сут. Сегодня УШВН эксплуатируются со средним дебитом 14,7 м³/сут. Энергопотребление снизилось в среднем на 13,8 кВт на одну скважину, или на 64,3 %, или в 3,2 раза по сравнению с эксплуатацией УЭЦН. Таким образом, предположение о высокой энергоэффективности эксплуатации винтовыми насосами полностью подтвердилось на практике.

2. Винтовые насосы с вентиляльным двигателем (рис. 6, б). После замены центробежных насосов на винтовые также был получен существенный эффект по экономии электро-

энергии. Удельное энергопотребление снизилось на 84,4 %, притом что средний дебит жидкости даже несколько увеличился. Активная мощность при эксплуатации УЭЦН



составляла в среднем 19,3 кВт на скважину, при УВН – 5,2 кВт на скважину.

В таблице приведены сравнительные показатели удельного энергопотребления по способам добычи нефти.

Параметры	УЭЦН/ УСШН	УЭЦН/ УШВН	УЭЦН/ УВН
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	14,6/12,1	13,3/14,7	15,6/17,4
Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	39,2/16,6	38,7/12	43,7/6,8

### Заключение

Наибольшая эффективность с точки зрения энергопотребления была получена при эксплуатации скважин винтовыми штанговыми насосами. Снижение удельного энергопотребления по сравнению с эксплуатацией этих же скважин УЭЦН составило 69 % при переводе на УШВН и 84,4 % – на УВН. Потребляемая мощность в среднем на одну скважину составила 6,1 кВт при среднем дебите жидкости 16,1 м<sup>3</sup>/сут, в то время как УЭЦН работали со средним дебитом 14,5 м<sup>3</sup>/сут и потребляли мощность 20 кВт.

Эксплуатация скважин дебитом около 15 м<sup>3</sup>/сут при помощи УСШН также яв-

ляется привлекательной с точки зрения энергоэффективности. Снижение удельного энергопотребления при переводе скважин с УЭЦН на УСШН составило 57,7 %, при этом было получено незначительное снижение среднего дебита жидкости. Потребляемая мощность на одну скважину равнялась 6,9 кВт.

Полученные результаты соответствуют рекомендациям, изложенным в научных трудах, посвященных данной тематике. Так, в работе [2] предложена модель экономической оценки основных способов эксплуатации в зависимости от различных осложняющих факторов, основанная на методе экспертных оценок. Согласно этой модели эксплуатация низкодебитных скважин УЭЦН является неприемлемой. Эксплуатация таких скважин УСШН также неоптимальна, но экономически более оправдана, чем эксплуатация УЭЦН.

В свою очередь, в работе [3] авторы считают наиболее рациональным в скважинах с малым темпом набора кривизны и дебитами от 3 м<sup>3</sup>/сут и выше в условиях повышенного содержания газа и механических примесей при работе с пластовыми жидкостями высокой вязкости применение винтовых штанговых насосов.

### Список литературы

1. *Скважинные насосные установки для добычи нефти* / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров [и др.]. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – С. 7.
2. *Мищенко И.Т., Бравичев Т.Б., Николаев А.И.* Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Недра, 2005. – С. 7, 11–13.
3. *Оборудование для добычи нефти и газа* / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров [и др.]. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – Ч. 2. – 380 с.

# Методика планирования и анализа энергоэффективности добычи нефти<sup>1</sup>

**М.Н. Каверин, С.В. Куряев**

(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН РИД в г. Тюмени)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

## Введение

Достоверное планирование потребления электроэнергии добывающими скважинами является одной из задач, с которыми приходится сталкиваться инженеру-нефтянику при механизированной добыче. Сложность ее решения заключается во множестве переменных, которые влияют на экономическую эффективность процесса. Одной из этих составляющих является энергоэффективность. Следует отметить, что произошедший в последние годы рост тарифов на электроэнергию обусловил повышенное внимание к данному показателю во всех крупных нефтяных компаниях.

С целью повышения качества планирования энергопотребления и повышения эффективности работы механизированного фонда скважин были проанализированы факторы, влияющие на удельное энергопотребление, и определены наиболее значимые из них, на основе изменения которых была разработана новая методика планирования энергопотребления.

В связи со значительным ростом тарифов на электроэнергию повышение энергоэффективности механизированной добычи

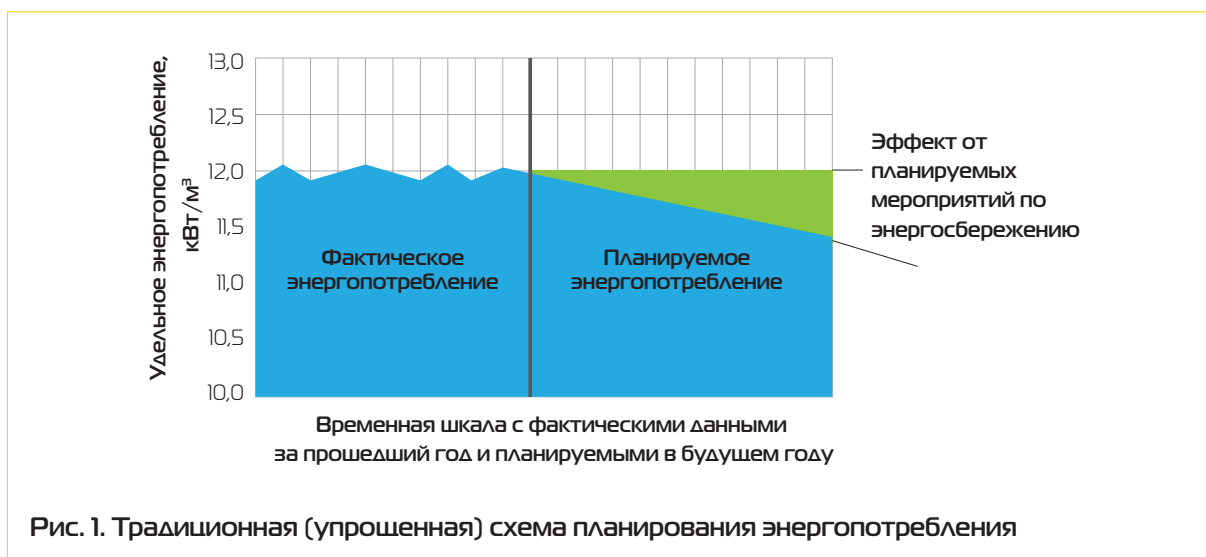
нефти стало одним из приоритетных направлений деятельности ОАО «НК «Роснефть». Эффективная организация процесса добычи нефти напрямую связана с достоверностью планирования производственных показателей. Однако снижение абсолютного энергопотребления – не самоцель, так как недопустимо и снижение добычи нефти, поэтому важным показателем в нефтедобыче становится удельное энергопотребление

$$N_{\text{уд}} = N_{\text{нак}} / Q_{\text{ж.нак}}, \quad (1)$$

где  $N_{\text{нак}}$  – накопленное энергопотребление;  
 $Q_{\text{ж.нак}}$  – накопленная добыча жидкости.

Отлаженной, действующей схемой учета и планирования удельного энергопотребления является ведение форм отчетности ДН и GFO. На основе фактических показателей за предыдущий период и предполагаемых мероприятий по энергосбережению осуществляется планирование энергопотребления (рис. 1). Однако анализ фактических и планируемых показателей показал, что существующая схема несовершенна, и фактическое удельное энер-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 58-62.



гопотребление значительно больше запланированного.

Отделом механизированной добычи был проведен комплексный анализ степени влияния на энергопотребление при механизированной добыче нефти всех возможных факторов, рассмотрена существующая схема планирования и разработана совершенно новая методика планирования удельного энергопотребления.

### Основы действующей схемы планирования

На основе статистических данных по энергопотреблению за предыдущие периоды и с учетом планируемых мероприятий по энергосбережению рассчитывается энергопотребление будущих периодов. Недостатком данного подхода является неполный учет основных факторов, влияющих на удельное энергопотребление.

На основе анализа всех факторов, возможно оказывающих влияние на энергосбережение, были выявлены действительные зависимости и построен график (рис. 2) планируемого энергопотребления.

По данным анализа многочисленных параметров работы системы добычи жидкости были определены основные факторы, оказывающие значительное влияние на удельное энергопотребление при добыче нефти.

1. Мероприятия по применению энергоэффективного оборудования, оптимизации процессов, сокращению потерь. В компании получен положительный опыт по оптимизации процесса сокращения энергозатрат и внедрению высокоэффективного оборудования. Тиражирование всех достигнутых наработок в области энергосбережения позволит значительно сократить удельное энергопотребление в области механизированной добычи нефти.

2. В наибольшей степени на изменение удельного энергопотребления добычи нефти оказывает влияние гидродинамическое состояние эксплуатируемых пластов. Мощность, затрачиваемую на подъем жидкости, можно рассчитать по формуле

$$N = ((Q/86400) \cdot H_d \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}) / \eta_{\text{сист}}, \quad (2)$$

где  $Q$  — дебит жидкости, извлекаемой из скважины;  $H_d$  — динамический уровень;  $\rho$  — плотность добываемой жидкости;  $g$  — ускорение свободного падения;  $\eta_{\text{сист}} = \eta_{\text{ЭЦН}} \cdot \eta_{\text{ПЭД}} \cdot \eta_{\text{кабеля}} \cdot \eta_{\text{НКТ}} \cdot \eta_{\text{Су}}$  — к.п.д. системы механизированной добычи.

Из формулы (2) видно, что изменение дебита приводит к изменению абсолютной потребляемой мощности, влияя на удельное энергопотребление лишь косвенно, через к.п.д. ЭЦН. В то же время изменение динамического уровня при постоянном уровне

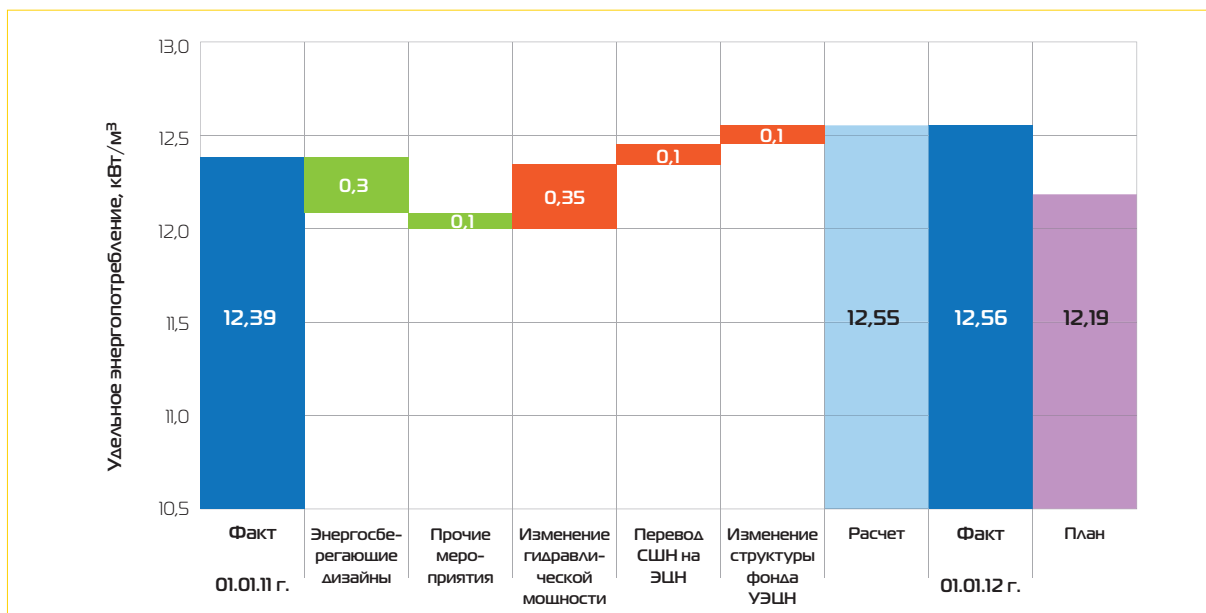


Рис. 2. Анализ факторов влияния на удельное энергопотребление

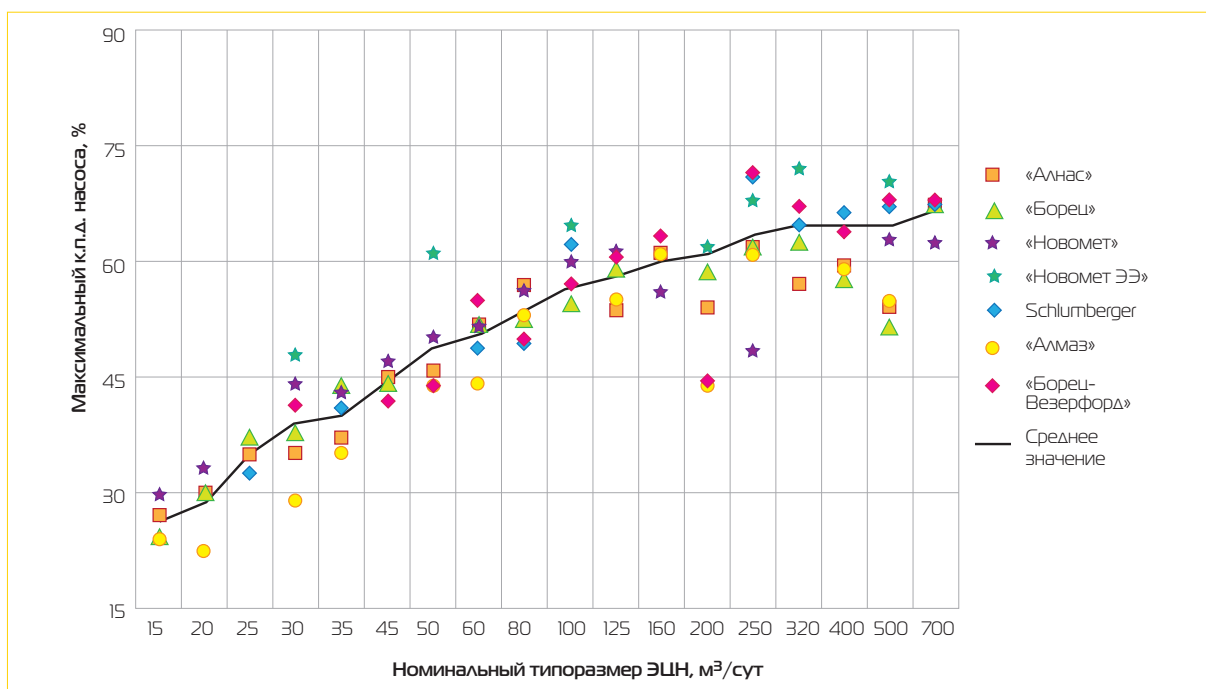


Рис. 3. Максимальные к.п.д. ЭЦН различных заводов-изготовителей по типоразмерам

добычи жидкости приводит к прямо пропорциональному изменению удельного энергопотребления.

3. Относительно небольшие типоразмеры ЭЦН (15-50 м³/сут) имеют значительно меньший к.п.д. по сравнению с ЭЦН большего типоразмера (рис. 3). В связи с этим изменение дебита жидкости и соответственно изменение

типоразмеров насосов могут привести к удорожанию или удешевлению подъема 1 м³ жидкости. Данное утверждение действительно для любого изменения типоразмеров: ввод новых скважин из бурения, снижение притока из пласта, геолого-технические мероприятия, капитальный ремонт скважин, интенсификация притока и др.

П/п	Расчетные показатели	Год	Значение
1	К.п.д. системы, рассчитанный по фактическим показателям энергопотребления за 8 мес 2011 г.		0,28
2	Начальный динамический уровень, м		1460
3	Добыча жидкости за 8 мес 2011 г., тыс. т		41326
4	Энергопотребление (факт) за 8 мес 2011 г., тыс. кВт·ч		591210
5	Фактическое удельное энергопотребление за 8 мес 2011 г., кВт·ч/т/сут		14,3
6	Добыча жидкости прогнозная за год, тыс. т	2011	62172
		2012	60145
		2013	57510
		2014	57237
7	Прогнозное потребление с учетом прогнозируемого дебита жидкости и фактического удельного энергопотребления за 8 мес 2011 г., тыс. кВт·ч	2011	889433
		2012	860429
		2013	822743
		2014	818829
8	Динамический уровень, м	2011	1487
		2012	1482
		2013	1479
		2014	1475
9	Эффект от мероприятий по энергосбережению, тыс. кВт·ч	2011	5057
		2012	9679
		2013	10900
		2014	18500
10	Изменение энергопотребления за счет изменения $H_d$ и $Q_{ж}$ , тыс. кВт·ч	2011	-16448
		2012	2947
		2013	1691
		2014	2243
11	Новое рассчитанное энергопотребление, тыс. кВт·ч	2011	900825
		2012	859194
		2013	808918
		2014	784261
12	Новое рассчитанное удельное энергопотребление, кВт·ч/т/сут	2011	14,5
		2012	14,3
		2013	14,1
		2014	13,7

4. Изменение способа механизированной добычи. В частности, перевод с СШН на небольшой типоразмер ЭЦН приводит к снижению к.п.д. системы и соответственно увеличению удельного энергопотребления. В то же время винтовые насосные установки, напротив, наиболее энергоэффективны.

#### Определение методики прогнозирования с наибольшей сходимостью

После определения наиболее значимых влияющих факторов и степени их влияния было проработано несколько методик прогнозирования удельного энергопотребле-

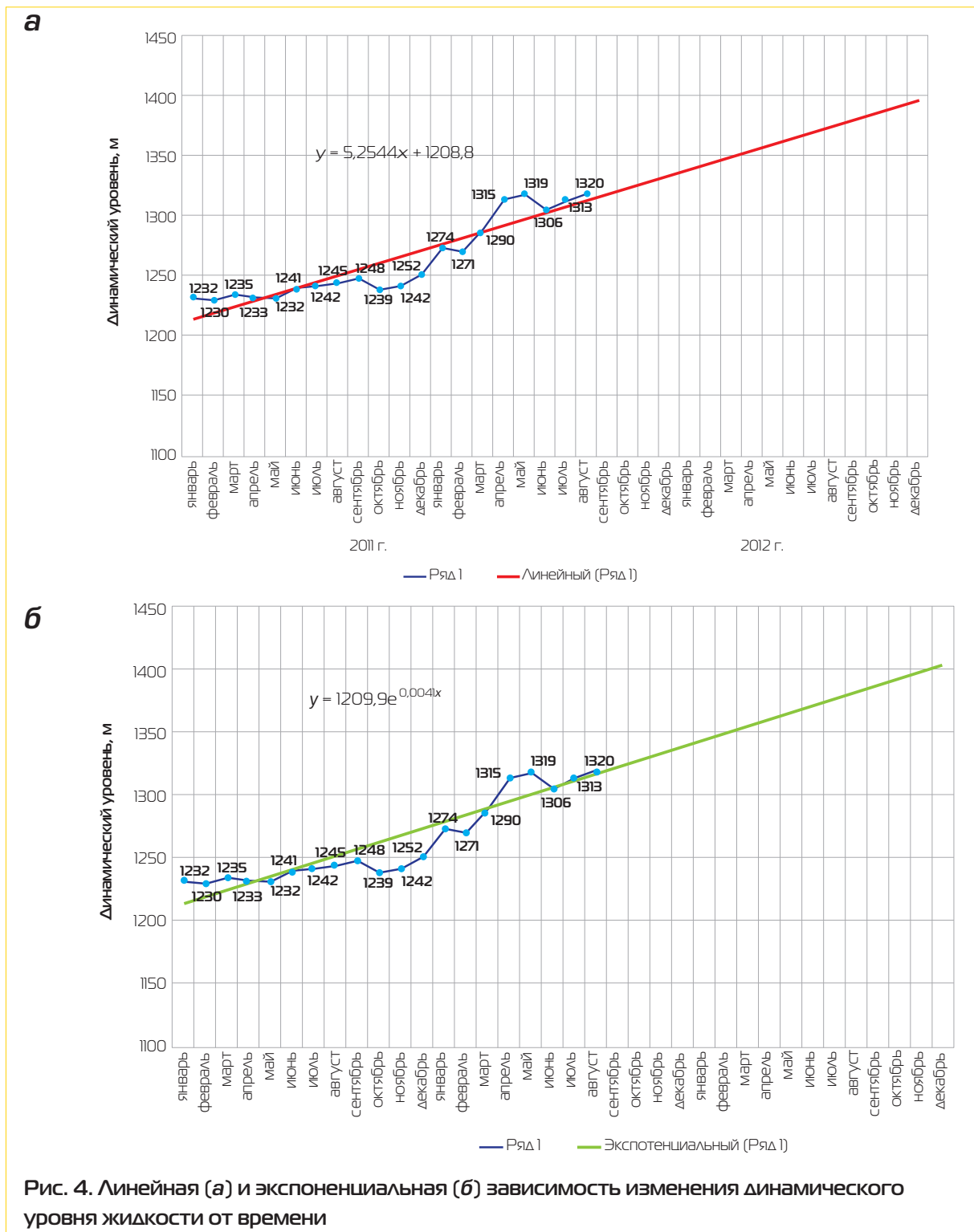
ния в компании. С учетом наработанного материала для внедрения предлагается наилучший из вариантов: данная методика является наиболее точной, а также достаточно простой в использовании.

Разработанная по данной методике матрица представлена в таблице.

1. Прогноз добычи жидкости на 3 года берется из формы GFO (п. 6 в матрице).

2. Прогноз изменения  $H_d$  выполнен на базе анализа истории изменения динамического уровня и построения трендов на 3 года. Для определения наиболее точного уравнения прогнозирования был проведен анализ множества уравнений аппроксимации.





Выбор уравнения выполнен на базе данных ОАО «Самотлорнефтегаз», при этом контрольной точкой для определения точности прогноза являлся расчетный динамический уровень за август 2011 г., т. е. моделировалась ситуация, какой бы уровень

был спрогнозирован, если бы данную работу выполняли в январе 2011 г., имея в наличии данные по 2010 г. Полученный результат показал, что наибольшая сходимость получена при использовании линейной и экспоненциальной зависимостей (рис. 4).

3. Далее был разработан алгоритм расчета изменения удельного энергопотребления. При расчете, исходя из данных на 01.09.11 г., он выглядел следующим образом.

3.1. Определялись фактические добыча жидкости и энергопотребление по форме отчетности потребления электроэнергии (ДН-9) за 8 мес 2011 г. (см. матрицу, пп. 3 и 4).

3.2. Рассчитывалось фактическое удельное энергопотребление на 01.09.11 г. (см. матрицу, п. 5).

3.3. Определялось гидравлическое энергопотребление за 8 мес исходя из среднего динамического уровня и дебита жидкости за 8 мес по формуле

$$N_{2011\text{расч}} = 9,81 \cdot Q_{ж2011} \cdot H_{д2011} \cdot 24/86400.$$

3.4. Определялся к.п.д. системы  $\eta_{\text{сист}}$  делением  $N_{2011\text{расч}}$  на  $N_{2011\text{факт}}$  (см. матрицу, п. 1).

3.5. Рассчитывалось прогнозное энергопотребление  $N_{2012\text{прогн}}$  с учетом прогнозируемого дебита жидкости и фактического удельного энергопотребления за 8 мес 2011 г. (т.е. что было бы, если бы ничего не изменилось, кроме дебита жидкости) (см. матрицу, п. 6).

3.6. Из программ по снижению энергопотребления на 3 года определялся совокупный эффект от мероприятий.

3.7. Вычислялось изменение энергопотребления за счет изменения  $H_{д}$  и  $Q_{ж}$  по формуле

$$\Delta N_{д2012} = 9,81 \cdot Q_{ж2012} \cdot (H_{д2012} - H_{д2011}) \times 24/86400 / \eta_{\text{сист}}$$

3.8. Вычислялось плановое энергопотребление на 2012 г. по формуле

$$N_{2012} = N_{2012\text{прогн}} + N_{\text{меропр}2011} + \Delta N_{д2012}.$$

3.9. Рассчитывалось плановое удельное энергопотребление на 2012 г. по формуле

$$N_{\text{уд}2012} = N_{2012} / Q_{ж2012}.$$

## Выводы

1. Недостатком существующей схемы планирования потребления электроэнергии является ее независимость от возможного изменения гидродинамического состояния разрабатываемых месторождений.

2. С использованием разработанной методики рассчитано, что фактический к.п.д. механизированной добычи в компании  $\eta_{\text{мд}} = 0,31$ , что оставляет огромное поле деятельности для увеличения эффективности добычи и сокращения затрат.

3. Выполненный прогноз удельного энергопотребления при механизированной добыче нефти показал, что в некоторых дочерних обществах компании эффект от внедрения всех запланированных мероприятий по увеличению эффективности добычи нефти не перекроет потери от снижения динамического уровня жидкости. Это можно принять как руководство к действию по двум направлениям:

- необходимо акцентировать внимание на поддержании энергетического состояния разрабатываемых пластов;

- требуется широкомасштабное внедрение энергоэффективного оборудования и технологий для достижения значимых результатов по снижению затрат на электроэнергию в добыче нефти.

4. Разработанная методика прогнозирования энергопотребления позволяет получать более предсказуемые результаты деятельности и детально понимать причины недостижения плановых показателей в области энергосбережения для компании при механизированной добыче нефти.

## Реализация проекта энергосбережения при механизированной добыче в ОАО «Самотлорнефтегаз»<sup>1</sup>

**С.Д. Шевченко, И.Я. Чудийович (ОАО «Самотлорнефтегаз»),  
М.Н. Каверин, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭП и ТР БН Рид в г. Тюмени)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Самотлорское нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки, для которой характерна высокая обводненность продукции скважин. При этом для поддержания уровня добычи нефти большинство скважин эксплуатируется с забойным давлением 3–5 МПа. В условиях снижения добычи нефти первостепенное значение приобретают проекты по уменьшению себестоимости подъема жидкости из скважин.

В 2009 г. в ОАО «Самотлорнефтегаз» была начата реализация проекта энергосбережения при механизированной добыче. В основу организации процесса повышения энергоэффективности нефтедобычи был заложен ряд ключевых принципов.

– Энергоэффективность как неотъемлемая часть текущей управленческой практи-

ки и обязательный составной элемент принятия решений на всех организационных уровнях.

– Контроль и эффективное управление всеми производственными процессами, связанными с энергопотреблением.

– Четкая схема взаимодействия между специально обученными и мотивированными специалистами.

– Четкая и конкретная цель реализации технологических решений по повышению энергоэффективности, базирующейся на основе объективной информации о текущей ситуации и научно обоснованном планировании.

### Организационные мероприятия

С конца 2009 г. на предприятии целенаправленно создавалась организационная структура, позволяющая максимально эф-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 40-45.

фективно решать задачи в области снижения энергопотребления. Ее функционирование базируется на вовлечении в процесс экономии электроэнергии максимального числа специалистов, начиная с цехового персонала и заканчивая топ-менеджерами предприятия, с мотивацией на достижение конечного результата, четким разграничением зон ответственности.

Большое значение в правильной организации технологических процессов в ОАО «Самотлорнефтегаз» придается энергоаудитам, являющимся основным элементом системы энергоменеджмента. На предприятии утвержден график их проведения, в соответствии с которым в I полугодии 2013 г. проведено шесть энергоаудитов, в результате чего для девяти подразделений подготовлено 47 рекомендаций, направленных на увеличение энергоэффективности. Группа специалистов предприятия прошла специальный курс обучения и была сертифицирована для проведения внутренних аудитов системы энергоменеджмента в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 50001:2011.

### Технологические мероприятия

Параллельно с внедрением организационных мероприятий в области энергоэффективности происходило активное внедрение технических элементов по контролю энергопотребления на технологических объектах.

Начиная этот проект, специалисты четко понимали, что только контроль параметров эксплуатации каждой скважины позволит реально управлять всем процессом. В связи с этим на первом этапе была поставлена задача учета энергопотребления по каждой скважине в режиме реального времени с выходом на верхний уровень автоматизированной системы управления технологическими параметрами (АСУ ТП).

Решение, казалось бы, лежит на поверхности – комплектация станций управления (СУ) индивидуальными счетчиками элек-

троэнергии. Однако при числе скважин действующего фонда, превышающем 8 тыс., этот вариант требует серьезных капитальных вложений и временных затрат. Кроме того, следует учитывать, что далеко не все модели станций совместимы со счетчиками.

Столкнувшись с этой проблемой, специалисты провели испытания, в ходе которых сравнили фактические замеры энергопотребления сертифицированными счетчиками электроэнергии с расчетным энергопотреблением, определенным по алгоритму, учитывающему данные со станций управления. На первом этапе погрешность замеров составила до 20 %. Далее была проведена корректировка станций управления, после чего расхождение между показаниями счетчика и данными со станций управления не превышало 5 % (табл. 1). Такая погрешность была принята как допустимая.

Таблица 1

Тип контроллера	Число скважин	Среднее отклонение замера с контроллера СУ от замера счетчиком Fluke, %	
		до корректировки	после корректировки
Каскад 2-200	58	-7,08	-0,95
Электон	44	-12,1	-1,39
Квант-ВД	11	8,05	3,03
Борец-ВД	8		1,16
Квант-1	2	19,88	2,14
ИЖ	1		-4,86
Каскад 1-100 ПИМ	1	-3,85	-0,26
Каскад 2-100	2	-9,11	-1,43
МиниБЭУС НЭК-1	1		-2,99
<b>Итого</b>	<b>128</b>	<b>-8,1</b>	<b>-0,63</b>

В итоге без существенных материальных затрат в кратчайшие сроки была создана система по передаче технологических данных со станций управления по каждой скважине (охват 100 %) в АСУ ТП. Подтверждением эффективности принятой системы замера стало то, что расхождение между показаниями коммерческого узла учета энергопотребления и суммой показаний по каждой скважине составляет 7-8 %. Таким образом, в настоящее время технолог цеха добычи может

Таблица 2

Условный номер скважины	Тип установки	Мощность номинальная ПЭД, кВт	Расчетная потребляемая мощность, кВт, по данным		Потери в кабеле, кВт	Коэффициент		Отпайка ТМПН после подбора, В	Напряжение, В	Рабочий ток, А
			СУ	SubPump		мощности	загрузки			
1	159-1500	56	63,69	65,20	5,23	0,78	89,17	1764,00	406,94	24,71
2	25-1800	24	25,08	23,10	4,66	0,71	63,67	921,00	395,79	21,54
3	15-2000	32	14,55	16,30	0,40	0,70	34,76	1750,00	411,28	6,81
4	200-1600	90	75,07	77,70	1,56	0,81	74,49	2947,00	389,69	18,42
5	30-2000	32	27,14	26,50	2,84	0,75	67,01	1075,00	388,68	19,26
6	50-1700	32	20,01	19,30	1,89	0,68	44,39	1125,00	393,54	14,36
7	125-2050	70	64,73	60,00	1,93	0,73	71,76	2835,00	380,18	17,94

в режиме реального времени отслеживать текущий уровень энергопотребления по каждой скважине и, следовательно, имеет возможность выделить не оптимально работающее оборудование, наметить корректирующие мероприятия, оценить эффект от их реализации и др.

Кроме того, инженер-технолог при каждой смене УЭЦН осуществляет подбор погружного оборудования в специализированной программе SubPump, рассчитывая потребляемую мощность и внося ее в АСУ ТП «Регион 2000». При расхождении значений потребляемой мощности на 10 % между данными программного обеспечения SubPump и данными СУ проверяется корректность цепочки «станция управления – передача данных в АСУ ТП». В результате исключается мониторинг заведомо искаженных параметров. Для иллюстрации вышесказанного в табл. 2 представлены фрагменты данных из программы «Регион 2000», которые обновляются каждые 5-15 мин.

Таким образом, был сделан первый значительный шаг на пути к созданию эффективной схемы управления производственными процессами – получена качественная информация по энергопотреблению каждой скважины. Следует также отметить, что возможность отслеживания во времени таких технологических параметров, как рабочий ток, напряжение, давление на приеме насоса, температура погружного электродвигателя (ПЭД), дает неоспоримые преимущества не только в области повышения энергоэф-

фективности, но и в области повышения межремонтного периода, качества исследования скважин, оптимизации технологических процессов.

Возникает вопрос, как с погрешностью 7 % оценить эффективность нового энергосберегающего оборудования, если в большинстве случаев уровень эффекта находится в пределах 3-7 %, что обуславливает жесткие требования к качеству проведения опытно-промысловых испытаний.

Для ответа на данный вопрос в 2010 г. был создан специальный полигон для испытания энергоэффективных технологий в области механизированной добычи. Испытательный полигон представляет собой три куста с 22 работающими скважинами, каждая из которых укомплектована сертифицированным счетчиком электроэнергии. Данные со счетчиков и станций управления отслеживаются в режиме реального времени (табл. 3) по аналогии с АСУ ТП «Регион». Различие систем «Регион 2000» и «Полигон» заключается лишь в том, что последняя позволяет контролировать энергопотребление с классом точности 0,5.

На данном полигоне были испытаны такие технологии, как высоковольтный ПЭД, станции управления различных заводов, энергоэффективные установки ЭЦН (производства компании «Новомет» и альянса «Борец» - Weatherford), вентильный ПЭД и др.

Именно корректные испытания на полигоне высоковольтных ПЭД с энергоэф-

Таблица 3

Условный номер скважины	Тип установки	Мощность ПЭД, кВт			cosφ	Рабочий ток, А	Рабочее напряжение, В	Дебит газа, м <sup>3</sup> /сут	Давление на ГЗУ, МПа	Фактический дебит жидкости м <sup>3</sup> /сут
		номинальная	потребляемая	по счетчику АСТУЭ						
1	ЭЦН-30-1700	28	17,73	25,89	0,74	6,9	1125	560	1,08	10,8
2	1ВННП(К)5-25-1800	32	13,84	23,79	0,75	7,26	2106	1190	1,08	9,1
3	ЭЦНМ5-50-1700	32	24,94	25,92	0,69	9,24	2255	673	1,08	48,4
4	1ВННП(К)4-30-2100	32	25,94	28,42	0,76	17,39	1123	743	1,08	12
5	ЭЦНДИ5-50-2100	70	25,93	30,35	0,62	11,84	2050	1458	1,08	26,67
6	2ЭЦНП(К)4-50Г3-2500	45	44,96	47,4	0,83	13,01	2400	809	1,08	55,74
7	ЭЦН-100-2100	63	45,45	47,4	0,72	11,36	2998	882	1,08	100,8

фektivностью от 3 до 7 % в зависимости от типоразмера позволили приступить к тиражированию данной технологии на всех нефтедобывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть».

### Автоматизация

Наличие электронной базы данных, содержащей огромный массив параметров эксплуатации насосного оборудования, обусловило необходимость создания специального программного комплекса, который смог бы выполнять их анализ в автоматическом режиме, указывая на отклонения от оптимального значения по конкретным скважинам [1]. Это позволило бы направить усилия инженерных служб не на сбор и проверку корректности информации по всему действующему фонду, что сопряжено с большими временными и трудовыми затратами, а на разработку решений проблем для небольших групп не оптимально работающих скважин, выделенных программой.

В итоге был разработан и внедрен пакет программного обеспечения, состоящий из нескольких программных продуктов, который стал инструментом анализа поступающей информации и основой эффективной системы управления производством. Параметры эксплуатации со станций управления УЭЦН, замеры дебита жидкости, данные по смонтированному оборудованию, результаты лабораторных исследований до-

бываемой жидкости и прочая информация автоматически передаются в соответствующие компьютерные программы, сводя к минимуму процесс ручного ввода данных.

Как уже отмечалось ранее, все параметры работы УЭЦН передаются в электронный журнал автоматически со станций управления, а часть параметров, таких как удельное энергопотребление, динамический уровень, пересчитываются по зашитым внутрь программы алгоритмам. Следует отметить, что автоматизация охватывает все направления производственной деятельности: от добычи нефти до ее подготовки и транспортировки, позволяя принимать оптимальные управленческие решения не по отдельным блокам, а по процессу в целом, учитывая особенности и взаимосвязи отдельных его составляющих.

Система учета энергопотребления позволяет корректно планировать мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности, и осуществлять их мониторинг. Для примера на рис. 1 представлены данные по потребляемой мощности и дебиту жидкости по скважине после проведения ремонта и спуска подземного оборудования с более высоким к.п.д. в соответствии в принципами энергосберегающего дизайна.

Помимо этого в ОАО «Самотлорнефтегаз» внедрен в «электронный журнал работы скважин», содержащий замеры энергопотребления, корректно работающий мо-

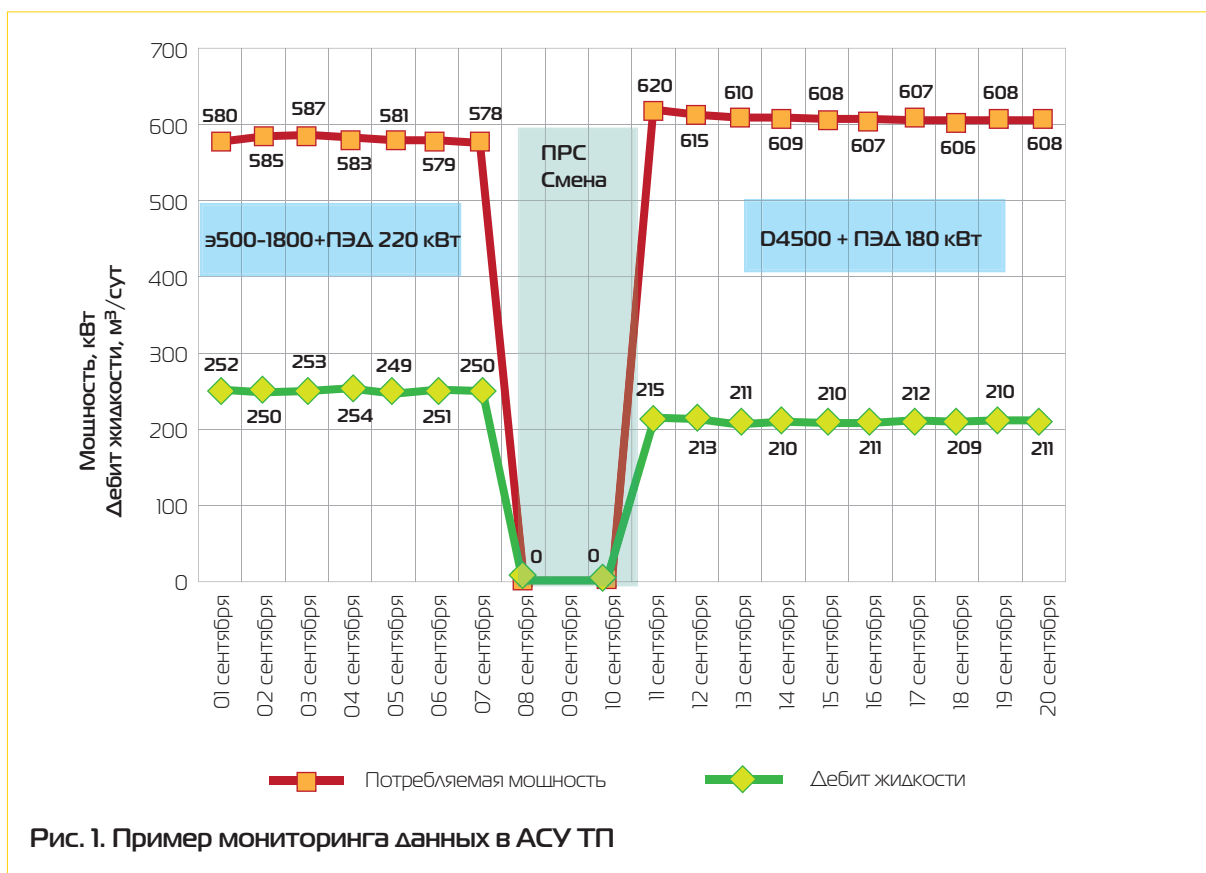


Рис. 1. Пример мониторинга данных в АСУ ТП

дуть рентабельности скважин. В данном модуле учтены все затраты, связанные с затратами на подъем жидкости, в том числе и энергозатраты, что позволяет быстро наметить мероприятия по повышению энергоэффективности.

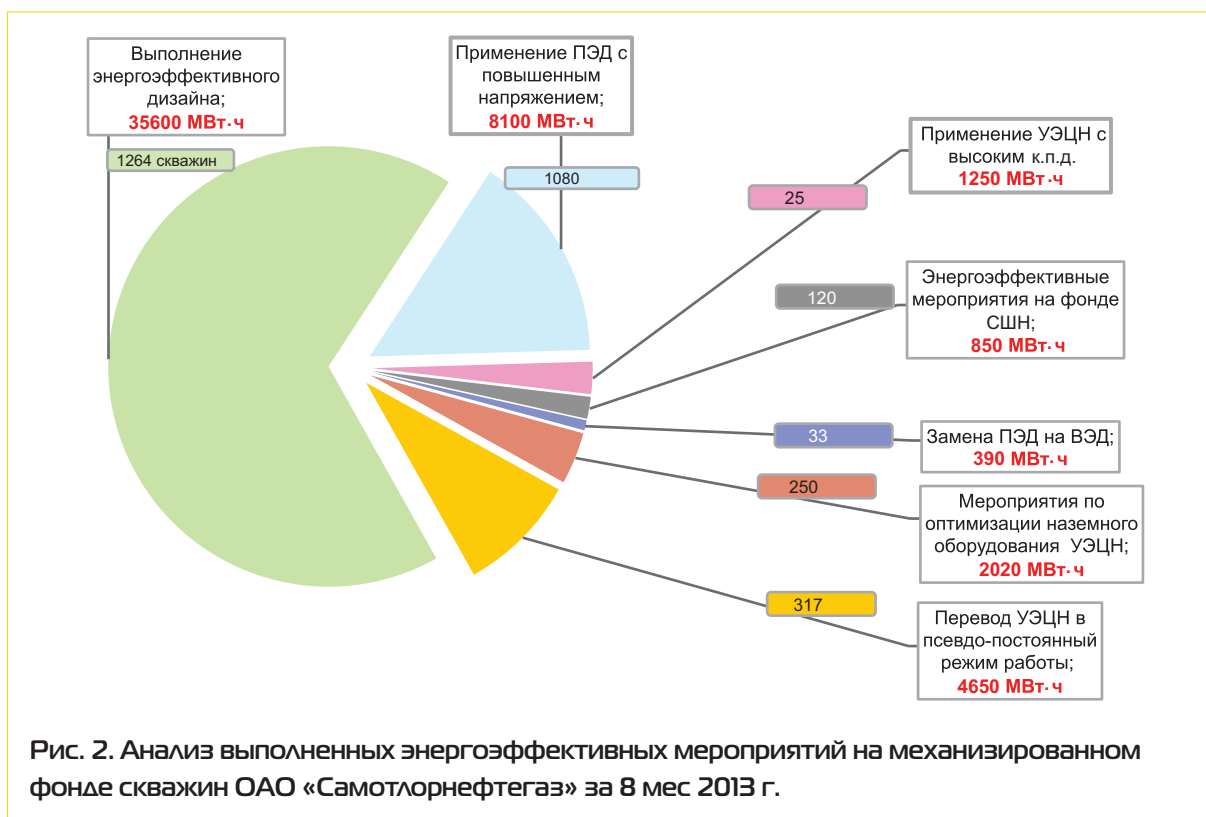
### Полученные результаты и планы

Весь комплекс описанных мероприятий как организационного, так и технического характера позволил добиться значительных результатов в области повышения энергосбережения. Например, за 8 мес 2013 г. экономия от мероприятий по повышению энергоэффективности работы механизированного фонда скважин составила порядка 53 тыс. МВт·ч. Полученный эффект позволил снизить удельное энергопотребление на подъем жидкости с 10,8 до 10,1 кВт/м³, или на 6,5 %.

Рассмотрим технические мероприятия, позволившие повысить энергоэффективность механизированной добычи нефти.

Программа энергосбережения по данному направлению состояла из семи основных групп мероприятий (рис. 2). Всего было выполнено 3090 мероприятий. Наибольший вклад в общую эффективность уже традиционно внес «энергосберегающий дизайн» (ЭСД). Это еще раз подтверждает грамотную и налаженную систему энергоменеджмента на предприятии, так как ЭСД по сути – мероприятие, базирующееся в основном на правильной организации работ и четкой производственной дисциплине. Затраты на внедрение ЭСД могут быть связаны только с применением погружного кабеля большего сечения [2].

Еще одно направление, успешность которого также в основном зависит от уровня организации производства, оптимизация наземного оборудования УЭЦН. Выполнение работ по данному направлению принесло четвертый по значимости эффект, вместе с ЭСД экономия составила 71 % от всей полученной экономии.



С учетом того, что оба этих мероприятия являются малозатратными, можно сделать вывод о том, что только за счет правильного выстраивания системы энергоменеджмента можно получить быстрый и значительный результат.

Второе по значимости мероприятие – внедрение ПЭД с повышенным напряжением (НПЭД) [3]. Его масштабы поистине уникальны, так как каждая третья УЭЦН в «Самотлорнефтегазе» в 2013 г. была укомплектована НПЭД. Объем внедрения данной технологии, еще недавно являвшейся для российской нефтяной отрасли инновационной разработкой, свидетельствует о восприимчивости созданной системы к новациям, подтвердившим свою эффективность.

### Заключение

На сегодняшний день созданная система энергоменеджмента доказала свою высокую эффективность. Наличие такого хорошо отлаженного механизма позволяет коллективу ОАО «Самотлорнефтегаз» ставить перед собой амбициозные задачи в области энергосбережения.

Созданная на предприятии система энергоменеджмента получила международное признание. В декабре 2012 г. она была сертифицирована в соответствии со стандартом ISO 50001:2011.

### Список литературы

1. Пчельников Р.Л. Система мониторинга и анализа работы скважин в режиме реального времени – элемент концепции «интеллектуального месторождения» // Инженерная практика. – 2011. – № 5. – С. 90.
2. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П. Оптимизация сечения кабеля УЭЦН – простая эффективная технология энергосбережения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 53.
3. Погружные электродвигатели с повышенным напряжением – двойной эффект без инвестиций / С.Б. Якимов, М.Н. Каверин, А.В. Цыбин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 75.



## Оптимизация сечения кабеля УЭЦН – простая и эффективная технология энергосбережения<sup>1</sup>

**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»),  
**М.Н. Каверин, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН РИД в г. Тюмени)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Известно, что потери мощности в силовом кабеле достигают 3-15 % общей активной мощности, потребляемой установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Одной из простейших, но достаточно эффективных технологий повышения энергоэффективности при эксплуатации скважин с УЭЦН является снижение потерь мощности в силовом кабеле путем увеличения площади сечения его жил. Однако применяемые на протяжении многих лет подходы при выборе сечения силового кабеля для питания погружного электродвигателя (ПЭД) были ориентированы в основном на подбор проводника допустимо малого сечения.

В работе [1] перечислены основные факторы, учитываемые при подборе кабеля для УЭЦН в нефтяной отрасли России

с 70-х годов прошлого века, а именно:

- рабочее напряжение;
- допускаемые токовые нагрузки при температуре эксплуатации;
- конструктивное исполнение (круглое или плоское);
- наружный диаметр (размер) и масса;
- экономические показатели (стоимость и параметры надежности);
- обеспечение напряжения питания ПЭД.

Последний пункт является наиболее важным при выборе сечения кабеля, и для обеспечения легкого запуска ПЭД всегда проводится расчет падения напряжения в кабеле по формуле

$$U = 1,73 I_{\text{д}} R_{\text{ж}} \cos \varphi, \quad (1)$$

$I_{\text{д}}$  – номинальный ток двигателя;  $R_{\text{ж}}$  – электрическое сопротивление жилы ка-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 53-56.

бельной линии;  $\cos\varphi$  — коэффициент мощности электродвигателя.

В простейшем случае, когда сечение токопроводящих жил основного кабеля и кабеля удлинителя различаются незначительно, электрическое сопротивление жилы кабельной линии рассчитывается как электрическое сопротивление жилы основного кабеля

$$R_{\text{ж}} = (18,4/S_1)(1 + 0,004(T - 20)L_1), \quad (2)$$

где  $S_1$  — сечение жил основного кабеля;  
 $T$  — температура токоподводящих жил кабеля;  $L_1$  — длина основного кабеля.

Расчет завершается сравнением напряжения, которое получается в результате вычитания падения напряжения в кабельной линии из величины напряжения на вторичной обмотке трансформатора, и рабочего напряжения, необходимого для работы ПЭД [1]. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) определяют экономическую плотность тока для кабеля с медным сечением и резиновой или пластмассовой изоляцией при работе более 5000 тыс.ч/год, равной 2,7 А/мм<sup>2</sup>.

В работе [2] автор, описывая процедуру определения потерь в кабеле, также ссылается на необходимость использования данного параметра, указывая, что предельная экономическая плотность тока для кабеля УЭЦН составляет 2,5-2,7 А/мм<sup>2</sup>.

Этот порог экономической плотности тока до сих пор используется в нефтяной промышленности и, очевидно, с учетом изменения стоимости электроэнергии и кабельных линий должен быть пересмотрен.

В работе [3] изложены подходы, применяемые разными западными компаниями по определению максимально допускаемых потерь мощности в кабельной линии:

- максимальный порог падения напряжения в кабеле — 100 В на 1000 м;
- максимальный порог падения напряжения в кабеле не должен превышать 5 % напряжения на выходе питающего трансформатора на поверхности.

### Опыт подбора сечения кабеля

Для подбора сечения кабеля в компании «Роснефть» применяли порог максимального падения напряжения 100 В на 1000 м и порог максимальной плотности тока в соответствии с ПУЭ — 2,7 А/мм<sup>2</sup>. Так как ни один из этих критериев не был направлен на получение дополнительной прибыли от снижения потерь мощности, с целью снижения капитальных вложений применялся кабель с минимальным сечением, при котором вышеуказанные ограничения соблюдались. На практике это приводило, например, к тому, что для питания УЭЦН, спущенной на глубину 2500 м, при рабочем токе ПЭД 42 А и температуре пластовой жидкости 70 °С мог использоваться кабель сечением 3×16 мм<sup>2</sup>. При данных условиях расчетное падение напряжения составляло 90 В на 1000 м длины кабеля, т. е. было ниже рекомендуемого верхнего порога 100 В, а плотность тока составляла 2,63 А/мм<sup>2</sup> и соответствовала нормам ПУЭ. Возможность снижения потерь активной мощности, равных для данного случая 19 кВт·ч, при выборе сечения кабеля не рассматривалась. Даже если бы критерий энергоэффективности и был рассмотрен, то из-за существовавших в предыдущие годы низких тарифов на электроэнергию, замена кабеля 3×16 мм<sup>2</sup> на кабель большего сечения была бы скорее всего экономически нецелесообразна.

Увеличение тарифов на электроэнергию, произошедшее в последние годы, изменило ситуацию и заставило пересмотреть целесообразность применения многих технологий, считавшихся до этого экономически малопривлекательными. В 2010 г., когда в компании приступили к реализации программы повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти, проведенный анализ потенциалов снижения энергопотребления по узлам УЭЦН выявил высокие потери мощности в кабельных линиях. В результате стало очевидным, что для получения дополнительной прибыли в

виде снижения затрат на электроэнергию необходимо пересмотреть подходы к выбору сечения кабеля.

Оценка экономической целесообразности данного проекта сводится к оценке снижения операционных затрат на оплату электроэнергии после комплектации УЭЦН кабелем большего сечения и увеличения капитальных вложений на закупку кабеля. Как и для любой другой технологии, критерием эффективности применения является индекс рентабельности инвестиций (индекс доходности дисконтированных инвестиций)  $PI$ , который в общем виде рассчитывается по формуле

$$PI = 1 + NPV/TIC, \quad (3)$$

где  $NPV$  – чистая приведенная стоимость (прибыль);  $TIC$  – полные инвестиционные затраты проекта (затраты).

Обычно экономическими службами компаний портфель проектов ранжируется по рентабельности инвестиций и определяется минимальный порог индекса  $PI$  для категорий технологических проектов. В 2010–2011 гг. минимальное значение индекса  $PI$  для проектов энергосбережения было принято равным 1,5, средний срок службы кабеля – 3 года. С учетом этого отношение дисконтированного потока наличности от экономии затрат на электроэнергию в течение трех лет к абсолютным дисконтированным инвестициям на увеличение стоимости закупки кабеля должно быть не менее 0,5.

Потери активной мощности в кабеле рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{\text{каб}} = 3I_{\text{д}}^2(18,4/S_1)(1+0,004(T-20)L_1). \quad (4)$$

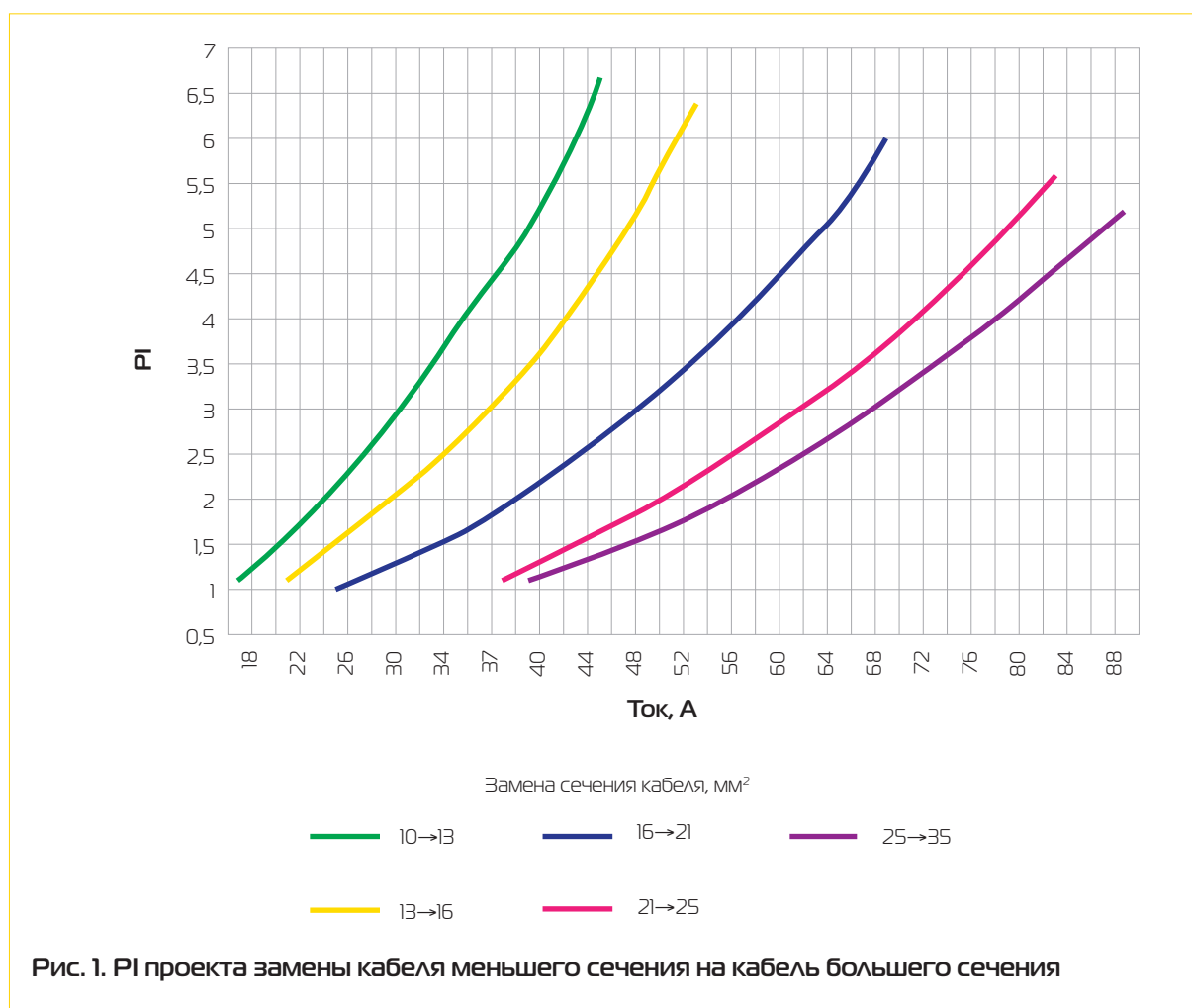
Поскольку и стоимость кабеля, и потери мощности в нем прямо пропорциональны его длине, последняя не влияет на  $PI$ . Например,  $PI$  проекта замены кабеля сечением  $3 \times 16 \text{ мм}^2$  на кабель сечением  $3 \times 21 \text{ мм}^2$  в скважинах с глубиной спуска УЭЦН 1500 и

2500 м будет одинаковым при условии равенства тока ПЭД и температуры кабеля. Если принять условие, что кабель увеличенного сечения будет спущен на ту же глубину и будет работать при той же температуре, то потери мощности будут зависеть только от рабочего тока двигателя и диаметра сечения кабеля.

Таким образом, для удобства выполнения практических расчетов по определению порогов экономически целесообразного увеличения сечения кабеля необходимо построить зависимости  $PI$  от силы тока для разных диаметров кабеля (рис. 1). На основании данных построенных зависимостей можно легко найти значение силы тока, при котором становится экономически целесообразным замена кабеля с меньшим сечением на кабель следующего большего выпускаемого заводами сечения.

Например, если после ранжирования проектов по уровню рентабельности инвестиций экономическими службами будет определено пороговое значение  $PI = 2$ , то технологические службы предприятия легко рассчитают, что пороговое значение силы тока для проекта замены кабеля сечением  $25 \text{ мм}^2$  на кабель сечением  $35 \text{ мм}^2$  составляет 56 А. В 2010 г. для  $PI = 1,5$  была построена матрица, позволяющая максимально упростить выбор сечения кабеля промысловым персоналом (см. таблицу).

Из таблицы можно найти оптимальные экономически обоснованные диапазоны применения кабеля разного сечения. Например, диапазон применения кабеля сечением  $16 \text{ мм}^2$  находится между значениями тока 26 и 35 А. Предельная экономически обоснованная плотность тока при сложившихся уровне цен на кабели разного сечения, тарифах на электроэнергию и принятом индексе рентабельности инвестиций для проектов замены кабеля меньшего сечения на кабель следующего размера равна в среднем  $2 \text{ А/мм}^2$ . Это значение плотности тока на 26 % ниже рекомендованного ПУЭ и было принято в компании как пороговое.



Сечение жил кабеля, мм <sup>2</sup>	Ток экономически целесообразного увеличения сечения кабеля, А	Предельная экономичная плотность тока, А/мм <sup>2</sup>
10	22	2,1
13	26	1,9
16	35	2,1
21	44	2,0
25	49	1,9
35	> 49	

Для оперативного выявления скважин с высоким потенциалом снижения потерь мощности в кабельных линиях к технологическому режиму в программе Excel был добавлен блок «Расчет кабеля», включающий следующие параметры.

Рабочий ток  $I_{\text{раб}}$ , А .....42  
 Напряжение отпайки на ТМПН  $U_{\text{ТПН}}$ , В .....2000

$\cos\varphi$  .....0,8  
 Площадь поперечного сечения жил кабеля  $S$ , мм<sup>2</sup> .....16  
 Температура, °С .....70  
 Длина кабеля, м .....2500  
 Расчетная потребляемая мощность  $N$ , кВт .....116  
 Потери мощности в существующем кабеле  $P_{\text{каб}}$ , кВт .....21  
 Плотность тока, А/мм<sup>2</sup> .....2,63  
 Оптимальное сечение КРБК, мм<sup>2</sup> .....21  
 Потери мощности в оптимальном кабеле  $P_{\text{опт}}$ , кВт .....15,9  
 Годовая экономия электроэнергии, тыс. кВт·ч (руб.) .....45,1 (94,6)  
 По фактическим данным, заносимым технологом, таким как рабочий ток, напряжение отпайки ТМПН, коэффициент мощности, проводится расчет потребляе-

мой УЭЦН активной мощности. При расчете потерь мощности в кабеле используются данные, содержащиеся в основной части технологического режима: температура пластовой жидкости и глубина спуска УЭЦН в конкретной скважине. Оптимальное сечение кабеля рассчитывается с использованием определенной на текущий момент экономически обоснованной плотности тока по формуле

$$S_1 = I_d / J_{\text{опт}}, \quad (5)$$

где  $J_{\text{опт}}$  — экономичная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Разработанный алгоритм используется технологом цеха для выявления скважин с высоким потенциалом энергосбережения и планирования потребности в закупке кабеля с оптимальным сечением. Как видно из данных блока «Расчет кабеля», увеличение сечения кабеля с 16 до 21 мм<sup>2</sup> для УЭЦН с приведенными выше параметрами работы позволяет за год сократить потери мощности на 45,1 тыс. кВт·ч, что эквивалентно экономии 94,6 тыс. руб.

В январе 2010 г. с применением описанного алгоритма были проведены расчеты по 13421 скважине фонда, оборудованного УЭЦН. Увеличение сечения кабеля оказалось экономически целесообразным для 2808 скважин с потенциальным эффектом энергосбережения 78714 тыс. кВт·ч. Расчетный эффект на скважину составил 3,2 кВт·ч.

Анализ структуры парка кабельных длин с точки зрения предельной экономической плотности тока, равной 2 А/мм<sup>2</sup>, сводные результаты которого показаны на рис. 2, позволил выявить основные направления оптимизации парка кабельных линий.

1. При текущем уровне рабочих токов ПЭД применение кабелей сечением 10 и 13 мм<sup>2</sup> в компании экономически нецелесообразно.

2. Структура парка кабеля должна быть оптимизирована путем увеличения закупок кабеля сечением 21, 25 и 35 мм<sup>2</sup>.

В течение 2010–2011 гг. на части выявленных с помощью блока расчета кабеля скважин с высокой плотностью тока были проведены 923 операции по комплектации УЭЦН кабелем большего сечения. Достиг-

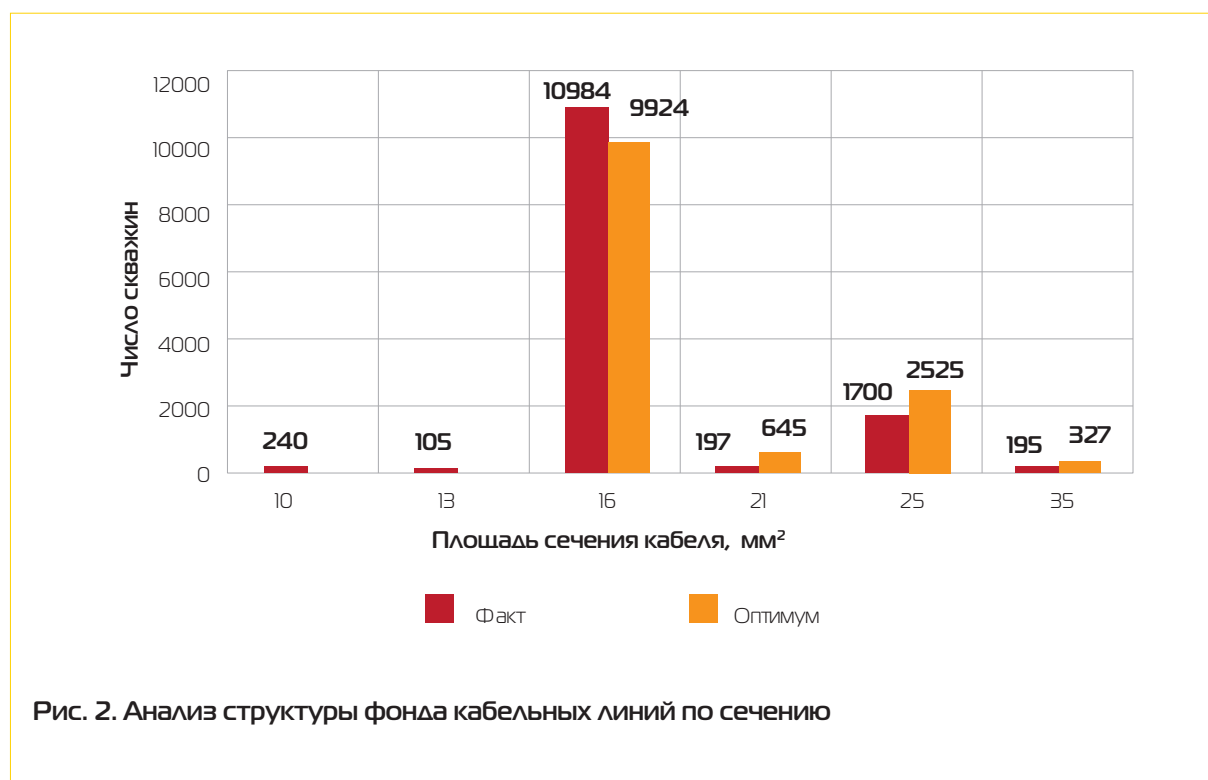


Рис. 2. Анализ структуры фонда кабельных линий по сечению

нутая экономия электроэнергии составила 17395 тыс. кВт·ч в год. Результаты проекта оптимизации сечения кабеля УЭЦН по предприятиям ОАО «НК «Роснефть» показаны на рис. 3. Из представленных данных видно, что наиболее успешно проект был реализован в ОАО «Варьеганнефтегаз».

На рис. 4 показано изменение структуры парка кабельных линий по сечению в по ОАО «Варьеганнефтегаз» в 2010–2011 гг.: доля кабеля сечением 25 мм<sup>2</sup> увеличилась от 3,9 до 20,9 %. В 2012 г. работа по оптимизации сечения кабеля на данном предприятии закончилась. Фактический достигнутый эффект снижения энергопотребления составил 2,9 кВт·ч на скважину.

Проводимая технологическая политика внесла изменения в структуру применяемого кабеля и других предприятий компании «Роснефть». Так, за 2 года доля ка-

бельных линий сечением 10 и 13 мм<sup>2</sup> сократилась на 1 %, доля кабеля сечением 25 и 35 мм<sup>2</sup> увеличилась соответственно на 5 и 1 %. Доля наиболее широко применяемого кабеля сечением 16 мм<sup>2</sup> снизилась на 5 %. Среднее снижение потерь мощности по проекту увеличения сечения кабеля на одну скважину составило 2,2 кВт. С учетом роста затрат на закупку кабеля индекс PI составил 1,52. Фактически полученное снижение мощности оказалось немного ниже расчетного в целом по проекту. Это объясняется значительным отставанием в замене кабеля сечением 25 мм<sup>2</sup> на кабель сечением 35 мм<sup>2</sup>, при котором расчетный эффект намного превышает средний.

На первый взгляд, достигнутый технологический эффект не очень велик и находится на уровне 1-7 % потребляемой активной мощности. Однако следует понимать, что

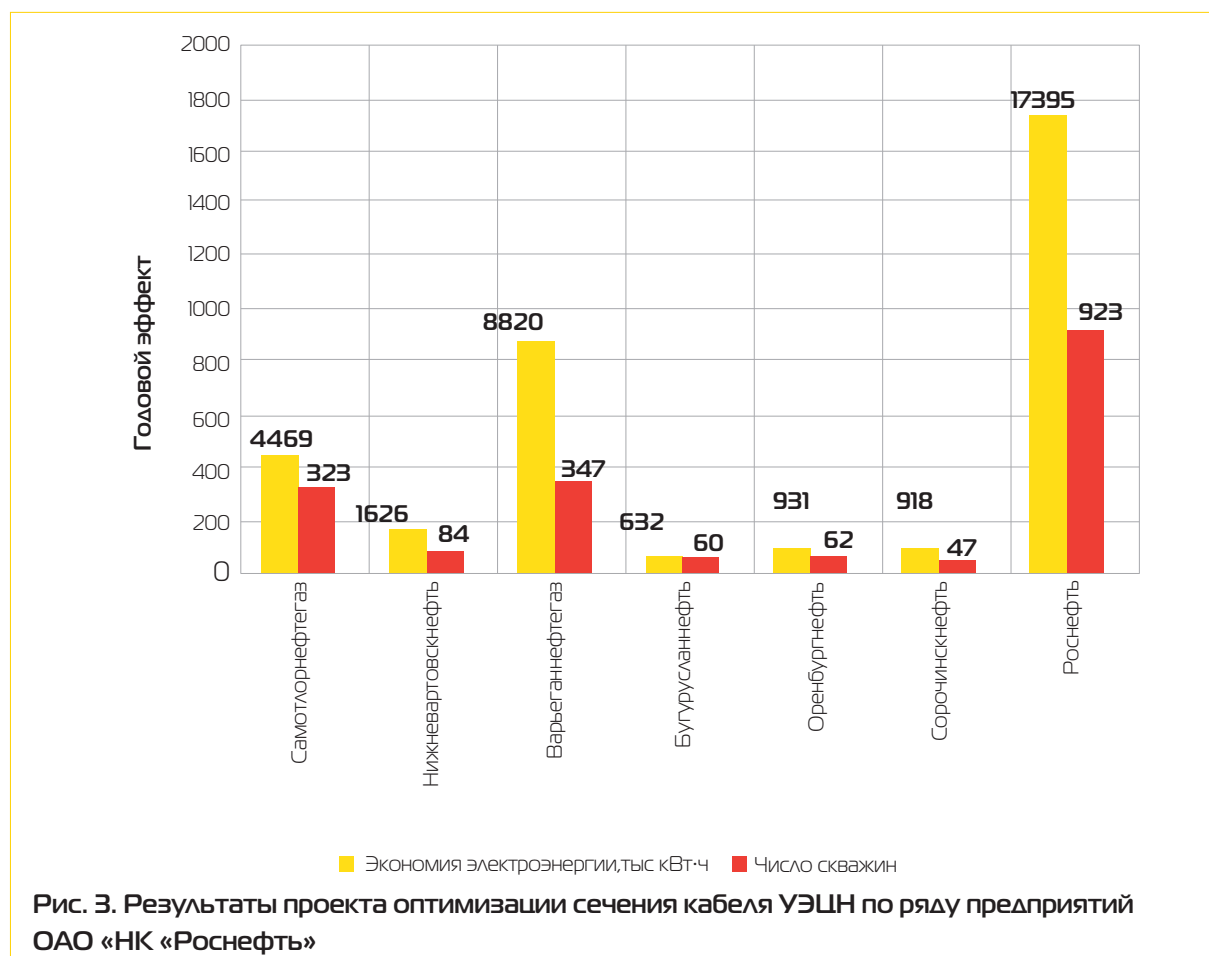


Рис. 3. Результаты проекта оптимизации сечения кабеля УЭЦН по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть»

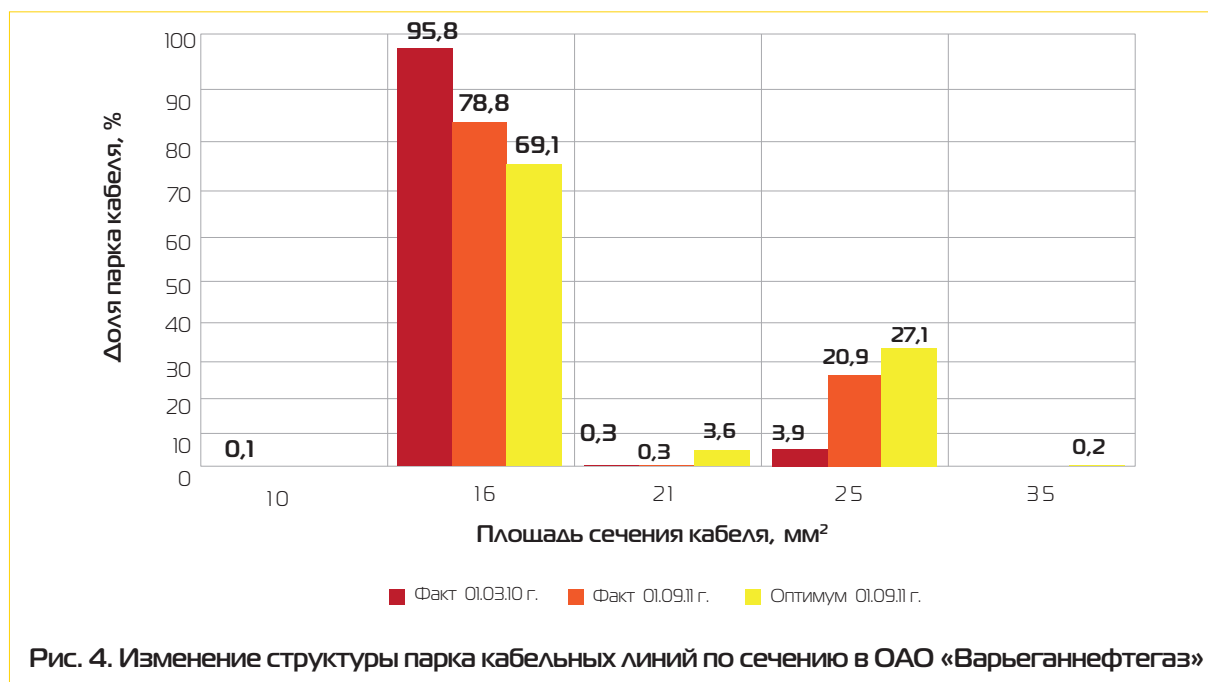


Рис. 4. Изменение структуры парка кабельных линий по сечению в ОАО «Варьеганнефтегаз»

технологий энергосбережения, способных обеспечить приемлемую для компании доходность инвестиций, не так уж много. Например, в работе [4] показано, что фактический уровень снижения энергопотребления при применении высокотехнологичных вентильных двигателей составляет в среднем 7 %. Рентабельность инвестиций при использовании вентильных двигателей при условии закупки в комплекте со станцией управления ниже принятого в компании порога.

В то же время технология подбора кабеля оптимального сечения предельно проста, не требует дополнительных инвестиций, а эффект энергосбережения не изменяется со временем. Снижение плотности тока также увеличивает надежность кабельных

линий, что в конечном счете позволяет сократить число отказов кабеля и дает дополнительную выгоду от снижения затрат на замену УЭЦН.

### Выводы

1. Предельная экономическая плотность тока при сложившихся в 2010–2011 гг. соотношениях стоимости электроэнергии и стоимости кабеля разного сечения составляет 2 А/мм<sup>2</sup>. При превышении этого порога экономически выгодно перейти на применение кабеля большего сечения.

2. Технология оптимизации сечения кабеля является самой надежной и простой технологией энергосбережения, обеспечивающей при этом приемлемый уровень рентабельности инвестиций.

### Список литературы

1. *Скважинные насосные установки для добычи нефти* / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров [и др.]. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 256 с.
2. *Богданов А.А.* Погружные центробежные насосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – 254 с.
3. French S.W. Cable Selection for Electrical Submersible Pumps, Cawley, Gillespie & Assocs, Inc. Optimum//SPE 21693, 1991.
4. *Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П.* Анализ эффективности применения вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения энергопотребления в ТНК-ВР // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 3. – С. 44.

## Погружные электродвигатели с повышенным напряжением – двойной эффект без инвестиций<sup>1</sup>

**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»),  
**М.Н. Каверин, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН Рид в г. Тюмени),  
**Д.А. Косилов** (ОАО «РН-Нижневартовск»),  
**А.В. Цыбин** (ОАО «Варьеганнефтегаз»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Основной проблемой, с которой столкнулись инженеры ОАО «НК «Роснефть» при реализации программы снижения энергопотребления механизированных скважин, явилось отсутствие эффективных технологий, не требующих больших начальных инвестиций. В условиях отсутствия предложений от российских производителей оборудования и отраслевых институтов для решения проблемы был изучен опыт ведущих зарубежных нефтедобывающих компаний в области энергоэффективности. В работе Л. Мастона (SPE Production Engineering. – May, 1988) был описан успешный опыт компании Сопосо по применению погружных электродвигателей (ПЭД) с повышенным напряжением. Автор статьи показал преимущества таких ПЭД по сравнению со стандарт-

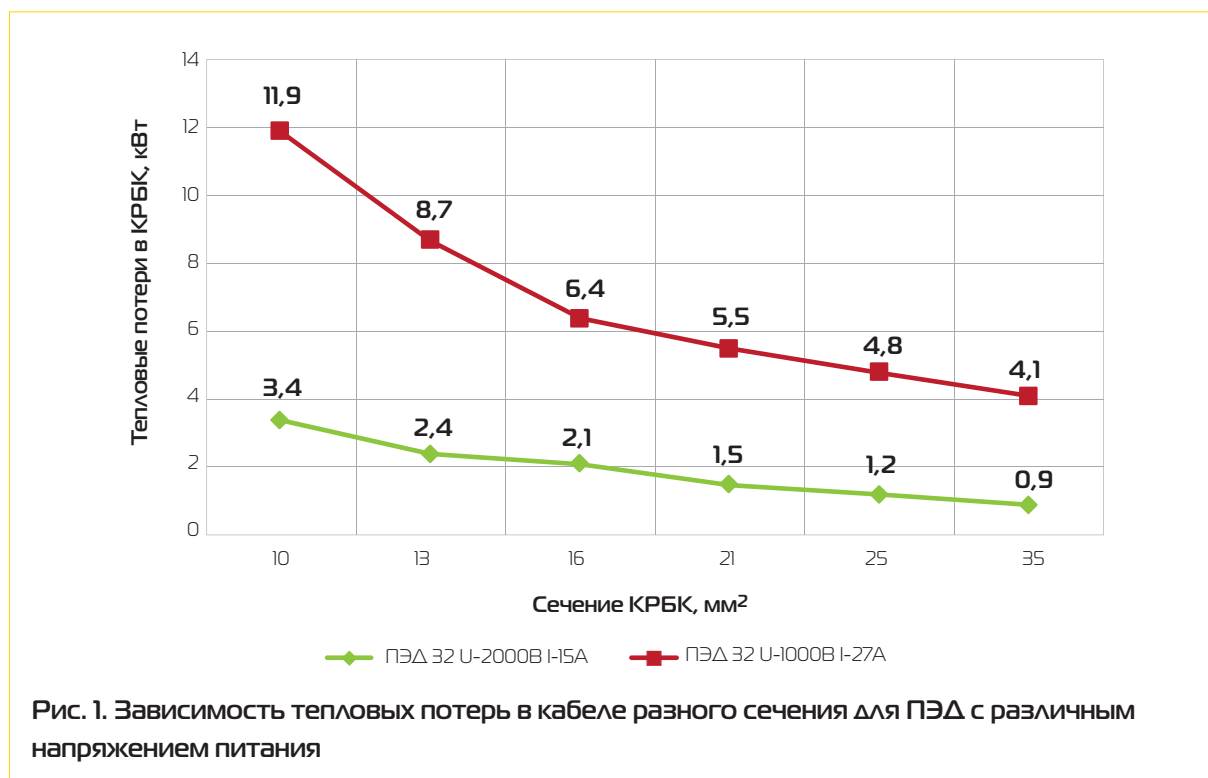
ными. Суть идеи заключается в снижении тепловых потерь в кабеле за счет снижения силы рабочего тока, для чего повышается напряжение питания ПЭД.

На рис. 1 показана расчетная зависимость тепловых потерь в кабеле длиной 2500 м различного сечения для случаев применения стандартного ПЭД мощностью 32 кВт с напряжением питания 1000 В и ПЭД такой же мощности с напряжением питания 2000 В. Приведенные данные наглядно иллюстрируют возможности снижения потерь в кабеле при повышении напряжения питания ПЭД.

По заданию ОАО «НК «Роснефть» ООО «Алмаз» изготовлена первая партия двигателей с повышенным напряжением питания. При изготовлении таких ПЭД потребовалось увеличить число витков проволоки. Поскольку повышение напряжения

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 75-81.





питания ПЭД приводит к значительному снижению рабочего тока, увеличить число витков в обмотке статора возможно, применив медную проволоку меньшего диаметра. Таким образом, заводу потребовалось минимальное изменение технологии изготовления, что в итоге не привело к значительному увеличению стоимости двигателя.

На рис. 2 показано распределение парка ПЭД ряда предприятий компании по мощности. Из представленных на рис. 2 данных видно, что доля двигателей мощностью до 56 кВт составляет 64 %. Учитывая данное распределение, на первом этапе проекта специалистами ООО «Алмаз» были разработаны двигатели с повышенным напряжением мощностью до 56 кВт. Данные расчетного эффекта энергосбережения при использовании стандартного ПЭД и ПЭД с повышенным напряжением для кабеля сечением 3×16 мм² длиной 2500 м приведены в табл. 1. Напряжение питания увеличено в 1,6-2 раза, номинальный ток снижен пропорционально росту напряжения. Снижение рабочего тока на 35-40 % позволяет сократить тепловые потери в ка-

беле на 50-65 %, что обеспечивает среднюю годовую экономию 1,4-4,5 тыс. долл. США на скважину. При расчете показателя потерь в кабеле его температура принималась равной 75 °С.

В октябре 2010 г. первая партия из шести ПЭД с повышенным напряжением поступила в ОАО «Варьганнефтегаз» для промышленных испытаний. Позже опытные партии двигателей были поставлены в ОАО «РН-Нягань», ОАО «РН-Нижневартовск» и ОАО «Самотлорнефтегаз». Первые результаты испытания на месторождениях ОАО «Варьганнефтегаз» показали снижение рабочего тока на 40 % и потребления электроэнергии в среднем на 3,1 кВт·ч на установку.

Для более точной оценки энергоэффективности новых двигателей в ОАО «РН-Нижневартовск» был проведен промышленный эксперимент, заключающийся в замене стандартного ПЭД на ПЭД с повышенным напряжением на двух работающих скважинах. Остальное подземное оборудование не менялось. Для получения высокой точности эксперимента потребление электроэнергии замерялось счетчиками МИР

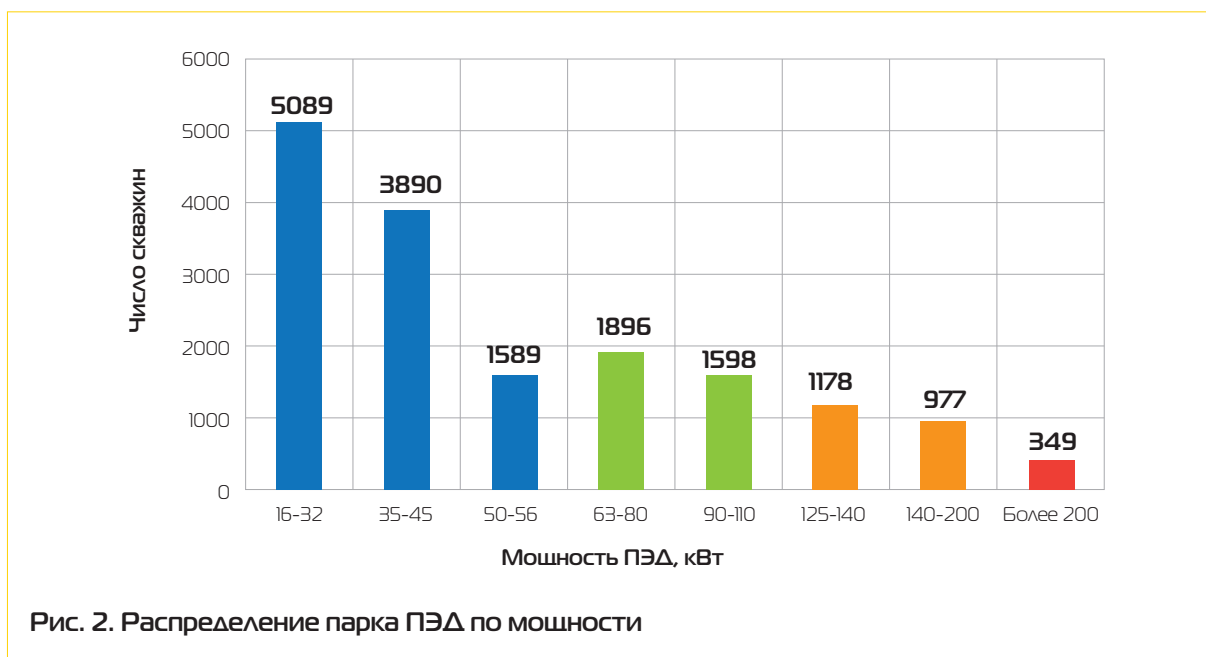


Таблица 1

Тип ПЭД	Номинальная мощность, кВт	Стандартный ПЭД			ПЭД с повышенным напряжением			Снижение потерь в кабеле, кВт.ч	Экономия, электроэнергия, тыс. долл. США/год
		Напряжение, В	Ток, А	Потери в кабеле, кВт.ч	Напряжение, В	Ток, А	Потери в кабеле, кВт.ч		
ПЭД-Я-32-117	32	1000	27	6,4	2000	15	2,1	4,3	2,64
ПЭД-Я-36-117	36	1150	27	6,4	2200	15	2,1	4,3	2,64
ПЭД-Я-40-117	40	1250	27	6,4	2000	17	2,4	4,0	2,45
ПЭД-Я-45-117	45	1400	27	6,4	2200	17	2,4	4,0	2,45
ПЭД-Я-50-117	50	1550	27,5	6,5	2000	22	4,2	2,3	1,41
ПЭД-Я-56-117	56	1400	35	11,6	2200	22	4,2	7,4	4,54

С-03.05D-EQT-RZ-1-T в течение трех недель в непрерывном режиме до и после установки ПЭД с повышенным напряжением. Результаты эксперимента приведены в табл. 2.

На рис. 3 показаны данные отчета из программы АРМ «Энергоэффективность» ОАО «РН-Нижневартовск» по потреблению электроэнергии на одной из скважин Самотлорского месторождения при работе УЭЦН со стандартным ПЭД и ПЭД с повышенным напряжением питания. Представленные данные наглядно демонстрируют энергоэффективность последнего.

Пилотные проекты в ОАО «Варьеганнефтегаз» и ОАО «РН-Нижневартовск» показыва-

ли, что применение ПЭД с повышенным напряжением позволяет снизить потребление электроэнергии на 5-7 %.

На втором этапе были испытаны разработанные ООО «Алмаз» двигатели с повышенным напряжением питания мощностью 63-110 кВт. Результаты сравнения стандартных ПЭД и высоковольтных двигателей нового типа приведены в табл. 3.

Для подтверждения расчетной экономии электроэнергии в ОАО «РН-Нижневартовск» было проведено испытание двух ПЭД с повышенным напряжением питания мощностью 90 и 110 кВт. Запланированный промышленный эксперимент, заключающийся в замене стандартного ПЭД на ПЭД с повышенным напря-

Таблица 2

Оборудование	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Напряжение питания ПЭД, в	Рабочий ток, А	Потребляемая мощность, кВт·ч	Удельные затраты электроэнергии, кВт·ч/м <sup>3</sup>
<i>Скважина, оборудованная УЭЦН-5-50-2400, ПЭД-45-117, H<sub>ст</sub>=2350 м, кабель 3×16 мм<sup>2</sup></i>					
Стандартный ПЭД	60	1485	22,7	46,3	18,5
ПЭД с повышенным напряжением (изменение параметров, %)	60 (0,0)	2190 (47,5)	13,3 (-41,4)	43,2 (-6,7)	17,3 (-6,7)
<i>Скважина, оборудованная R5 ODI, ПЭД-32-117, H<sub>ст</sub>=1620, кабель 3×16 мм<sup>2</sup></i>					
Стандартный ПЭД	46	1085	22,1	33,4	17,4
ПЭД с повышенным напряжением (изменение параметров, %)	46 (0,0)	2060 (89,9)	10,7 (-51,6)	31,5 (-5,7)	16,4 (-5,7)

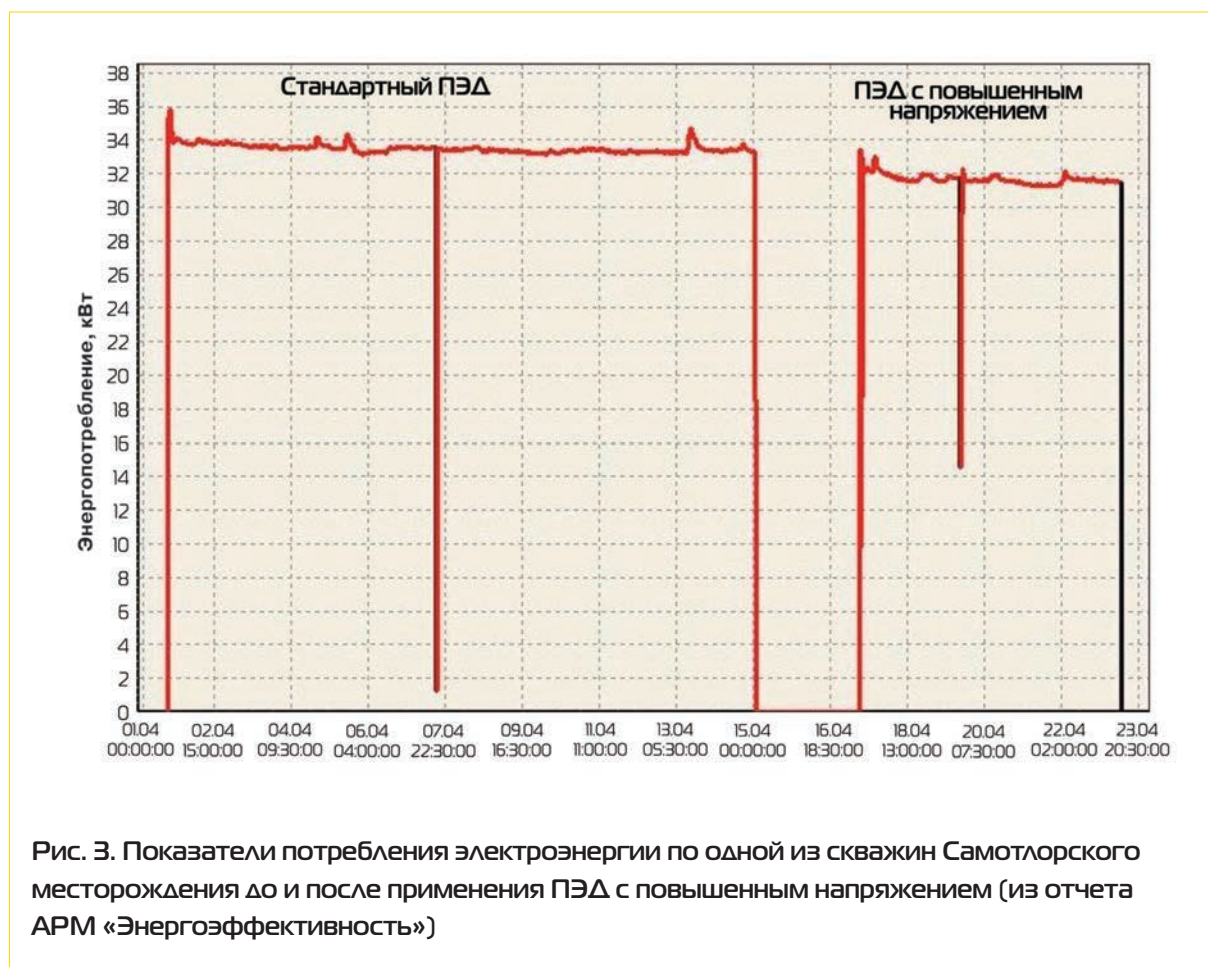


Таблица 3

Тип ПЭД	Номинальная мощность, кВт	Стандартный ПЭД			ПЭД с повышенным напряжением			Снижение потерь в кабеле, кВт·ч	Экономия электроэнергии, тыс. долл./год
		Напряжение, В	Ток, А	Потери в кабеле, кВт·ч	Напряжение, В	Ток, А	Потери в кабеле, кВт·ч		
63-117	63	2000	27	6,9	3000	18	3,8	2,12	
70-117	70	1950	31	9,1	2650	22	4,5	2,50	
80-117	80	1950	35	11,6	3000	22	7,0	3,88	
90-117	90	1900	40	15,2	2700	27	8,3	4,56	
100-117	100	1950	45	19,2	3000	27	12,3	6,78	
110-117	110	2000	48	21,8	3000	30	13,3	7,35	

Таблица 4

Условный номер скважины	Стандартный ПЭД				Высоковольтный НПЭД				Снижение потребления, кВт·ч	Снижение удельного потребления, %
	Тип УЭЦН+КРБК	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт·ч	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	Тип УЭЦН+КРБК	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт·ч	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>		
1	5А-250-2000+110-117+3×25	225	121,5	13	5а-250-1800+110-117+3×25	182	90	11,9	31,5	8,4
2	5А-159-2100+90-117+3×16	200	97	11,6	5а-160-2100+90-117+3×16	197	76	9,3	21	20,5

жением без замены остального оборудования, был проведен с некоторыми отклонениями от плана. По технологическим причинам в обоих случаях при демонтаже-монтаже оборудования пришлось заменить насос. Данные по эксплуатации скважин и потреблению электроэнергии до и после пуска высоковольтных ПЭД представлены в табл. 4.

На рис. 4 представлены данные отчета АРМ «Энергоэффективность» с показателями потребления электроэнергии до и после применения ПЭД с повышенным напряжением на скв. 1 (см. рис. 4, а) и 2 (см. рис. 4, б) Самолторского месторождения. Как видно из представленных данных, в обоих случаях произошло значительное снижение потребляемой мощности. Однако, принимая во внимание замену насосов, относить полученный эффект только к применению высоковольтных ПЭД нельзя. В данном случае возможен расчет эффективности с достаточно высокой степенью точности по изменению токовой нагрузки. Результаты расчетов представлены в табл. 5.

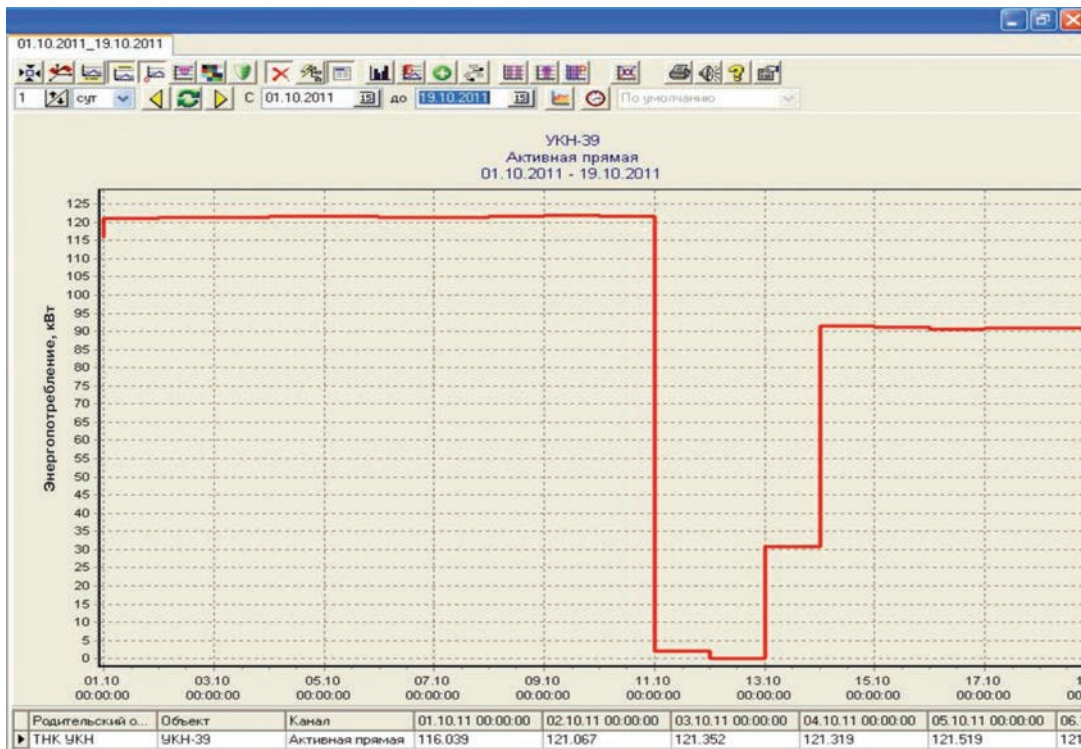
Следует обратить внимание на то, что расчетный эффект по скв. 2 выше при меньшем значении тока из-за использования кабеля сечением 16 мм<sup>2</sup>. В табл. 6 приведены результаты расчета изменения потребляемой мощности только за счет снижения потерь в кабеле (применения высоковольтного ПЭД). Эффект 6-8 % косвенно подтверждает и тот факт, что в скв. 1, где насос был заменен на такой же типоразмер того же завода-изготовителя (т.е. к.п.д. установки был одинаковым), сокращение удельных энергозатрат составило 8,4 %. Снижение подачи УЭЦН с 225 до 182 м<sup>3</sup>/сут вызвано заменой

насоса с напором 2000 м на насос с напором 1800 м. По скв. 2 насосы до и после внедрения ПЭД с повышенным напряжением были изготовлены различными заводами и имели различные характеристики и к.п.д. Поэтому аналогичное сравнение проводить некорректно.

Не вызовет ли повышение напряжения питания снижение ресурса ПЭД и кабеля? Этот вопрос наиболее часто задают технологи по добыче нефти. Тот же вопрос задавали и специалисты компании Сопосо на первом этапе своего проекта. Приведем цитату из статьи, описывающей их опыт: «...Выдвигаются предположения о том, что двигатели высокого напряжения не так долговечны, как двигатели более низкого напряжения. Это предположение никто не подтвердил и не опроверг; однако, если бы это и оказалось правдой, случаи выхода двигателя из строя по причине короткого срока эксплуатации изоляции двигателя были бы относительно редкими». Иными словами, статистика причин отказов ПЭД компании Сопосо не подтверждает увеличения случаев отказов при повышении напряжения питания.

Аналогичная ситуация возникла и в компании «Роснефть». Первый спущенный ПЭД с напряжением питания 2200 В на 01.04.2012 г. отработал 498 сут и продолжал работать. Из 35 спущенных в 2010-2011 гг. двигателей отказал лишь один по причине перегрева статора. Два двигателя с напряжением 3000 В на 01.04.2011 г. отработали по 175 сут. Опасения быстрого выхода из строя кабеля с номинальным напряжением 3300 В, используемого для питания ПЭД с номинальным напряжением 3000 В, не подтвердились.

а



б

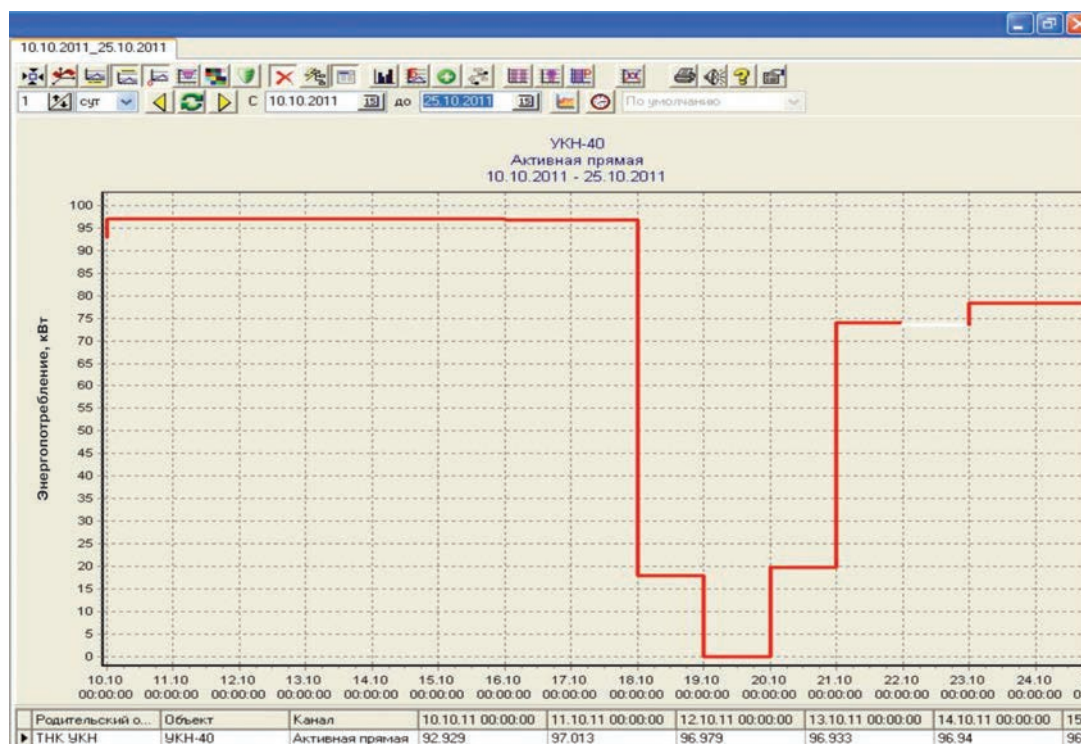


Рис. 4. Показатели потребления электроэнергии до и после применения ПЭД с повышенным напряжением по скв. 1 (а) и скв. 2 (б) (номера скважин условные)

Таблица 5

Условный номер скважины	Стандартный ПЭД		Высоковольтный ПЭД		$\Delta I_{\text{раб}}, \%$	Снижение потерь в кабеле, кВт·ч
	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	Потери в кабеле, кВт·ч	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	Потери в кабеле, кВт·ч		
1	37,8	10,8	21,1	3,2	44,2	7,6
2	34,0	11,7	19,5	3,7	42,6	8,0

Таблица 6

Условный номер скважины	Потребляемая мощность, кВт	Снижение потерь в кабеле, кВт·ч	Снижение $N_{\text{акт}}, \%$
1	121,5	7,6	6,3
2	97,0	8,0	8,2

Главным фактором, определяющим целесообразность применения новой технологии, является экономической целесообразности проекта. Поскольку, как указывалось выше, для изготовления ПЭД с повышенным напряжением не требуется значительно изменять технологию производства, увеличение его стоимости минимально. В случае отсутствия на промысле трансформаторов с номинальным напряжением 2000-3000 В их можно изготовить путем модернизации существующих. Но главное преимущество такого двигателя, как было показано выше, заключается в

снижении рабочего тока УЭЦН на 40 %, что позволяет без особых потерь перейти на использование кабеля меньшего сечения. А это уже приведет к снижению стоимости комплекта УЭЦН.

Применение кабеля сечением  $3 \times 13 \text{ мм}^2$  вместо кабеля  $3 \times 16 \text{ мм}^2$  при длине 2000 м снижает его стоимость на 1000 долл. США. При использовании ПЭД с повышенным напряжением мощностью не более 32 кВт рабочий ток находится на уровне 10 А, что позволяет использовать даже кабель сечением  $3 \times 10 \text{ мм}^2$ . В этом случае снижение затрат на закупку кабеля полностью компенсирует затраты, связанные с увеличением стоимости ПЭД, и затраты на модернизацию трансформатора.

В табл. 7 приведены технологические и экономические показатели для разных

Таблица 7

Вариант применения ПЭД с повышенным напряжением.	Технологический эффект		Экономический эффект		
	средний, кВт·ч	годовой, тыс. кВт·ч	Снижение затрат на электроэнергию, тыс. долл./год	Срок окупаемости, мес	PI проекта
<i>ПЭД мощностью 32-56 кВт</i>					
Замена только ПЭД	3,1	34,0	2,7	2,4	11,9
Замена ПЭД + модернизация трансформатора	3,1	34,0	2,7	3,0	4,6
Замена ПЭД + замена кабеля $3 \times 16$ на $3 \times 13 \text{ мм}^2$	2,8	30,3	2,4	Инвестиций не требуется. Снижение стоимости УЭЦН за счет применения кабеля меньшего сечения	
Замена ПЭД + замена кабеля $3 \times 16$ на $3 \times 10 \text{ мм}^2$	2,3	24,4	1,9	Инвестиций не требуется. Снижение стоимости УЭЦН за счет применения кабеля меньшего сечения	
Замена ПЭД + модернизация трансформатора+замена кабеля $3 \times 16$ на $3 \times 13 \text{ мм}^2$	2,8	30,3	2,4	1,8	15,9
Замена ПЭД + модернизация трансформатора+замена кабеля $3 \times 16$ на $3 \times 10 \text{ мм}^2$	2,3	24,4	1,9	Инвестиций не требуется. Снижение стоимости УЭЦН за счет применения кабеля меньшего сечения	
<i>ПЭД мощностью 90-110 кВт</i>					
Замена только ПЭД	7,6	67,0	4,4	4,1	7,4
Замена ПЭД + модернизация трансформатора	7,6	67,0	4,4	6,5	5,5
Замена ПЭД 110 кВт + модернизация трансформатора+замена кабеля $3 \times 25$ на $3 \times 16 \text{ мм}^2$	4,4	48,0	2,5	Инвестиций не требуется. Снижение стоимости УЭЦН за счет применения кабеля меньшего сечения	

вариантов проекта применения ПЭД с повышенным напряжением мощностью 45 кВт при глубине подвески УЭЦН, равной 2000 м. Таким образом, индекс доходности инвестиций  $PI$  при применении ПЭД с повышенным напряжением находится на приемлемом для компании уровне. Срок окупаемости инвестиций минимален и составляет 2-7 мес, а в случае перехода на использование кабеля меньшего сечения инвестиции вообще не требуются. Очень высокие экономические показатели проекта обусловили быстрое внедрение технологии.

### Выводы

1. Применение ПЭД с повышенным напряжением позволяет снизить потребление электроэнергии на 5-7 %. Эффект снижения энергопотребления увеличивается пропорционально длине кабеля.

2. Применение технологии позволяет либо вообще обойтись без инвестиций, либо требует незначительных начальных затрат, для окупаемости которых требуется всего 2-6 мес.

3. Применение ПЭД с повышенным напряжением дает возможность одновременно снизить затраты на электроэнергию и затраты на закупку комплекта УЭЦН, что особенно важно для низкорентабельных скважин.



## Высоковольтный погружной двигатель мощностью 180 кВт. Первый опыт применения в России<sup>1</sup>

**Д.Б. Елисеев, Э.Г. Кулаев** (ОАО «Самотлорнефтегаз»),  
**Д.А. Косилов** (Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН Рид в г. Тюмени),  
**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»)

Адрес для связи: DBEliseev@rosneft.ru

### Введение

Высокая энергетическая эффективность и надежность новой линейки погружных электродвигателей с повышенным напряжением (НПЭД) по сравнению с традиционными погружными двигателями обеспечиваются за счет уменьшения рабочего тока двигателя пропорционально увеличению напряжения, что снижает потери в кабеле и трансформаторе.

В 2012 г. в ОАО «Самотлорнефтегаз» успешно прошли опытно-промысловые испытания (ОПИ) НПЭД мощностью 180 кВт с номинальным напряжением 4500 В. По результатам ОПИ приводятся сравнительные показатели энергопотребления стандартного и опытного оборудования. Тестирование инновационных двигателей с повышенным напряжением в условиях скважин подтвердило фактический эффект снижения энергопотребления примерно на 6-7 % по сравнению с применением стандартных ПЭД.

Специалисты ОАО «Самотлорнефтегаз» при экспертной поддержке Группы стандартов, аудита и анализа успешно провели на Самотлорском месторождении испытания погружного двигателя с повышенным напряжением мощностью 180 кВт в комплекте с кабелем сечением  $3 \times 16 \text{ мм}^2$  на рабочее напряжение 5000 В и термоманометрической системой (ТМС) для работы с ПЭД номинальным напряжением до 5000 В.

Результаты опытно-промысловой эксплуатации показали работоспособность и энергоэффективность оборудования в реальных условиях. Применение НПЭД с меньшим номинальным током ( $I_N = 36,2 \text{ А}$ ) по сравнению со стандартными ПЭД (64–70 А) оказалось эффективным вследствие существенного снижения потерь электроэнергии в кабеле и трансформаторе.

Действующие в компании «Технические требования к погружным электродвигате-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 46-50.



Таблица 1

Габарит	Мощность, кВт	Минимальное номинальное напряжение, В	Максимальный номинальный ток, А	Максимальный диаметр обмоточного провода, мм
103	16	1700	8,5	1,25
	20		10,5	
	22		11	
	24		12,0	
	28	1800	14	1,4
	32		13	
	36		15,5	
	40	1900	18,5	1,6
	45	2000	20	
	50		22	1,8
	56	2150	23	
	63	2250	24,5	2,0
	70	2400	25,5	
	80		29,5	
117	16	1650	9	
	20	1800	9,5	
	22	1900	10,5	
	24		11,5	
	28		13	
	32		15	
	36	2000	17	1,4
	40	2100	18	
	45	2300	19	1,6
	50	2500	19,5	
	56	20,5		
	63	2700	23	2,0
	70		26	
	80		30	
	90		34	
	100			

лям и гидравлическим защитам» предусматривают классификацию оборудования по шести группам конструктивного исполнения (Д1/Д1К, Д2/Д2К, Д3/Д3К), в зависимости от осложняющих факторов: коррозионной агрессивности и температуры окружающей среды. Данный подход позволяет реализовать технически и экономически обоснованное решение при индивидуальном подборе компонентов УЭЦН, в частности ПЭД, к скважине с учетом осложнений.

В настоящее время с целью совершенствования технических требований специалистами Управления механизированной добычи и ГТМ совместно с дочерними об-

ществами и заводами-изготовителями непрерывно проводятся анализ передового опыта, поиск технических решений, новых материалов и технологий, актуализируются требования к методикам испытаний ПЭД.

На основе положительных результатов испытаний под нагрузкой на автоматизированных стендах и ОПИ разработаны требования к НПЭД (табл. 1). В ближайшее время планируется внедрение локальной нормативной документации (ЛНД) в соответствии с установленным в компании порядком.

Большая энергетическая эффективность НПЭД по сравнению с традиционными погружными двигателями обеспечивается за

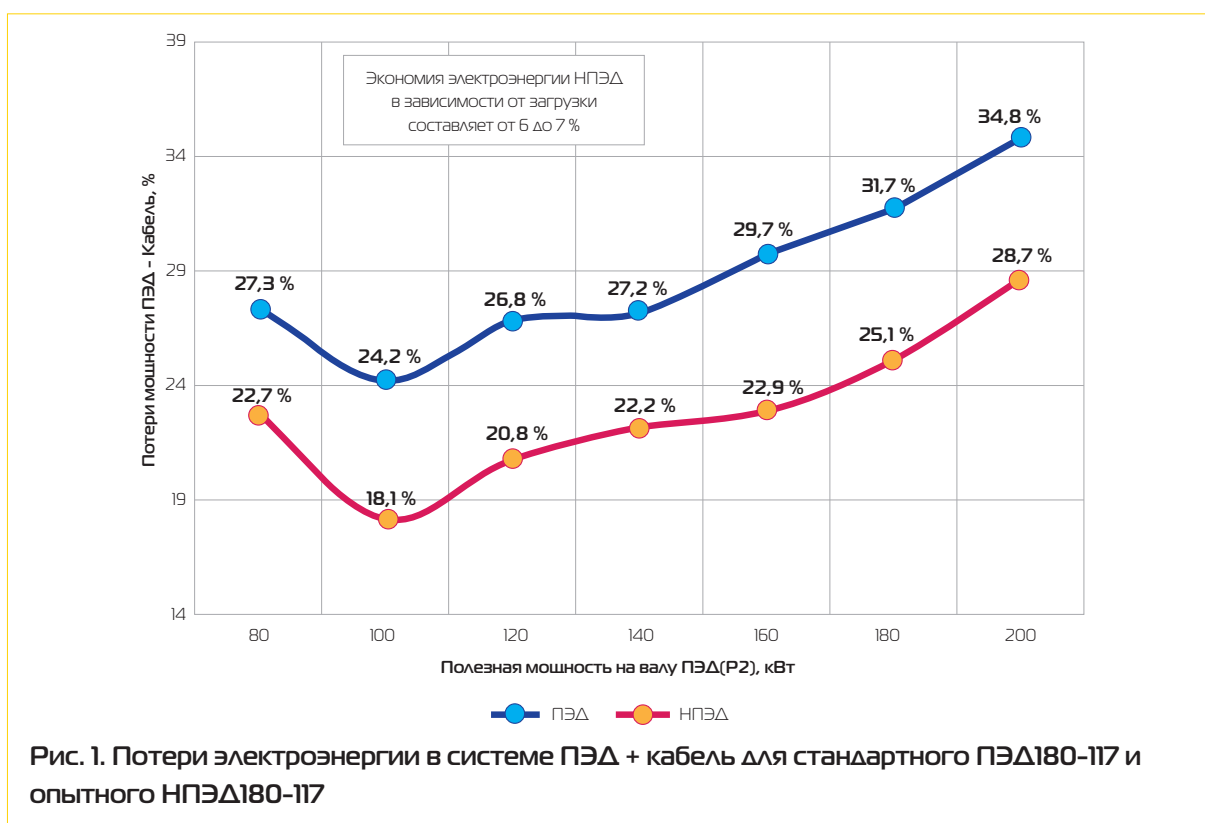


Рис. 1. Потери электроэнергии в системе ПЭД + кабель для стандартного ПЭД180-117 и опытного НПЭД180-117

счет уменьшения рабочего тока двигателя пропорционально увеличению напряжения, что снижает потери в кабеле и трансформаторе.

### Максимальная мощность

В 2011 г. в ОАО «Самотлорнефтегаз» успешно прошли ОПИ НПЭД мощностью до 56 кВт, в начале 2012 г. были проведены ОПИ НПЭД более высокой мощности (90 и 110 кВт) с номинальным напряжением 3000 В. Тестирование инновационного оборудования в условиях скважин подтвердило фактический эффект снижения энергопотребления примерно на 6–7 % по сравнению с применением стандартных ПЭД. Положительные результаты ОПИ послужили основанием для тиражирования технологии и массового применения НПЭД мощностью до 100 кВт, а также для проектирования НПЭД более высокой мощности (180 кВт) — НПЭД180-117 с номинальным напряжением 4500 В.

Совместная работа специалистов компании со специалистами завода ООО «Алмаз»

по созданию опытного НПЭД мощностью 180 кВт началась в I квартале 2012 г. В соответствии с установленным в компании порядком внедрения новой техники была подготовлена «Программа ОПИ НПЭД180-117 (номинальным напряжением 4,5 кВ)». Программа работ включала техническое задание на изготовление опытного НПЭД и описание этапов сравнительных испытаний стандартного и опытного двигателей в составе УЭЦН в одной и той же скважине.

Необходимо отметить, что опытный двигатель по параметрам не имеет аналогов в России и за рубежом. Поскольку рабочее напряжение превысило 4500 В, для комплектации УЭЦН потребовалось изготовление кабельной линии и ТМС для работы с ПЭД номинальным напряжением до 5000 В.

Расчетная экономия электроэнергии в системе ПЭД + кабель при применении высоковольтного двигателя НПЭД180-117 взамен стандартного ПЭД180-117 составила 6–7 % (рис. 1). Потери рассчитаны на основании фактических рабочих характери-

Таблица 2

Двигатель	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	К.п.д., %	Скольжение S, %	Коэффициент мощности (cos φ)
Опытный НПЭД180-117	4500	36,2	82,5	5,2	0,84
Стандартный ПЭД180-117	2460	64	83,8	4,7	0,839

Таблица 3

Оборудование	Обозначение	Завод
<i>С опытным двигателем</i>		
Насос	ЭЦН5А-320-2100	ООО «ЛеМаЗ»
Газосепаратор	ГС5А-500	ООО «ЛеМаЗ»
Двигатель	НПЭД180-117 ( $U_n=4500$ В)	ООО «Алмаз»
Кабель	КИПпБП 3×25 130 5 кВ	ООО «Алмаз»
Станция управления УЭЦН	СУ ЧР 1000	ЗАО «НЭК»
Трансформатор	ТМПНГ 1000 кВА	ЗАО «Электроцит-ТМ Самара»
<i>Со стандартным двигателем</i>		
Насос	ЭЦН5А-320-2100	ООО «ЛеМаЗ»
Газосепаратор	ГС5А-500	ООО «ЛеМаЗ»
Двигатель	ПЭД180-117 ( $U_n=2500$ В)	ООО «Алмаз»
Кабель	КПвПпБП 3×25 130 3,3 кВ	ЗАО «Кавказкабель»
Станция управления УЭЦН	СУ ЧР 1000	ЗАО «НЭК»
Трансформатор	ТМПНГ 1000 кВА	ЗАО «Электроцит-ТМ Самара»

стик указанных двигателей при испытании под нагрузкой.

В процессе изготовления и в ходе заводских испытаний опытный образец неоднократно подвергался доработке и, наконец, 20 сентября 2012 г. в соответствии с планом был поставлен для ОПИ в ОАО «Самотлорнефтегаз».

### ОПИ комплекта оборудования

Завод ООО «Алмаз» поставил для ОПИ подконтрольный двигатель НПЭД180-117 (номинальное напряжение 4,5 кВ) в комплекте с кабельной линией, изготовленной из кабеля марки КИПпБП-130 5 кВ с изоляцией из трех слоев: первый слой – полиимидно-фторопластовая пленка ПМФС-352 с перекрытием 75 %, второй и третий – полипропилен.

Скважинная измерительная система ТМС-В-320, поставляемая в сборе с НПЭД, конструктивно предназначена для работы в комплекте с двигателями номинальным напряжением до 5 кВ. Номиналь-

ные параметры опытного высоковольтного и стандартного погружного двигателей приведены в табл. 2.

В соответствии с условиями программы ОПИ в ОАО «Самотлорнефтегаз» была определена скважина-кандидат Самотлорского месторождения со стабильными параметрами эксплуатации УЭЦН (рабочий ток, подача, динамический уровень). 20 сентября 2012 г. на скважине-кандидате в присутствии комиссии с участием представителей завода и специалиста Группы стандартов, аудита и анализа механизированной добычи были проведены монтаж и запуск в работу УЭЦН с подконтрольным двигателем НПЭД180-117; комплектация УЭЦН с возможностью контроля параметров работы установки (дебит жидкости, рабочий ток, загрузка) представлена в табл. 3. Потребляемая энергия измерялась счетчиками МИР С-01.05-Т-РС с классом точности 0,5, установленными в кустовой трансформаторной подстанции КТПН 6/0,4.

После получения данных энергопотребления УЭЦН с опытным НПЭД была про-

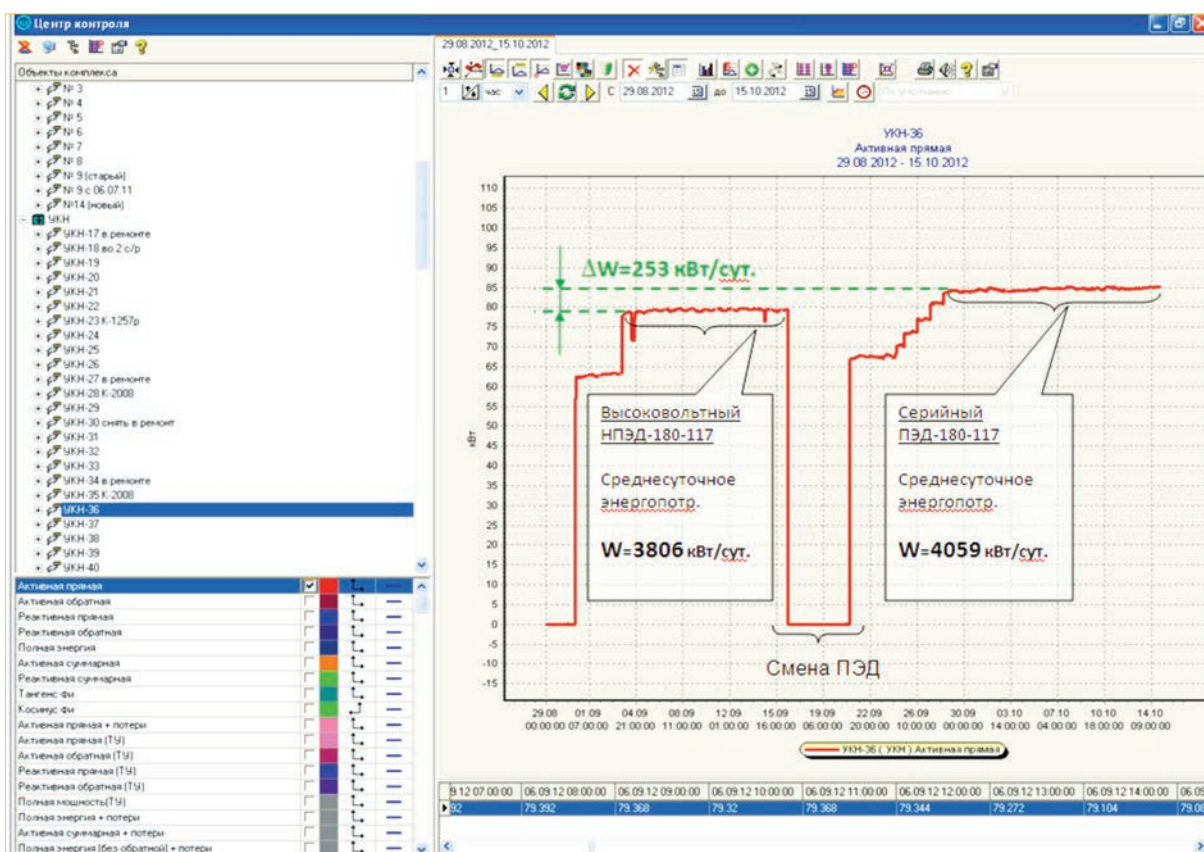


Рис. 2. Энергопотребление УЭЦН с опытным и стандартным погружными двигателями

ведена смена электрической части УЭЦН на стандартный ПЭД180-117 с кабельной линией сечением  $3 \times 25 \text{ мм}^2$ . Затем в течение 10 сут по аналогичной программе выполнялся мониторинг энергопотребления УЭЦН, укомплектованной стандартным двигателем (см. табл. 3).

Результаты измерения энергопотребления УЭЦН с опытным и стандартным погружными двигателями из центра контроля блока «энергоэффективность» АСУ ТП «АДКУ2000» приведены на рис. 2. Среднесуточная экономия электроэнергии при применении двигателя с повышенным напряжением НПЭД180-117 по сравнению с двигателем ПЭД180-117 стандартного исполнения составила 253 кВт/сут (рис. 3). Среднее удельное энергопотребление НПЭД180-117 –  $8,85 \text{ кВт/м}^3$ , среднее удельное энергопотребление стандартно-

го ПЭД180-117 –  $9,51 \text{ кВт/м}^3$ . Экономия энергопотребления составила 6,94 %.

### Перспективы серийного применения

Учитывая значительный парк погружных электродвигателей ПЭД мощностью до 180 кВт и практическое отсутствие затрат на внедрение проекта, положительный потенциальный эффект от внедрения НПЭД в компании может быть достигнут только за счет экономии электроэнергии.

Необходимо также отметить, что замена погружного кабеля сечением  $3 \times 25 \text{ мм}^2$  на кабель меньшего сечения  $3 \times 16 \text{ мм}^2$  при комплектации НПЭД позволит получить дополнительный эффект от снижения капитальных вложений на приобретение погружного кабеля.

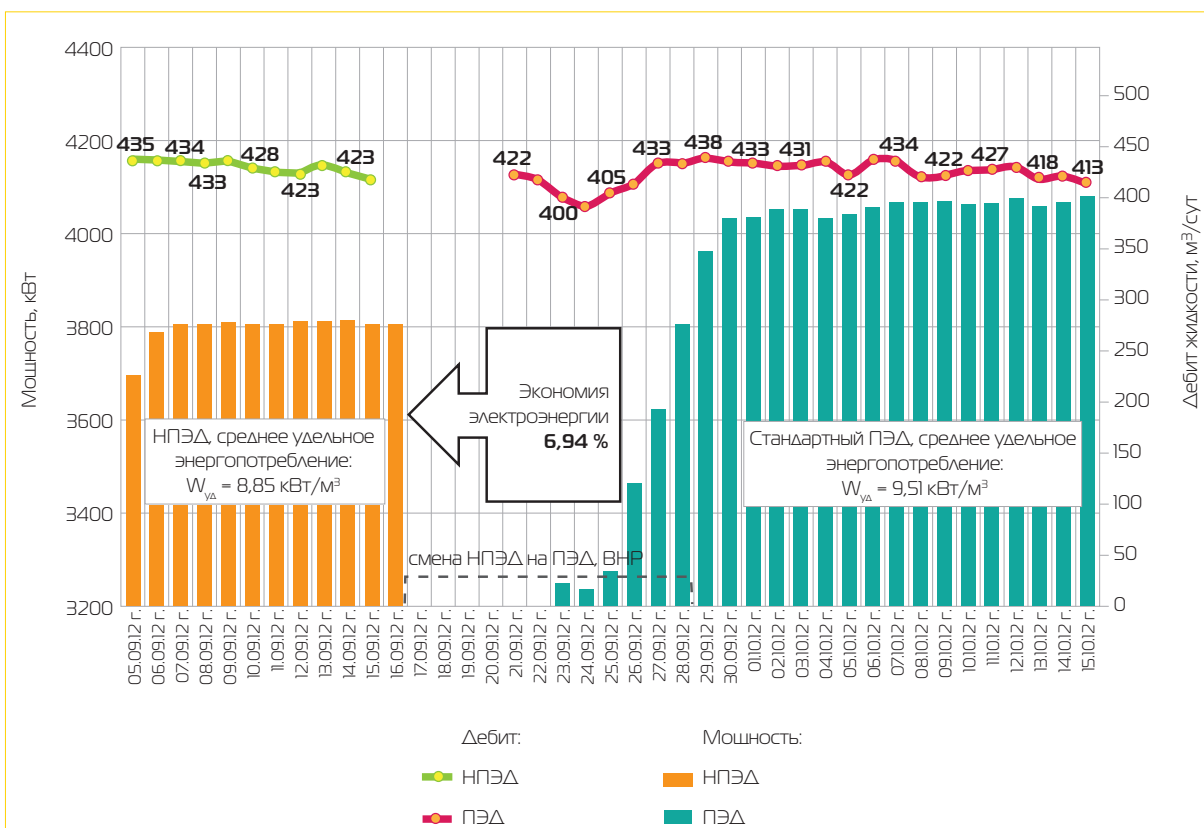


Рис. 3. Сравнение удельного энергопотребления опытного НПЭД180-117 и стандартного ПЭД 180-117

### Заключение

Работы по повышению энергоэффективности погружных электродвигателей в компании продолжаются. В ближайшей перспективе планируется внести в «Технические требования к погружным электродвигателям и гидравлическим защитам» требо-

вания к структуре условного обозначения, энергетическим и конструктивным параметрам новой линейки двигателей с повышенным напряжением, что позволит добывающим предприятиям компании серийно применять данное оборудование.

### Список литературы

1. ГОСТ Р 15.201–2000. Порядок разработки и постановки продукции на производство.
2. ГОСТ 30195-94. Электродвигатели асинхронные погружные. Общие технические условия.
3. Приложение № 2. Технические требования к погружным электродвигателям и гидравлическим защитам. К методическим указаниям компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти и оценка его работы» № П1-01.05 М-0005 Версия 5.00.

## Анализ эффективности применения вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения энергопотребления (в порядке обсуждения)<sup>1</sup>

**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»),  
**М.Н. Каверин, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН Рид в г. Тюмени)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Одним из перспективных направлений совершенствования технологии эксплуатации скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) в последние годы считается переход от использования традиционных асинхронных погружных электродвигателей (ПЭД) на вентильные ПЭД (ВПЭД). Заводами декларируются такие преимущества вентильных двигателей, как снижение потребления активной мощности, увеличение наработки на отказ и др. Информации о применении ВПЭД в научно-технической и производственной литературе недостаточно, публикуемые материалы, как правило, носят рекламный характер. Между тем, данная тематика представляет чрезвычайный интерес для нефтегазодобывающих предприятий, закупаящих ВПЭД в комплекте со стан-

циями управления, в ожидании получить эффект в виде снижения потребления электроэнергии и увеличения наработки на отказ.

Вопрос увеличения наработки на отказ при замене ПЭД на ВПЭД менее актуален и, вероятно, будет темой следующих обсуждений. В данной работе представлена точка зрения специалистов ОАО «НК «Роснефть», работающих над проблемой снижения энергопотребления, об эффективности применения вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения потребления активной мощности.

### Анализ эффективности ВПЭД

Анализ эффективности начнем с моделирования возможностей снижения активной потребляемой мощности и удельного энергопотребления на  $1 \text{ м}^3$  жидкости с исполь-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 3. – С. 44-48.

зованием программы SubPump компании IHS. Отметим, что специалистами «Роснефти» была проведена работа по оценке сходимости фактически потребляемой активной мощности УЭЦН в комплектации с ПЭД с расчетными значениями. В большинстве случаев при выполнении расчетов опытным пользователем погрешность не превышает 5 %, что на практике более чем достаточно.

Все технологические параметры и характеристики узлов УЭЦН, необходимые для выполнения расчетов по дизайну УЭЦН к скважине и, в частности, расчетов энергопотребления, передаются производителями оборудования в компанию IHS, которая в свою очередь переносит их в базу данных программы и конвертирует в удобный вид. Таким образом, приведенные ниже расчеты выполнены с использованием имеющихся в базе данных программы SubPump параметров работы ВПЭД и ПЭД, переданных ПК «Борец». Провести подобные расчеты может любой пользователь данной программы.

Очевидно, что из-за разницы величины скольжения у ПЭД и ВПЭД частота вращения роторов при частоте тока 50 Гц будет различна. Вследствие этого при использовании одного и того же насоса дебит жидкости УЭЦН с ВПЭД будет больше, чем при использовании ПЭД. Возникает вопрос, насколько это увеличение целесообразно с точки зрения энергетической эффективности. При необходимости подачу ЭЦН в комплектации с ПЭД можно повысить за счет использования установки частотного привода. Также подачу можно увеличить методом увеличения числа рабочих ступеней ЭЦН на этапе подбора и комплектации оборудования.

Для получения ответа на вопрос, что предпочтительнее с точки зрения энергоэффективности, достаточно с помощью программы SubPump рассчитать удельное энергопотребление и смоделировать следующие ситуации:

– работа УЭЦН с вентильным двигателем;

– работа УЭЦН с асинхронным двигателем при частоте тока 50 Гц (базовый вариант);

– работа УЭЦН с асинхронным двигателем с повышенной частотой вращения ротора для увеличения подачи насоса до уровня работы с вентильным;

– работа УЭЦН с асинхронным двигателем и ЭЦН с увеличенным числом рабочих ступеней для увеличения производительности до уровня работы с вентильным двигателем.

Рассчитаем параметры энергопотребления для одной из скважин Самотлорского месторождения. В базовом варианте расчетная производительность УЭЦН-5-80-1800 с приводом ВПЭД при динамическом уровне 1450 м и обводненности продукции 94 % составила 93 м<sup>3</sup>/сут (табл. 1). Расчетная потребляемая активная мощность составила 42 кВт·ч, удельное энергопотребление – 10,839 кВт/м<sup>3</sup>.

Как и ожидалось, моделирование комплектации этого же насоса с приводом от ПЭД показало снижение дебита жидкости с 93 до 88 м<sup>3</sup>/сут (-5,3 %) за счет снижения частоты вращения ротора двигателя с 3000 до 2911 мин<sup>-1</sup>. Вместе с тем это привело к снижению потребления активной мощности с 42 до 40,6 кВт·ч (-3,45 %). Отметим, что по данной скважине потребляемая активная мощность была замерена прибором Fluke и составила 40,4 кВт·ч. Удельная потребляемая активная мощность увеличилась от 10,839 до 11,073 кВт/м<sup>3</sup> (2,1 %). Таким образом, по основному показателю энергоэффективности – удельному энергопотреблению – ВПЭД в данном варианте оказался предпочтительней.

Далее были смоделированы варианты работы УЭЦН в комплектации с ПЭД с дебитом 93 м<sup>3</sup>/сут. Из табл. 1 видно, что обеспечение дебита в 93 м<sup>3</sup>/сут потребовало увеличения частоты тока до 51,55 Гц. Это привело к росту удельного энергопотребления до 11,432 кВт/(м<sup>3</sup>·сут) (3,3 %). В варианте с увеличением числа ступеней ЭЦН удельное энергопотребление увеличивается до

Таблица 1

Параметры	1ВПЭДТ 45-117 «Борец» ( $U_n = 1400$ В, $I_n = 23,5$ А) на $f = 50$ Гц (базовый вариант)	ПЭД 45-117 «Борец» ( $U_n = 1350$ В, $I_n = 27,3$ А) на $f = 50$ Гц	ПЭД 45-117 «Борец» ( $U_n = 1350$ В, $I_n = 27,3$ А) на $f = 51,55$ Гц	ПЭД 45-117 «Борец» ( $U_n = 1400$ В, $I_n = 26$ А) на $f = 50$ Гц с увеличением напора на 210 м
Потребляемая мощность насосом с учетом потерь в НКТ, кВт	35,4	31,6	34,6	35,1
К.п.д. двигателя, %	92,01	83,7	84,1	84,5
Потребляемая мощность ПЭД, кВт	3,1	5,5	6,0	6,2
Потери в кабеле, кВт	3,5	3,4	3,7	4,0
Итого общая потребляемая мощность, кВт	42,0	40,5	44,3	45,3
Изменение общей потребляемой мощности по отношению к базовому варианту, %	0	-3,7	+5,5	7,9
Коэффициент рабочей мощности	0,96	0,771	0,786	0,797
Рабочий ток, А	18,9	20,6	21,4	22,1
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	93	88	93	93
Удельное потребление, кВт/(м <sup>3</sup> ·сут)	10,839	11,045	11,432	11,69
Изменение удельного энергопотребления по отношению к базовому варианту, %	0	1,9	5,1	7,2

11,9 кВт/м<sup>3</sup> (на 7,2 %). Таким образом, проведенные расчеты показали энергетические преимущества ВПЭД по сравнению с ПЭД при любых возможных вариантах комплектации УЭЦН при условии обеспечения равного дебита жидкости.

Перейдем к оценке энергоэффективности при использовании УЭЦН в комплектации с ПЭД и ВПЭД на основании промысловых замеров. Для начала рассмотрим существующие статистические данные по абсолютному и удельному энергопотреблению скважин. Были проанализированы показатели энергопотребления на входе в станцию управления, полученные с помощью прибора Fluke на 603 скважинах Самотлорского месторождения. Из них только 64 скважины были оборудованы УЭЦН с ВПЭД.

Все 603 скважины для корректности оценки были разделены на группы по типоразмерам спущенных насосов с учетом их напоров. Влияние скважинных условий (дебит жидкости, динамический уровень, буферное и затрубное давления, обводнен-

ность продукции) учитывалось через полезную гидравлическую мощность

$$N_{\text{гидр}} = Q_{\text{ж}}(H_{\text{дин}} + 10((p_{\text{буф}} - p_{\text{затр}})\gamma_{\text{см}} g)), \quad (1)$$

где  $Q_{\text{ж}}$  – подача насоса;  $H_{\text{дин}}$  – динамический уровень;  $p_{\text{буф}}$ ,  $p_{\text{затр}}$  – давление соответственно буферное и затрубное;  $\gamma_{\text{см}}$  – удельный вес смеси в затрубном пространстве;  $g$  – ускорение свободного падения.

Для обеспечения корректности сравнения был введен параметр, названный к.п.д. системы

$$\eta_{\text{сист}} = (N_{\text{гидр}} + N_{\text{г/с}})/W_{\text{акт}}, \quad (2)$$

где  $N_{\text{гидр}}$  – расчетная гидравлическая мощность;  $N_{\text{г/с}}$  – потери мощности в газосепараторе;  $W_{\text{акт}}$  – фактически потребляемая активная мощность по данным прибора Fluke.

Сравнительный анализ одинаковых по подаче и напору насосов в комплектации с ПЭД и ВПЭД показал противоречивые результаты и большой разброс значений эф-



Таблица 2

Тип ЭЦН	ВПЭД				ПЭД				Разница $N_{\text{акт.}}$ , %	Разница удельной мощности, %
	Число скважин	$N_{\text{акт. ср.}}$ , кВт·ч	Удельная мощность, кВт/м <sup>3</sup>	К.п.д. системы, %	Число скважин	$N_{\text{акт. ср.}}$ , кВт·ч	Удельная мощность, кВт/м <sup>3</sup>	К.п.д. системы, %		
15-2000	1	26,5	39,8	18	6	23,9	41,0	16	11	-3
18-2000	1	30,8	37,0	17	1	27,3	65,5	12	13	-44
25-1600	2	21,8	23,8	26	4	23,8	31,7	17	-8	-25
25-1700	4	22	22,0	26	32	23,8	27,2	21	-8	-19
25-1800	1	21	24,0	24	39	24,6	29,5	21	-15	-19
25-2100	2	22,3	22,3	32	2	27,4	29,9	19	-19	-25
25-2400	2	24,8	33,1	20	3	34,2	41,0	19	-27	-19
30-1500	4	26,2	19,1	28	15	25,7	19,3	25	2	-1
30-1800	5	24,3	22,4	27	55	29	23,2	22	-16	-3
30-2100	4	27,8	25,7	23	3	28,8	17,7	28	-3	45
35-2000	2	30,5	30,5	23	3	28,7	21,5	24	6	42
35-1500	1	20,4	28,8	20	1	27,5	30,0	19	-26	-4
50-1600	1	25,6	17,1	29	15	30,5	17,9	25	-16	-4
50-1700	4	29,7	15,2	35	10	31,9	15,6	29	-7	-3
50-1800	3	33,2	12,5	44	3	34,4	12,7	30	-3	-2
50-2000	4	30,8	15,7	36	2	34,4	12,1	41	-10	30
60-1800	2	36	15,7	24	10	37,3	14,9	30	-3	5
60-2000	1	33,5	18,7	33	1	35,8	30,7	19	-6	-39
60-2200	2	49,5	16,3	37	1	44,1	16,5	34	12	-2
70-1800	2	24,8	9,8	40	2	43,1	13,6	37	-42	-28
80-1650	4	37,2	10,3	33	4	43,5	13,4	31	-14	-23
100-1800	2	49,5	11,4	30	4	52	10,8	28	-5	6
100-2000	1	37,5	11,1	60	1	57,2	14,3	38	-34	-22
125-1600	2	49,3	11,2	41	2	62,3	12,5	32	-21	-10
400-1500	1	153,7	8,9	48	2	153	9,2	39	0	-4
500-1200	1	128,2	6,3	26	3	145,1	7,4	35	-12	-16
Среднее значение				<b>31</b>				<b>27</b>	<b>-10</b>	<b>-7</b>

фактивности. По одним типоразмерам УЭЦН энергопотребление было меньше у ВПЭД, по другим – у ПЭД (табл. 2). Очевидно, что метод оценки является неточным из-за невозможности учета всех эксплуатационных факторов и невозможности учета к.п.д. ЭЦН, который сильно зависит от конструкции насоса и расположения рабочей точки. В целом данный анализ показал снижение удельной потребляемой мощности на 7 % при использовании ВПЭД. Следует отметить, что фактические дебиты жидкости при работе насосов одного типоразмера с ПЭД и ВПЭД одинаковые. Возможно, это связано с погрешностью измерений.

Для исключения различий в условиях эксплуатации и значениях к.п.д. ЭЦН были выбраны четыре скважины, в которые при

текущем ремонте было спущено оборудование, отличавшееся только типом применяемого электродвигателя. По всем этим скважинам прибором Fluke замерялись параметры энергопотребления как в период работы в них УЭЦН с ВПЭД, так и после замены на УЭЦН с ПЭД. Замеры потребляемой мощности проводили одновременно представители двух фирм в присутствии специалиста компании. Результаты замеров на входе в станцию управления (СУ) приведены в табл. 3. На трех скважинах из четырех активная потребляемая мощность при комплектации ВПЭД оказалась выше, чем при комплектации ПЭД и только на одной – ниже. При замене ПЭД номинальной мощностью 140 кВт на ВПЭД той же мощности на скв. 1 было достигнуто сни-

Таблица 3

Условный номер скважины	Оборудование		Замер прибором Fluke				Замер на входе в СУ		$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Удельное энергопотребление, кВт/(м <sup>3</sup> ·сут)
	Тип ЭЦН	Тип ПЭД	$N_{акт}$ , кВт·ч	$N_{реакт}$ , кВАр	$N_{полн}$ , кВА	$\cos\varphi$	$N_{акт}$ , кВт·ч	$\cos\varphi$		
1	5А-400-1500	ПЭД-140-117	141,4	97	171,5	0,82	139,1	0,83	382	8,88
	5А-400-1500	ВЭДБТ-140-117	137 (-3,1)	92 (-5,2)	161,2 (-6,0)	0,85 (3,7)	168 (20,8)	0,98 (18,1)	420	7,83 (-11,8)
2	5-30-2000	ПЭДЯТ-36-117	29,3	25,8	39	0,75	28,8	0,78	31	22,7
	5-30-2000	ВЭДБТ-36-117	32,2 (9,9)	21,2 (-17,8)	38,3 (-1,8)	0,84 (12,0)	34 (18,1)	0,84 (7,7)	29	26,6 (17,2)
3	5-50-1700	ПЭД-28-117	28,2	27,3	39,3	0,72	28	0,78	56	12,09
	5-50-1700	ВЭДБТ-36-117	31,4 (11,3)	23,9 (-12,5)	39,3	0,8 (11,1)	33 (17,9)		53	14,2 (17,5)
4	5-30-2100	ПЭД-32-117	29,4	25,8	39,1	0,75	24	0,77	30	23,5
	5-30-2100	ВЭДБТ-36-117	30,6 (4,1)	25,9 (0,4)	40,3 (3,1)	0,76 (1,3)	30 (25,0)	0,95 (23,4)	29	25,3 (7,6)
5	5А-400-1600	ПЭД-140-117	151,4	107,1	185,5	0,82	151,5	0,83	443	8,202
	5А-400-1600	ВЭДБТ-140-117	147,1 (-2,8)	97,6 (-8,9)	177,2 (-4,5)	0,83 (1,2)	163 (7,6)	0,98 (21,0)	434	8,135 (-0,82)

Примечание. В скобках приведено изменение параметра, %, при переходе на вентильный двигатель.

жение активной мощности всего на 4,4 кВт·ч, или на 3,1 %.

Для полного исключения влияния каких-либо факторов на энергопотребление был проведен промышленный эксперимент по замене на работающей скважине ПЭД на ВПЭД. Сква. 5 с насосом ЭЦН-5А-400-1600, укомплектованным ПЭД-140-117, при наработке 65 сут была остановлена для замены двигателя. До и после ремонта были выполнены контрольные замеры энергопотребления (см табл. 3). При замере на входе в СУ произошло снижение активной, реактивной и полной мощностей. При замере на входе в ТМПН реактивная мощность возросла, а активная и полная снизились. Было выявлено уменьшение активной потребляемой мощности при переходе с асинхронного двигателя на вентильный мощностью 140 кВт всего на 4,3 кВт·ч, или на 2,8 %. Удельное энергопотребление снизилось на 1 %.

Следует также отметить, что проделанная работа по замерам с использованием прибора Fluke выявила еще несколько аспектов применения ВПЭД.

1. По большинству скважин происходит снижение реактивной потребляемой мощности вследствие увеличения значения  $\cos\varphi$ . Однако с учетом того, что в настоя-

щее время оплата производится только за потребляемую активную мощность, данное преимущество ВПЭД остается нерезализованным.

2. По скважинам с ВПЭД большой мощности фактические замеры прибором Fluke оказались ниже, чем замеры со станций управления. Погрешность СУ достигает 10 % в сторону завышения потребляемой мощности.

3. Значения  $\cos\varphi$ , полученные с помощью прибора Fluke, по станциям с ПЭД или совпадали с показаниями станции или были очень близки. Станции управления ВПЭД показывали значительно завышенные показания. Погрешность определения  $\cos\varphi$  достигала 20 %.

4. Значительного снижения активной потребляемой мощности при комплектации УЭЦН ВПЭД не получено. Главной причиной этого является сравнительно низкая доля потерь в двигателе от общего потребления системой УЭЦН.

Для определения граничных условий экономической эффективности от перехода ПЭД на ВПЭД была использована методика оценки мероприятий, направленных на экономию электроэнергии, и выбора УЭЦН по критерию энергоэффективности. Расчеты показывают, что при существующих тари-

фах на электроэнергию и при разнице в цене на ПЭД и ВПЭД в комплекте со станцией управления для получения индекса доходности  $PI > 1,5$  необходимо снижение потребляемой активной мощности не менее чем на 17 %. Проведенные исследования показали, что фактически это не достигается. Таким образом, проекты снижения энергопотребления методом замены ПЭД на ВПЭД в комплекте со станцией управления являются экономически малопривлекательными и намного уступают другим мероприятиям, направленным на снижение энергосбережения.

### Выводы

1. Проведенные расчеты с использованием программы SubPump показали преимущества ВПЭД производства ПК «Борец» по сравнению с ПЭД. Расчетное

снижение потребления активной мощности составляет 5-8 %, снижение удельной мощности – 5-7 %. При сравнении двигателей мощностью более 140 кВт разница может достигать до 10 %.

2. Проведенные промышленные исследования подтвердили эффективность ВПЭД на уровне расчетной.

3. Проекты по замене ПЭД на ВПЭД с целью снижения энергопотребления имеют низкую экономическую эффективность, т.е. сроки окупаемости затрат на увеличение стоимости оборудования, достигаемой экономией электроэнергии, не соответствуют критериям компании.

4. Для получения представления об относительной эффективности ВПЭД различных заводов-производителей необходимо провести стендовые испытания с привлечением независимых экспертов.



## Результаты стендовых испытаний вентильных погружных электродвигателей<sup>1</sup>

**М.Н. Каверин, Д.Б. Елисеев**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН Рид в г. Тюмени),

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Деятельность по определению энергоэффективности погружных вентильных электродвигателей (ВПЭД) включает несколько этапов работ. К ним относятся моделирование эксплуатации двигателей с помощью специализированных программных продуктов, анализ промысловых данных, полученных в результате реальной работы ВПЭД в скважинах, а также проведение стендовых испытаний в заводских условиях.

В конце 2010 г. в компании были проведены стендовые испытания, инициированные производителями вентильных двигателей: ЗАО «Новомет-Пермь» и ООО «ПК «Борец». Испытаниям подверглись вентильные двигатели ПВЭДН 45-117 (ЗАО «Новомет-Пермь») и ПВЭД 36-117 (ООО «ПК «Борец»).

### Испытания двигателя ПВЭДН 45-117

Технические испытания по определению энергоэффективности проводились на площадке ОАО «Особое конструкторское бюро

бесштанговых насосов КОННАС» в г. Москве. Заводской эксперимент предполагал сравнение характеристик вентильного и асинхронного двигателей производства ЗАО «Новомет-Пермь» при работе с одним и тем же типом насосного оборудования: насос ВНН5А-500-300 попеременно комплектовался асинхронным двигателем ПЭДН 45-117 и вентильным ПВЭДН 45-117 (рис. 1, 2). Управление установкой электроцентробежных насосов (УЭЦН) осуществлялось посредством станции управления с частотным преобразователем (СУ ЧП), что позволило подобрать режим работы насоса с одинаковой гидравлической мощностью при комплектации его различными двигателями.

На первом этапе на стенде был смонтирован насос ВНН5А-500-300/04-003, укомплектованный погружным электродвигателем ПЭДН 45-117-1400/04. В течение 10 мин работы на частоте 51,01 Гц осуществлялись замеры параметров эксплуатации данной системы. Второй этап пред-

<sup>1</sup>Вестник механизированной добычи. — 2012. — № 3. — С. 16-22.

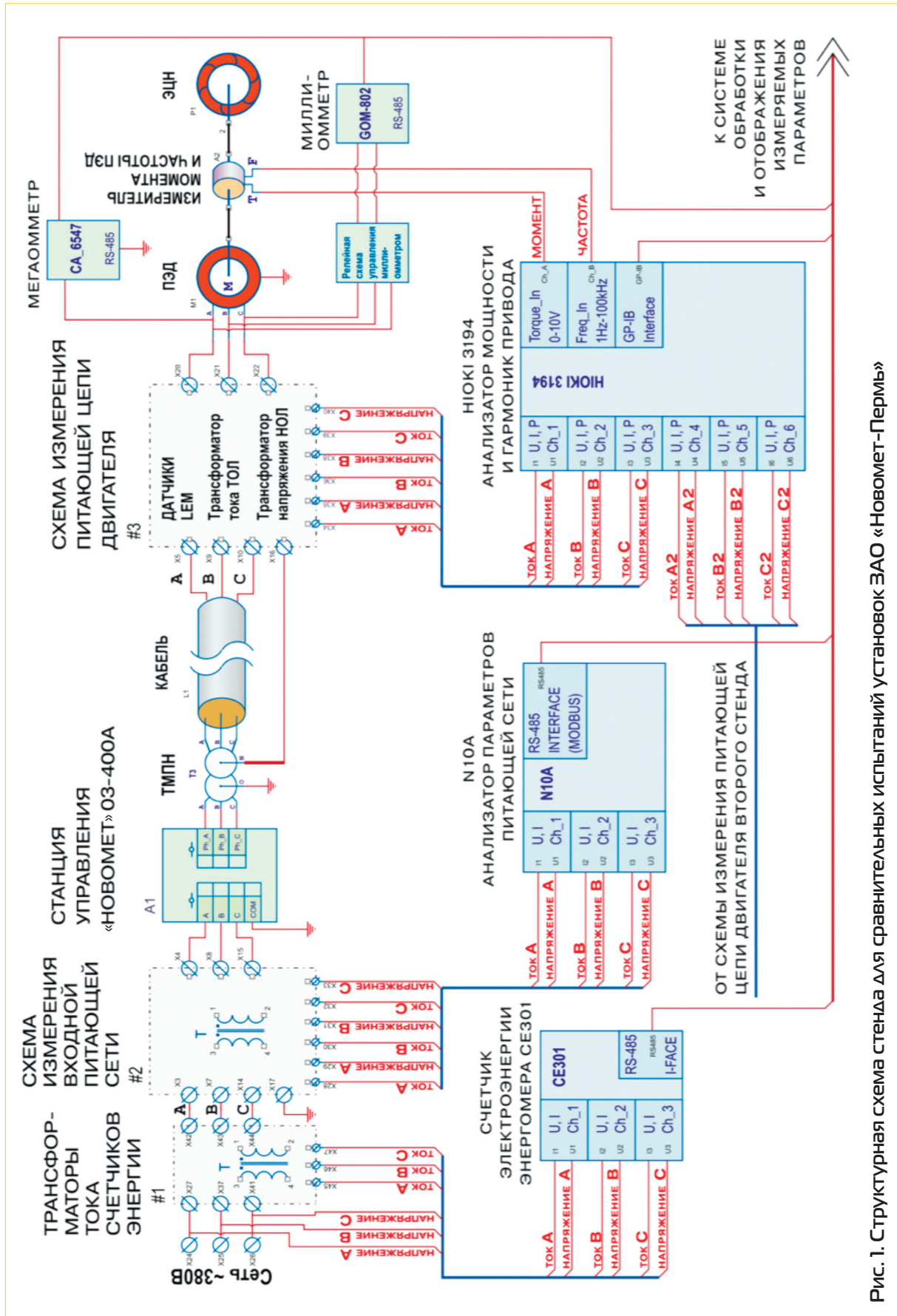


Рис. 1. Структурная схема стенда для сравнительных испытаний установок ЗАО «Новомет-Пермь»

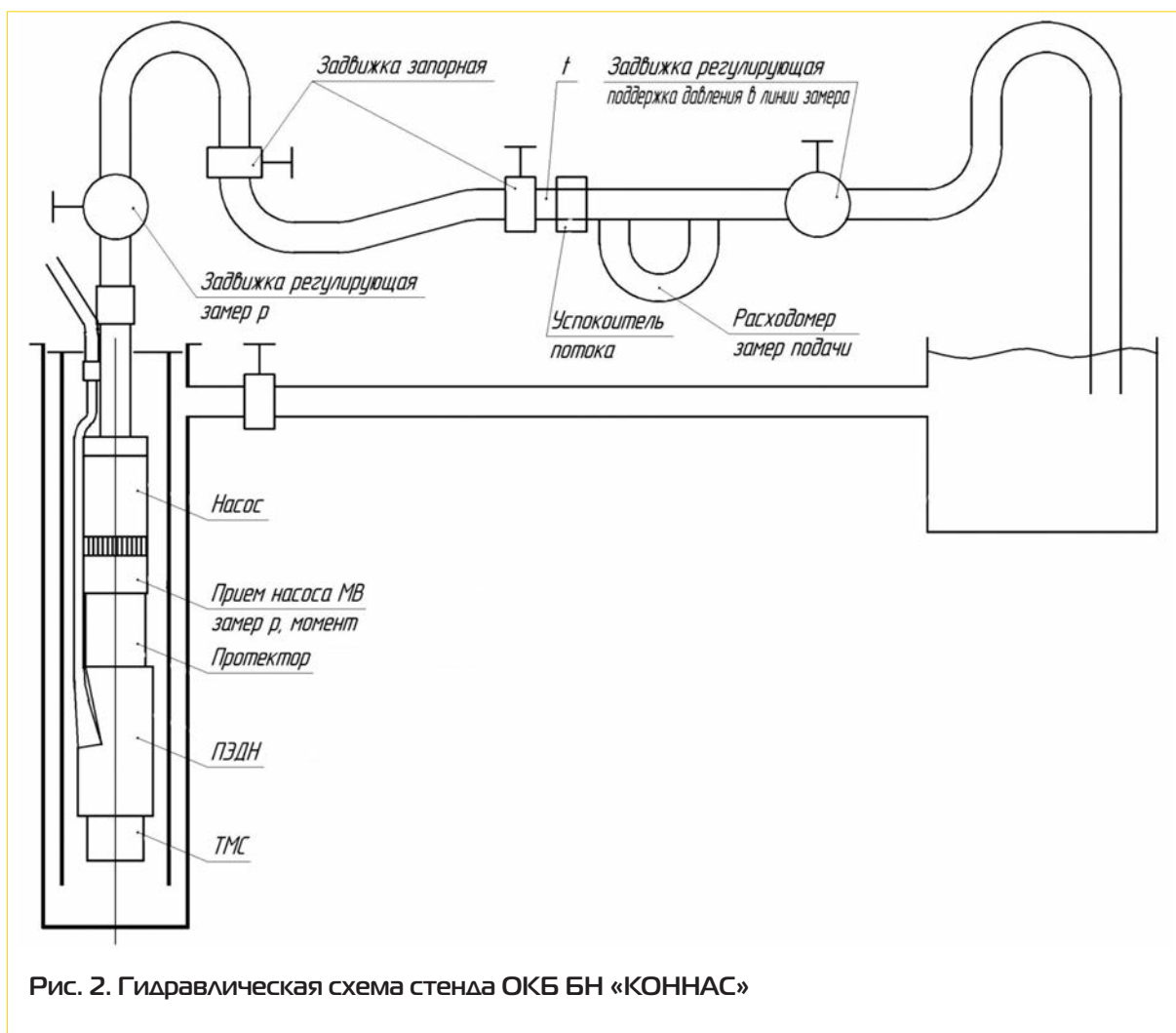


Рис. 2. Гидравлическая схема стенда ОКБ БН «КОННАС»

полагал замеры параметров оборудования при частоте 50 Гц.

В ходе третьего этапа на стенде был смонтирован тот же насос, но с погружным вентильным электродвигателем ПВЭДН 45-117-1350-3.0/47. Путем изменения частоты была получена та же полезная гидравлическая мощность, что и при испытании асинхронного двигателя. Как и на предыдущих двух этапах, в течение 10 мин регистрировались эксплуатационные параметры.

Результаты эксперимента свидетельствуют, что при эксплуатации УЭЦН, укомплектованного вентильным двигателем производства ЗАО «Новомет-Пермь», можно обеспечить снижение удельного энергопотребления на 7-12 % по сравнению с таким

же насосом, укомплектованным асинхронным двигателем с СУ ЧП (табл. 1).

### Испытания двигателя ПВЭД 36-117

Стендовые испытания вентильного погружного электродвигателя производства ООО «ПК Борец» при участии специалистов отдела механизированной добычи Департамента внутрискважинных работ были проведены в ООО «Лысьвенский завод нефтяного машиностроения» в г. Лысьва.

В отличие от испытаний в ОКБ БН «КОННАС» в данном случае тестируемый ВПЭД испытывался не в комплекте с насосом, а был подключен к нагрузочной машине (рис. 3). Для охлаждения ПЭД и ВПЭД использовался тарированный поток жидкости со скоростью 0,17 м/с. Испытания проводи-

Таблица 1

Тип двигателя	Частота, Гц	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Напор, м	Сила тока, А	Мощность системы*, кВт	Cos φ	К.п.д. системы, %	Потребляемая мощность по счетчику, кВт·ч/сут	Удельное энергопотребление, кВт·ч/(м <sup>3</sup> ·сут)	Изменение удельного энергопотребления по отношению к ВЭД, %
ПЭДН 45-117-1400/04	51,01	502	271	20,3	40	0,82	38,4	979,2	1,95	12,1
ПЭДН 45-117-1400/04	50	492	260	18,7	37,9	0,8	38,6	921,6	1,87	7,7
ПВЭДН 45-117-1350-3.0/47		505	269	16,4	36,1	1	43	878,4	1,74	

\* Система включает насос, ПЭД, кабель, гидрозашиту и СУ.

лись на четырех частотах (40, 45, 50, 55 Гц). На каждой частоте моделировались четыре варианта нагрузки двигателя путем задание момента на валу нагрузочной машины.

Был принят следующий порядок проведения испытаний:

- на первом этапе вентильный привод ПВЭД 36-117 был подключен к нагрузочной установке;
- при изменении в меню контроллера станции управления выходной частоты

была установлена частота вращения 3000 мин<sup>-1</sup> с номинальным нагрузочным моментом  $M_{НОМ}$ , равным 114 Н м, и зарегистрированы параметры эксплуатации;

- выполнены замеры ключевых параметров для частот вращения ротора нагрузочной машины 3300, 3000, 2700 и 2400 мин<sup>-1</sup>;
- выполнены замеры энергопотребления для крутящего момента  $M_{кр}$ , равно 0,85 $M_{НОМ}$ , 0,75 $M_{НОМ}$  и 0,5 $M_{НОМ}$  (соответственно 97, 85, 57 Н м);

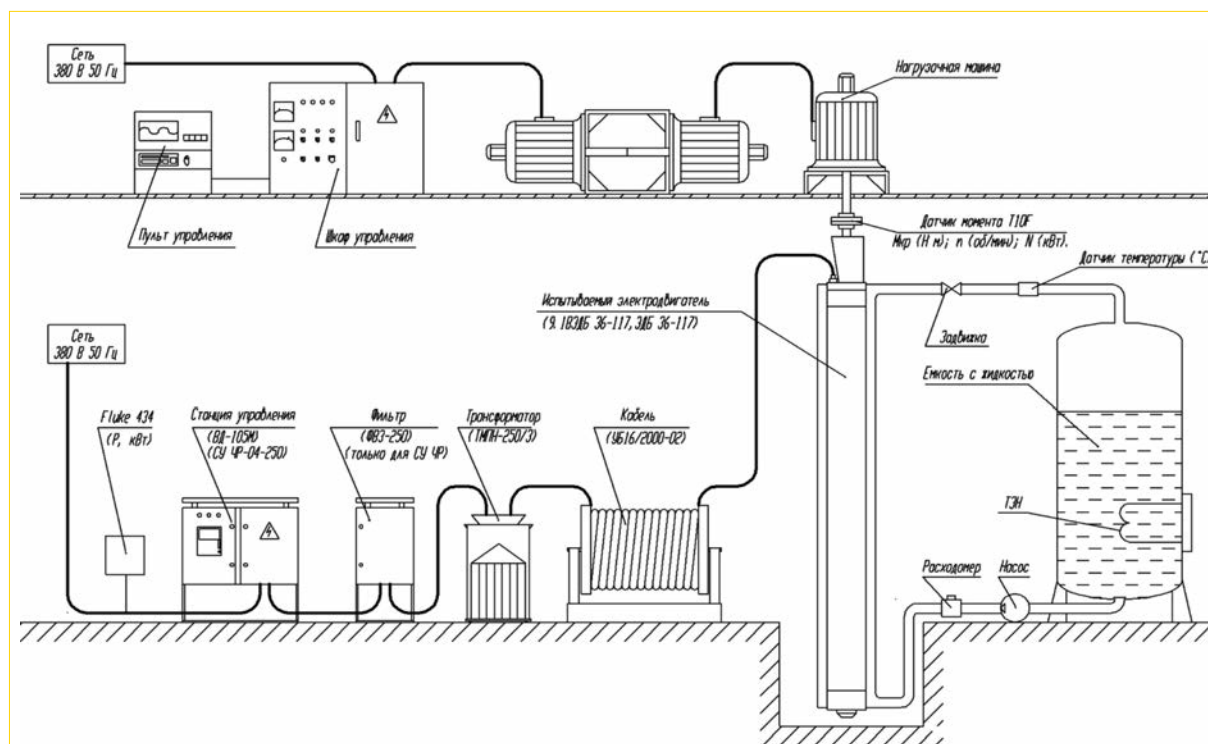


Рис. 3. Схема комплекса для проведения испытания электроприводов ООО «ПК Борей»

Таблица 2

Заданная частота, Гц	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Потребляемая мощность, кВт	Ток СУ, А	Cosφ	Частота питающего напряжения, Гц
<b><math>M_{ном} = 114 \text{ Н}\cdot\text{м}</math></b>					
55	3299/3299	55,4/50,5	26/25	0,82/1	57,4/-
50	3006/3001	50,4/45,6	25,6/24,4	0,82/1	52,5/-
45	2700/2701	46,4/43,2	26/25	0,82/1	47,5/-
40	2402/2401	42,8/37,2	26,7/24,6	0,82/1	42,6/-
<b><math>M_{кр} = 97 \text{ Н}\cdot\text{м}</math></b>					
55	3292/3298	45,9/42,6	22,4/21,1	0,81/1	56,8/-
50	2997/3002	42,5/38,4	22,3/20,6	0,8/1	51,9/-
45	2704/2699	38,7/33,6	21,9/20	0,8/1	47,1/-
40	2399/2400	35,5/31,4	21,9/20	0,8/1	42,1/-
<b><math>M_{кр} = 85 \text{ Н}\cdot\text{м}</math></b>					
55	3305/3299	39,7/37	19,9/18,6	0,78/1	56,7/-
50	3005/3001	36,6/33,4	19,7/18,3	0,78/1	51,7/-
45	2695/2700	34,5/31	20,5/18	0,78/1	46,7/-
40	2401/2401	31,1/27,4	20,6/17,8	0,78/1	41,8/-
<b><math>M_{кр} = 57 \text{ Н}\cdot\text{м}</math></b>					
50	3003/3000	25,3/22,6	14,5/12,3	0,82/1	51,1/-
45	2688/2699	23,2/20,1	15,9/12,1	0,69/1	45,9/-
40	2395/2401	20,7/17,9	16,4/11,9	0,69/1	41/-

Примечание. В числителе приведены показатели для ПЭД, в знаменателе – для ВПЭД.

Таблица 3

Крутящий момент, Н·м	Экономия удельного энергопотребления*, %, при частоте, Гц (мин <sup>-1</sup> )				
	40 (2400)	45 (2700)	50 (3000)	55 (3300)	средняя
57	15,2	14,7	12,6		14,2
85	11,1	10,4	9,2	7,0	9,4
97	11,1	10,1	8,8	7,6	9,4
114	11,5	10,0	9,3	9,0	10,0
В среднем	12,2	11,3	10,0	7,9	

\* Отношение потребляемой мощности к мощности на валу.

• проведена замена вентильного привода на асинхронный ПЭД 36-117 и определены параметры его эксплуатации на режимах, повторяющих работу ВПЭД.

Полученные в ходе этого эксперимента данные (табл. 2, 3) свидетельствуют о том, что средняя экономия электроэнергии при использовании вентильного двигателя ООО «ПК Борец» может составить 10,3-10,7 %.

### Заключение

Проведенные стендовые испытания показали, что вентильные двигатели производства ЗАО «Новомет-Пермь» и ООО «ПК «Борец» действительно являются энергосберегающими. Тем не менее для достижения целевого индекса доходности

PI, предусмотренного корпоративными стандартами (более 1,5), полученных показателей недостаточно. Необходимо дальнейшее снижение потребляемой мощности данного оборудования не менее чем на 17 %. При этом следует иметь в виду, что эффект, полученный на стенде, рассматривается как максимально возможный, и на практике достичь его, как правило, не удается.

В настоящее время заводы-изготовители продолжают работать над повышением энергоэффективности ВПЭД. В частности, ожидается, что применение модернизированных станций управления «Борец ВД-105» и «Орион» с векторной системой управления позволит повысить энергоэффективность эксплуатации ВПЭД еще на 1,5-2%.



## Промысловые испытания энергоэффективных УЭЦН серии EZline компании Schlumberger<sup>1</sup>

**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»),  
**М.Н. Каверин, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН Рид в г. Тюмени),  
**Е.А. Ветохин** (ОАО «Самотлорнефтегаз»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

В статье представлены результаты промышленных испытаний оборудования компании Schlumberger, изготовленного на новом заводе в г. Тюмени, с точки зрения энергоэффективности. Рассмотрены перспективы его применения в компании «Роснефть».

Повышение к.п.д. установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) является одним из направлений развития нефтяного машиностроения. Увеличение к.п.д. УЭЦН на 1 % приводит к снижению потребления электроэнергии в среднем на 1-2 %. Ресурс повышения к.п.д. асинхронных двигателей на сегодняшний день практически исчерпан. Применение вентильных двигателей для привода погружных насосов позволяет увеличить к.п.д. системы, однако экономи-

ческие показатели технологии вследствие высокой стоимости оборудования достаточно низкие. Наибольший эффект повышения к.п.д. УЭЦН, а следовательно, и роста энергоэффективности можно получить, улучшив энергетические характеристики насоса. После того как все нефтяные компании в России начали уделять повышенное внимание показателям энергоэффективности механизированной добычи нефти, производители оборудования начали выпуск УЭЦН с увеличенным к.п.д.

Несмотря на то, что наибольший потенциал энергосбережения связан с использованием ЭЦН с более высоким к.п.д., широкого внедрения энергоэффективного оборудования в компании пока не началось. Процесс повышения энергоэффективности идет по пути применения

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 6. – С. 27-30.

технологий с минимальными инвестициями, таких как энергоэффективный дизайн, применение кабеля с увеличенным сечением и двигателей с повышенным напряжением. Однако большинство этих низкобюджетных технологий, несмотря на высокие экономические показатели их применения, имеют низкие показатели технологической эффективности или ограниченную зону использования и не способны коренным образом снизить энергопотребление. Для достижения значительного эффекта требуется широкое внедрение технологий, обладающих одновременно высокой технологической и экономической эффективностью. Однако, к сожалению, такие технологии практически не предлагаются производителями оборудования. Как правило, увеличение технологической эффективности предлагаемых технологий приводит к значительному повышению стоимости оборудования, что сразу снижает экономические показатели. В качестве примера можно привести энергоэффективные УЭЦН завода «Новомет-Пермь».

Специалистами ОАО «НК «Роснефть» ведутся постоянные работы по поиску и испытанию различных способов энергосбережения, при этом первостепенная роль уделяется оценке экономической целесообразности их применения.

### Сравнение УЭЦН российского производства и УЭЦН компании Schlumberger

В 2010 г. компания Schlumberger пригласила группу наших специалистов посетить свой новый завод в г. Тюмени и провела презентацию выпускаемого энергоэффективного оборудования серии EZline. Основными достоинствами представленного оборудования были

- высокие показатели энергоэффективности;
- сравнительно невысокая стоимость;
- сравнительно быстрые сроки изготов-

ления и поставки благодаря расположению завода в г. Тюмени.

Были просчитаны технико-экономические показатели проекта применения оборудования, выпускаемого в г. Тюмени, после чего закуплена опытная партия. С учетом того, что наибольший технологический эффект можно было бы получить при использовании УЭЦН большой производительности, для испытания были выбраны установки D4500EZ с 290 рабочими ступенями. Установки производительностью 500-550 м<sup>3</sup>/сут и с напором 1500 м являются типичными для применения в высокообводненных скважинах Самотлорского нефтяного месторождения, в случае успешных испытаний оборудования Schlumberger потенциальный объем его внедрения может составить 350 скважин.

На рисунке показаны сравнительные характеристики мощности и к.п.д. стандартного насоса 5А-500-1500 российского производителя и насоса D4500EZ фирмы Schlumberger. Как видно из рисунка, насос D4500EZ имеет более высокий к.п.д. и соответственно меньшую потребляемую мощность.

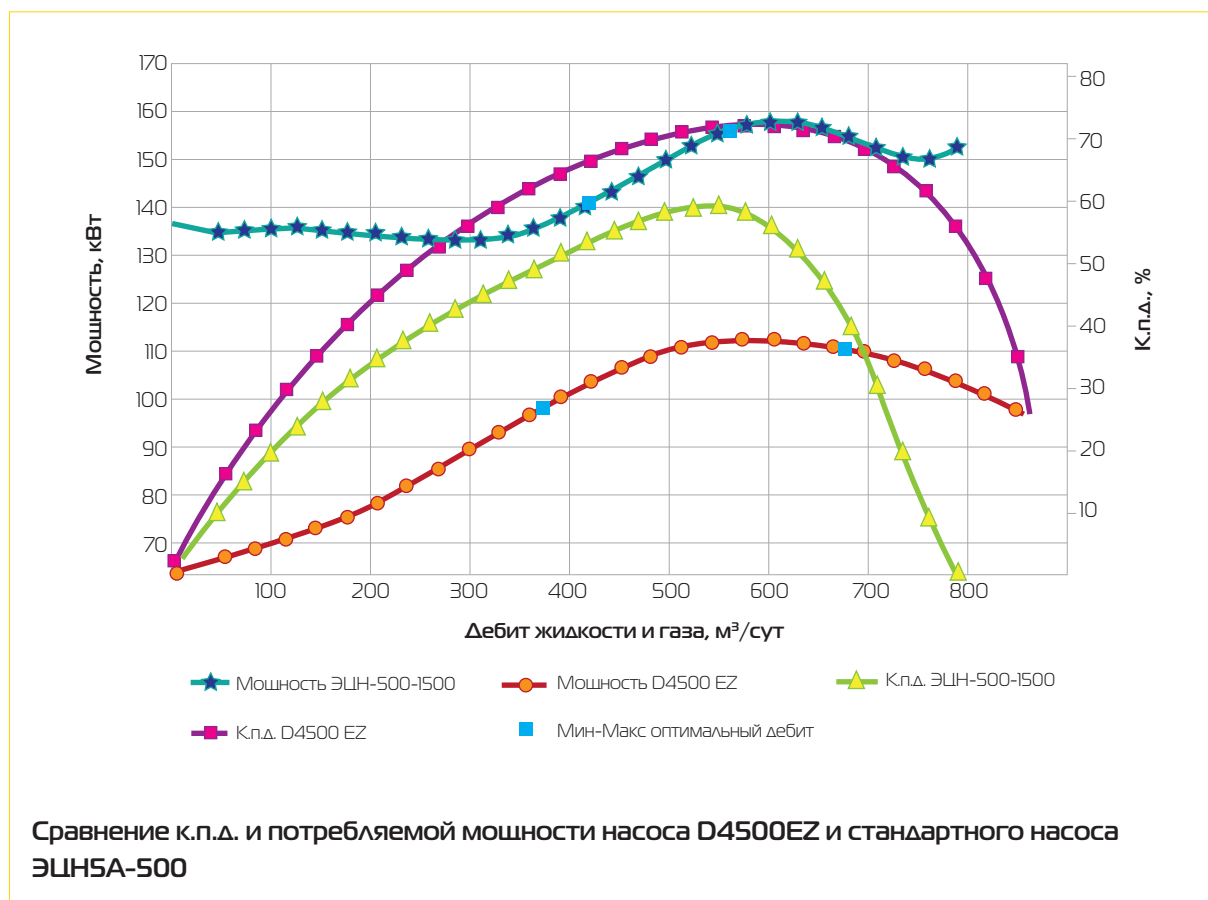
Ниже представлена техническая характеристика закупленных УЭЦН D4500EZ

#### Насос D4500EZ

Номинальная подача	
при частоте 50 Гц, м <sup>3</sup> /сут .....	550
Диаметр корпуса, мм .....	101,6
Тип ступеней.....	Смешанный
Материал ступеней.....	Нирезист
Конструкция колес .....	Плавающая
Осевая опора .....	В гидрозашите
Материал опорных шайб.....	Фенол
Радиальные подшипники:	
материал .....	Карбид вольфрама
способ	
установки .....	Через 50 или 100 см

#### Двигатель

Мощность, кВт .....	140
Наружный диаметр, мм.....	117



Листы статора .....С закрытым пазом  
 Межпазовая изоляция..... Каптон  
 Уплотнения .....Viton  
 Исполнение  
 токоввода .....Ленточный штекер

Для обеспечения чистоты эксперимента на пяти работающих стандартных УЭЦН российского производителя были проведены замеры энергопотребления в течение суток с помощью прибора Fluke, после чего оборудование было извлечено, а в скважины спущены установки D4500EZ. В четырех случаях установки D4500EZ были спущены после отказа стандартного УЭЦН российского производства, в этих случаях потребляемая ими мощность определялась расчетным путем по значениям силы тока, напряжения питания двигателя и cosφ. Изменение технологических параметров

после замены оборудования представлено в табл. 1.

Скв. 8 и 9 не участвовали в расчете средней эффективности применения нового оборудования в связи с тем, что в первом случае типоразмер насоса был уменьшен, а во втором – увеличен.

В табл. 2 приведены основные параметры УЭЦН российских производителей и установок D4500EZ фирмы Schlumberger, полученные в ходе испытаний. Из представленных данных видно, что из-за низкого к.п.д. насоса (55 %) российские производители оборудования вынуждены для привода использовать двигатель большей мощности – 180 кВт. Поскольку насос D4500EZ имеет значительно более высокий к.п.д. и соответственно более низкую потребляемую мощность, для привода использован двигатель мощностью 140 кВт.

Таблица 1

Условный номер скважины	Стандартное оборудование российского завода					Энергоэффективное оборудование Schlumberger					Изменение параметров	
	Тип насоса	Тип ПЭД	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	Тип насоса	Тип ПЭД	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	потребляемой мощности, кВт	удельного энергопотребления, кВт/м <sup>3</sup>
1	500-1500/373	180-117	540	216*	9,6	D4500 EZ-290 ст.	140-117	534	170*	7,6	-46,0	-2,0
2	5а-500-1500	180-117 С	495	188,4	9,1	D4500 EZ-290 ст.	140-117	481	159.1*	7,9	-29,3	-1,2
3	5а-500-1500	180-117	580	207.4*	8,6	D4500 EZ-290 ст.	140-117	557	161*	6,9	-46,4	-1,6
4	5а-500-1500	200-117	563	173.4*	7,4	D4500 EZ-290 ст.	140-117	550	138.8*	6,1	-34,6	-1,3
5	5а-500-1500	160-117	531	191*	8,6	D4500 EZ-290 ст.	140-117	585	167.8*	6,9	-23,2	-1,7
6	5а-500-1500	180-117	545	192.8*	8,5	D4500 EZ-290 ст.	140-117	590	170.4*	6,9	-22,4	-1,6
7	5а-500-1400	160-117	590	211,0	8,6	D4500 EZ-290 ст.	140-117	600	159,6	6,4	-51,4	-2,2
Средние значения:			<b>549,1</b>	199,7	8,6			<b>556,7</b>	<b>159,6</b>	<b>7,0</b>	<b>-36,2</b>	<b>-1,7</b>
8	5А-800-1500	220-117	590	241,0	9,8	D4500 EZ-290 ст.	140-117	560	164,9	7,1	-75,7	-2,7
9	5а-500-1200	160-117	440	165,1	9,0	D4500 EZ-290 ст.	140-117	560	163.1*	7,0	-1,9	-2,0

\* Значения, полученные с помощью прибора Fluke

Таблица 2

Показатель	Тип насоса		Изменение параметров	
	стандартный российский производства	D4500 EZ	абсолютное	%
Мощность ПЭД, кВт	180	140	-40,0	-22,2
К.п.д. ЭЦН, %	55	67,5	12,5	18,5
Фактическая потребляемая мощность, кВт	197	161	-36,0	-22,4
Средняя потребляемая мощность насоса, кВт	155,0	119,0	-36,0	-30,3
Средняя загрузка ПЭД, %	86,0	85,0	-1,0	-1,2

По данным, полученным со станций управления, загрузка двигателей на российском оборудовании составляла 86 %, на оборудовании Schlumberger – 85 %. Примерно одинаковая загрузка двигателей мощностью 180 и 140 кВт свидетельствует о значительно меньшей потребляемой насосом D4500EZ мощности.

По результатам испытаний среднее снижение потребляемой мощности на одну скважину составило 36,2 кВт, что соответствует 18,3 %; среднее снижение удельного энергопотребления – 1,7 кВт/м<sup>3</sup>, или 18,6 %.

На данном этапе можно выполнить оценку экономической целесообразности применения технологии с учетом полученной экономии электроэнергии. Стоимость комплекта УЭЦН D4500EZ на 30 % превышает стоимость стандартного УЭЦН третьей группы исполнения по спецификации ОАО «НК «Роснефть». Однако с учетом того, что годовая экономия электроэнергии составляет 309 тыс. кВт·ч, или 21,7 тыс. долл. США, затраты на увеличение стоимости оборудования окупаются уже к концу первого года. Расчетный индекс окупаемости инвестиций применения данной технологии равен 3,94 и является высоким по критериям компании.

Для полной оценки экономической эффективности применения УЭЦН D4500EZ

необходимо учесть дополнительно следующие основные факторы.

1. Увеличение стоимости ремонта оборудования по сравнению со стандартными УЭЦН российских производителей.

2. Возможное увеличение наработки на отказ по сравнению с оборудованием российских производителей.

На сегодняшний день в ОАО «Оренбургнефть» также начались испытания УЭЦН серии EZline, но меньшей подачи. По предварительным оценкам замена стандартных ЭЦН с подачей 80, 100 и 200 м<sup>3</sup>/сут на насосы EZline позволит снизить абсолютное потребление электроэнергии соответственно на 12,5; 10 и 19 %. Расчетные экономические показатели применения насосов EZline меньшей подачи также высокие, что открывает возможности для их широкого применения.

Однако не все насосы серии EZline имеют преимущества перед аналогичным оборудованием других заводов. Поэтому выбор типоразмеров закупаемых насосов должен проводиться на основе тщательного анализа и сравнения технических характеристик и цен аналогичного оборудования других поставщиков. При условии приемлемых цен на УЭЦН серии EZline и его ремонт, а также в случае высоких показателей наработки оборудования на отказ существуют большие перспективы применения отдельных типоразмеров, обладающих конкурентными преимуществами. Учитывая тот факт, что текущий парк оборудования состоит в основном из УЭЦН российских

производителей с низкими энергетическими характеристиками, эффект от перехода на энергосберегающее оборудование Schlumberger только на 350 скважинах Самолорского месторождения может составить 100000 тыс. кВт·ч/год, что соответствует экономии 7 млн. долл. США.

Следует также учитывать, что ситуация на рынке постоянно меняется, другие производители оборудования также разрабатывают насосы с высоким к.п.д., и выбор того или другого поставщика будет осуществляться на основании показателей экономической эффективности.

### Выводы

1. Промысловые испытания УЭЦН D4500EZ полностью подтвердили заявленные компанией Schlumberger высокие показатели энергоэффективности. Снижение потребления активной мощности по сравнению со стандартными УЭЦН российских заводов составило 18,3 % (36 кВт·ч), снижение удельного энергопотребления – 18,6 %.

2. Экономические показатели эффективности проекта применения насосов D4500EZ с учетом достигаемой экономии затрат на электроэнергию высокие,  $PI = 3,94$ . Однако окончательные выводы о широкомасштабном внедрении оборудования можно будет сделать только на основании полной экономической оценки с учетом данных по фактической надежности и оценки дополнительных затрат на ремонт и обслуживание УЭЦН.

## Первые результаты опытно-промышленных испытаний энергоэффективных УЭЦН «Борец – Weatherford»<sup>1</sup>

**М.Н. Каверин, Д.А. Косилов, В.П. Тарасов**  
(Филиал ОАО «РН-Менеджмент»  
ЦЭПиТР БН РИД в г. Тюмени)

Адрес для связи: MNKaverin@rosneft.ru

### Введение

Повышение энергоэффективности работы механизированного фонда скважин является одной из наиболее актуальных задач, стоящих на сегодняшний момент перед нефтяными компаниями. Как показали проведенные промышленные испытания, максимальный эффект энергосбережения обеспечивает применение инновационных видов оборудования. Однако основным препятствием их массовому внедрению является, как правило, гораздо более высокая цена по сравнению с ценой применяемого стандартного оборудования. Зачастую это связано с тем, что энергоэффективное оборудование производится иностранными компаниями за пределами Российской Федерации. В связи с этим фирмы-производители прилагают серьезные усилия для снижения стоимости их продукции. Некоторые из них открывают свои производственные филиалы на территории России (например, компания Schlumberger).

Другой путь решения данной проблемы – создание альянсов западных и российских

производителей, что позволяет использовать производственные мощности отечественных компаний для внедрения передовых зарубежных технологий. В частности, по такому пути пошли один из лидеров отечественного рынка по выпуску нефтяного оборудования – компания «Борец» и признанный авторитет в области предоставления инновационных технологий и услуг в нефтегазовой отрасли – компания Weatherford.

### Предпосылки к проведению опытно-промышленных испытаний

Компания «Роснефть» последовательно выступает за создание конкурентной среды в организации основных производственных процессов, что благотворно сказывается на экономических показателях реализации тех или иных проектов. Поэтому, несмотря на положительные результаты, полученные в ходе опытно-промышленных испытаний (ОПИ) энергоэффективных УЭЦН компании Schlumberger [1, 2], инженеры Центра экспертной поддержки и технического развития (ЦЭПиТР) продолжили поиски аль-

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 56-61.

тернативных предложений в данной области. После рассмотрения технических характеристик насосов, предлагаемых альянсом производителей «Борец – Weatherford», было принято решение о проведении их ОПИ в трех дочерних обществах (ДО) компании.

Каковы же особенности данного оборудования? Как мы уже неоднократно отмечали, основным параметром, являющимся своеобразным индикатором принадлежности данного типа оборудования к энергоэффективному, является коэффициент полезного действия (к.п.д.) [1–3]. Как видно из табл. 1, данный показатель в среднем на 10 % превосходит к.п.д. стандартных центробежных насосов. Отличие в маркировке вызвано тем, что первые три установки были разработаны

компанией Weatherford, а последние две являются собственной разработкой компании «Борец». Более подробно следует остановиться на особенностях двух установок – ЭЦНДП5-30 и ESP 400-2200.

**ЭЦНДП5-30.** Компания «Борец» предложила следующее техническое решение для подачи в диапазоне 15-45 м<sup>3</sup>/сут – применение оптимально подобранной ступени насоса большей производительности (с большим к.п.д.) на пониженной частоте вращения вала двигателя (рис. 1), т.е. в нашем случае фактически стандартный насос ЭЦН5-45-3460 с частотой вращения 50 Гц с к.п.д. 51 %. При частоте вращения 34 Гц (или 2040 мин<sup>-1</sup>) меняется расходно-напорная характеристика, получаем типоразмер ЭЦНДП5-30-1600, при этом к.п.д. не снижается.

Еще одна цель, кроме энергоэффективности, которая может быть достигнута за счет подобного подхода, – увеличение наработки на отказ, особенно по фонду скважин, осложненных механическими примесями, так как эксплуатация на пониженной частоте должна позволить снизить абразивный

Таблица 1

Насос	Рекомендуемый диапазон подач, м <sup>3</sup> /сут	К.п.д. насоса, %	
		энерго-эффективного	серийного
ESP 400-1750	159 - 334	71	59
ESP 400-2200	199 - 421	71	60
ESP 400-3000	270 - 480	64	60
ЭЦНМИК5А-600	480 - 864	68	61
ЭЦНДП5-30	24 - 36	51	37

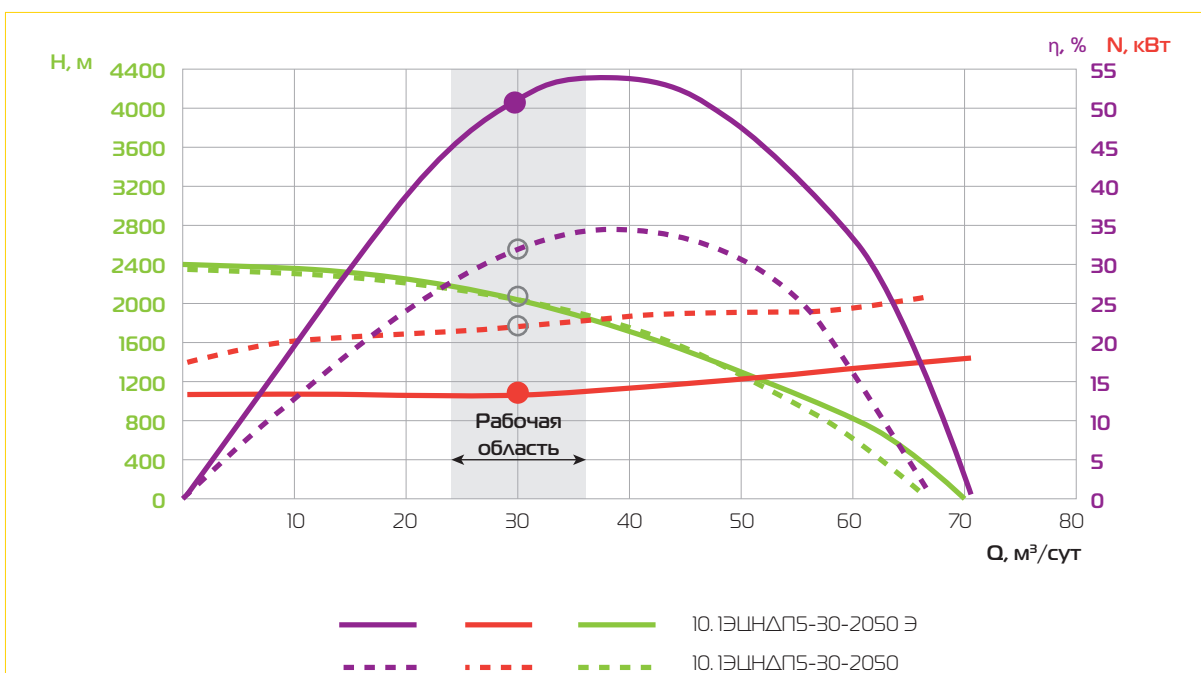


Рис. 1. Сравнение характеристик насосов 10.1 ЭЦНД5-30 и 10.1 ЭЦНДП5-30Э (Q – производительность; h – к.п.д., N – мощность; H – глубина)

износ рабочих органов насоса. В то же время увеличение длины установки может ограничить потенциальный фонд для внедрения по причине недопустимого изгиба вала.

**ESP 400-2200.** Данный насос был поставлен в компрессионном исполнении, что, по мнению производителей, позволяет эксплуатировать его на повышенной частоте 62 Гц без ухудшения ресурса. В результате насос, состоящий из 180 ступеней, развивает необходимый напор 1600 м, в то время как насос ESP 400-1750 плавающего типа, эксплуатация которого планировалась с частотой 50 Гц, при таком же напоре состоит из 384 ступеней.

Таким образом, стоимость насоса ESP 400-2200 большей производительности, чем ESP 400-1750, на 18 % ниже, что положительно сказывается на экономической привлекательности его внедрения.

### Результаты опытно-промысловых испытаний

В соответствии с разработанной программой ОПИ было закуплено 55 энергоэффективных УЭЦН «Борец – Weatherford» пяти различных типоразмеров (табл. 2).

На сегодняшний момент получены предварительные результаты эксплуатации скважин до и после внедрения подконтрольного оборудования (табл. 3). Следует отметить различие в подходе к подбору скважин-кандидатов под спуск данного подконтрольного оборудования в разных дочерних обществах.

Специалистами производственного отдела ОАО «Самотлорнефтегаз» было принято решение, что большая часть энергоэффективных УЭЦН будет спущена в скважины, спе-

циально остановленные для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Предварительно перед остановкой были выполнены инструментальные замеры энергопотребления стандартного оборудования с помощью сертифицированных счетчиков. После вывода на режим энергоэффективных УЭЦН были сделаны повторные инструментальные замеры энергопотребления.

В ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Оренбургнефть» подконтрольное оборудование монтировалось в скважинах при отказе стандартного, поэтому оценка его энергопотребления проводилась расчетным путем по данным, полученным от контроллеров станций управления, энергопотребление УЭЦН «Борец – Weatherford» оценивали при помощи счетчиков. Дополнительно по каждой скважине был выполнен расчет в программном продукте Subrimp, подтвердивший корректность замеров.

На первом этапе ОПИ были получены следующие результаты (рис. 2): по скважинам с ЭЦНДП5-30-1600 снижение потребляемой мощности в среднем на одну скважину составило 6,2 кВт, удельное энергопотребление снизилось в среднем на 24,3 %.

Следует отметить, что в скв. 3 стандартная УЭЦН была укомплектована НПЭД повышенного напряжения, что привело к завышению полученного эффекта. Также нельзя считать абсолютно корректными данные, полученные по скв. 5, так как стандартная УЭЦН не вышла на режим. В скв. 7 внедрение ЭЦН-30 выполнялось не в процессе плановой остановки для проведения ГТМ, а после отказа, поэтому инструментальный

Таблица 2

Дочернее общество	Насос (число ступеней)	Двигатель	Проектная частота, Гц (мин <sup>-1</sup> )	Число насосов
Самотлорнефтегаз	ESP400-1750 (384)	ВЭД72-117	60 (3600)	2
	ESP400-1750 (384)	НПЭДБ70-117	60 (3600)	3
	ESP400-2200 (180)	ВЭД90-117	60 (3600)	3
	ЭЦНДП5-30-1600	ВЭД27-103	34 (2054)	10
	ЭЦНМИК5А-600-1500	ВЭД160-117	48 (2910)	2
РН-Нягань	ESP400-2200 (196)	ВЭД110-117	65 (3900)	5
Оренбургнефть	ESP400-1750 (360)	ВЭД110-117	60 (3600)	5
	ESP400-1750 (376)	ВЭД128-117	61 (3660)	5
	ESP400-2200 (294)	ВЭД140-117	62 (3720)	5
	ESP400-3000 (359)	ВЭД200-117	62 (3720)	5
	ESP400-3000 (416)	ВЭД250-117	63 (3780)	5
	ESP400-3000 (430)	ВЭД200-117	60 (3600)	5



Таблица 3

Условный номер скважины	Оборудование до ремонта						Оборудование после ремонта						Отработанное время, сут	Изменение активной мощности, кВт	Изменение удельного энергопотребления, %
	Тип насоса	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт	Удельное энергопотребление, кВт·ч/(м <sup>3</sup> ·сут)	Наработка на отказ, сут	Причина остановки	Тип насоса	Частота, мин <sup>-1</sup>	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Потребляемая мощность, кВт	Удельное энергопотребление, кВт·ч/(м <sup>3</sup> ·сут)				
1	5А-500-1600	508	209,4	9,9	318	ГТМ	ЭЦНМИК 5А-600-1500	2900	550	182,0	7,9	106	-27,4	-19,7	
2	5А-500-1550	560	204,4	8,8	429	ГТМ	ЭЦНМИК 5А-600-1500	2780	593	174,0	7,0	122	-30,4	-19,6	
3	5-30-1600	35	22,7	15,6	211	ГТМ	ЭЦНДП 5-30-1600	2050	37	19,6	12,7	124	-3,1	-18,3	
4	5-30-1600	33	23,8	17,3	405	ГТМ	ЭЦНДП 5-30-1600	2008	33	16,7	12,1	120	-7,1	-29,8	
5	5А-35-1700	33	27,5	20,0	-	R = 0 (невыход на режим)	ЭЦНДП 5-30-1600	2208	33	21,2	19,9	125	-6,3	-22,9	
6	5А-35-1600	39	27,5	16,9	251	R = 0	ЭЦНДП 5-30-1600	2057	35	21,4	14,5	114	-6,1	-14,4	
7	5-50-1500	27	26,9	23,9	408	R = 0, ОПЗ	ЭЦНДП 5-30-1600	2012	29	20,1	16,6	114	-6,8	-30,5	
8	5А-35-1600	36	28,6	19,1	673 (нет подачи)		ЭЦНДП 5-30-1600	2044	38	21,1	13,3	73	-7,5	-30,1	
9	5А-250-1600	256	97,0	9,1	209 (ГТМ)		ESP 400-1750 384 ст.	2785	260	77,8	7,2	23	-19,2	-21,0	
10	Э-400-1800	303	144,3	11,4	121		ESP 400-2200 196 ст.	3630	300	113,0	10,4	109	-31,3	-20,9	
11	Э-400-1500	300	147,5	11,9	1484		ESP 400-2200 196 ст.	3634	319	108,0	8,2	102	-40,0	-31,2	
12	5-200-2300	206	166	19,3	355 (ГТМ)		ESP 400-1750 360 ст.	3060	215	117,0	12,7	74	-49,0	-27,4	

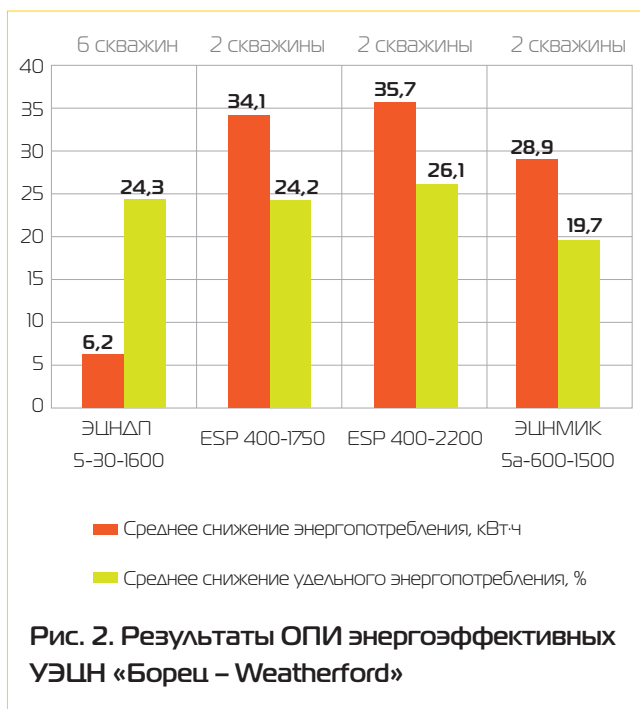


Рис. 2. Результаты ОПИ энергоэффективных УЭЦН «Борец – Weatherford»

замер до спуска энергоэффективной установки не проводился.

Таким образом, подтвержденная эффективность по данному типоразмеру по оставшимся трем скважинам составляет порядка 30 %; по УЭЦН ESP 400-1750 снижение активной мощности составило 34,1 кВт, удельного энергопотребления – 24,2 %; по УЭЦН ESP 400-2200 потребляемая мощность уменьшилась в среднем на 35,7 кВт, удельное энергопотребление – на 26,1 % и по ЭЦНМИК 5А-600-1500 снижение мощности в среднем на одну скважину составило 28,9 кВт, удельного энергопотребления – 19,7 %. Таким образом, общее снижение потребляемой мощности по энергоэффективным установкам составило 19,5 кВт в среднем на одну скважину,

удельное энергопотребление уменьшилось на 23,8 %.

Следует также отметить, что дебит жидкости в среднем на одну скважину стандартных УЭЦН составил 195 м<sup>3</sup>/сут, а средний дебит УЭЦН «Борец – Weatherford» – 204 м<sup>3</sup>/сут, следовательно, как и предполагала программа испытаний, экономия электроэнергии получена без потери дебита жидкости.

### Надежность оборудования

Если заявленная производителем энергоэффективность инновационных установок не вызывает сомнений, то ответ на вопрос о его надежности не выглядит столь однозначным. На сегодняшний день средняя наработка на отказ энергоэффективных УЭЦН составляет 230 сут, текущий МРП – 258 сут. Максимальная наработка подконтрольного оборудования достигла 340 сут.

Из 21 рассматриваемой установки семь были остановлены: две для проведения ГТМ (ESP 400-1750 и ЭЦН-30), одна из-за механического повреждения кабельной линии (ESP 400-1750). Две УЭЦН-30 отказали из-за снижения подачи, и еще две – в связи с ухудшением изоляции. Дефектация установок ЭЦНДП 5-30 показала, что во всех случаях причиной отказа послужил промыв направляющих аппаратов по верхней части усиленного бурта (рис. 3).

Такое единообразие причин отказов вызывает определенную настороженность и, возможно, станет посылком заводу-изготовителю к поиску технического решения для улучшения конструкции данного оборудования.

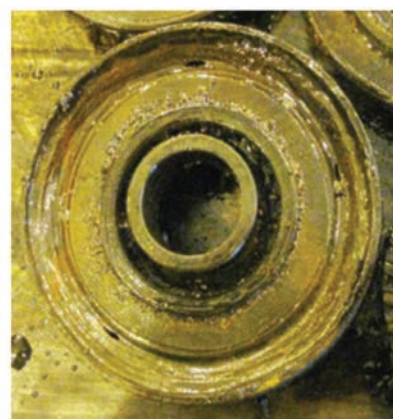


Рис. 3. Направляющие аппараты отказавших установок ЭЦНДП 5-30

### Экономическая оценка

В соответствии со стратегией внедрения новой техники для принятия решения о масштабировании любой технологии необходимо не только подтверждение ее технологической эффективности, но и достижение положительного экономического эффекта от ее применения. Специалистами отдела механизированной добычи ЦЭПиТР был выполнен расчет с помощью специализированной модели «Оценки экономической эффективности» (рис. 4). Расчет показал, что при существующем уровне ключевых параметров (наработка на отказ, процент отбраковки оборудования при его ремонте и стоимость суток обслуживания), непосредственно влияющих на индекс доходности PI, экономически привлекательным для компании является внедрение трех типоразмеров

энергоэффективных УЭЦН «Борец – Weatherford»: ЭЦН-МИК-600-1500, ESP 400-2200, ESP 400-3000-2700. Применение ЭЦНДП-30-1600, ESP 400-1750 нецелесообразно.

Следует отметить, что экономические показатели могут быть существенно улучшены в случае снижения стоимости подконтрольного оборудования, и компания «Борец» сделала ряд шагов в этом направлении. Так, за счет переноса в Россию производства всего энергоэффективного оборудования стоимость некоторых типоразмеров УЭЦН была снижена. Также компания «Борец» сохранила уровень стоимости суток обслуживания для ЭЦНДП 5-30, ЭЦНМИК 5А-600 и подняла стоимость всего на 15 % для моделей ESP.

В результате этого комплекса мер применение ряда

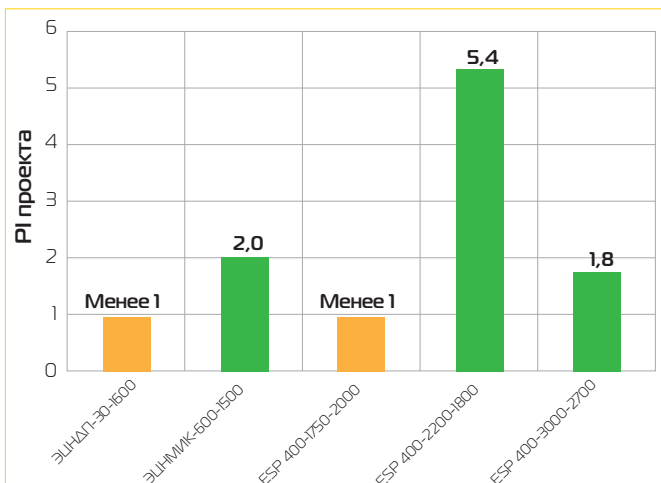


Рис. 4. Результаты расчета экономической эффективности внедрения УЭЦН с повышенным к.п.д. производства «Борец – Weatherford»

моделей стало экономически выгодным. Тем не менее значительная разница в цене некоторых энергоэффективных установок по сравнению со стандартным оборудованием, например ЭЦНДП-30 (рис. 5), не позволяет покрыть ее за счет экономии по-

требляемой электроэнергии (даже при высокой подтвержденной эффективности), что приводит к отказу от масштабирования данной технологии. В связи с этим необходимо продолжить совместную работу ОАО «НК «Роснефть» и компании «Борец» по поиску путей снижения стоимости энергоэффективного оборудования.

**Выводы**

1. Подтверждена энергоэффективность насосного оборудования всех испытанных типоразмеров.
2. Ресурс установки ЭЦНДП-30-1600 оказался довольно низким.
3. Экономически привлекательны к тиражированию три типоразмера установок: ЭЦНМИК-600-1500, ESP 400-2200, ESP 400-3000-2700.
4. Экономическая выгода не просчитывается по двум типоразмерам: ЭЦНДП-30-1600 и ESP 400-1750.

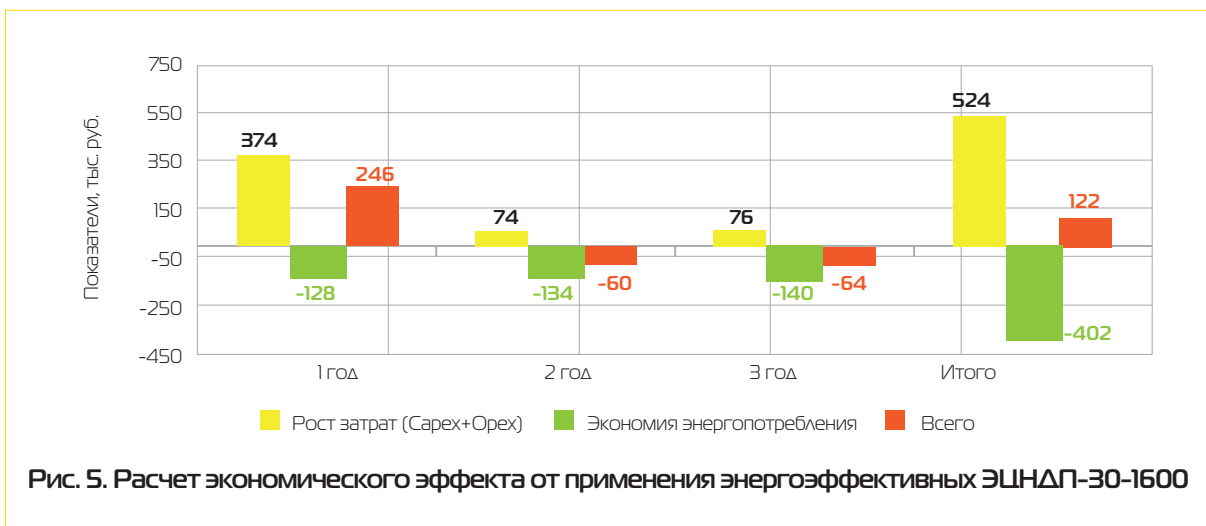


Рис. 5. Расчет экономического эффекта от применения энергоэффективных ЭЦНДП-30-1600

**Список литературы**

1. Промысловые испытания энергоэффективных УЭЦН серии EZline компании «Schlumberger» / С.Б. Якимов, М.Н. Каверин, В.П. Тарасов, Е.Г. Ветохин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 6. – С. 53.
2. Опыт применения УЭЦН Schlumberger серии МТ / Р.М. Салихов, Ю.Н. Хайновский, М.Н. Каверин [и др.] // Вестник механизированной добычи (приложение к журналу «Новатор»). – 2012. – Специальный выпуск. – С. 61.
3. Каверин М.Н., Тарасов В.П. Энергоэффективные насосы: в поисках лучшего // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 20. – С. 58.

## Испытание станций управления с преобразователем частоты DANFOSS для УСШН в ОАО «РН-Нижневартовск»<sup>1</sup>

**А.В. Локтев, Д.А. Косилов, И.Д. Болгов**  
(ОАО «РН-Нижневартовск»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Применение интеллектуальной станции управления (СУ) для установок скважинных штанговых насосов (УСШН) позволяет подобрать оптимальный режим работы насосной установки. В статье приведены данные замеров электропотребления при увеличении числа качаний и, следовательно, повышении дебита жидкости. Изменения параметров работы подтверждены данными динамометрирования.

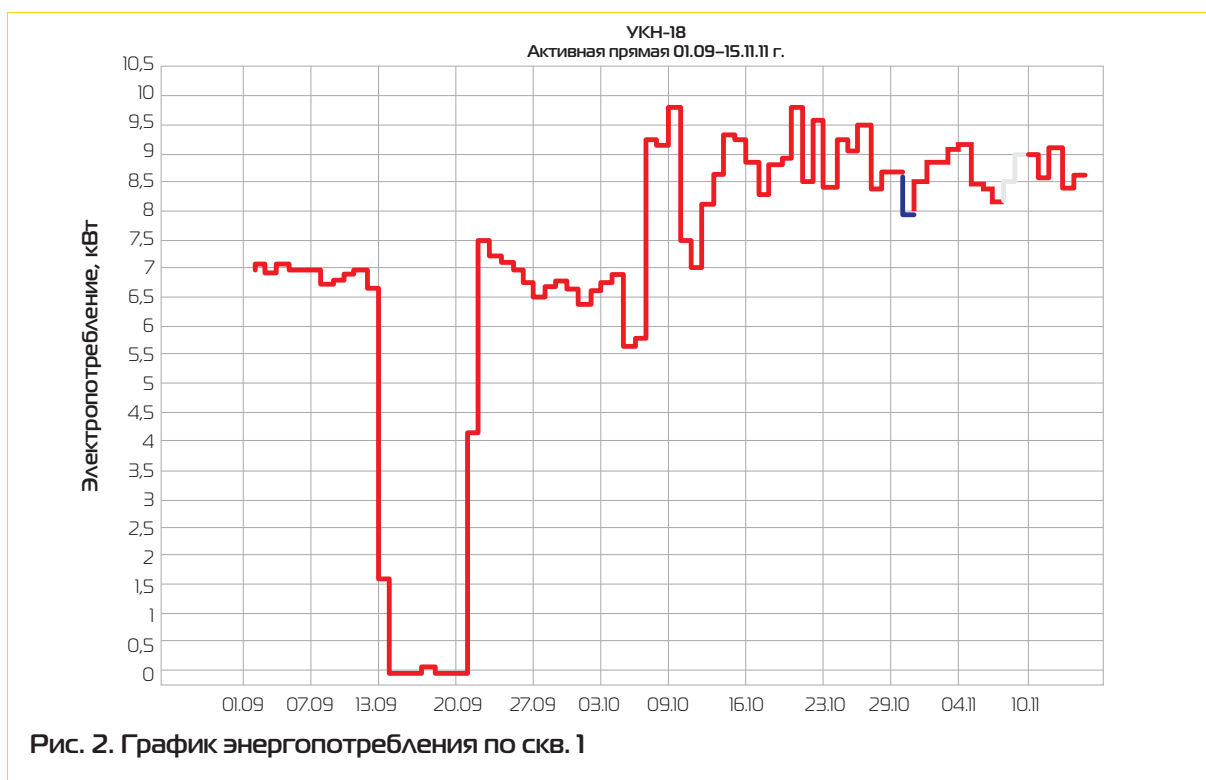
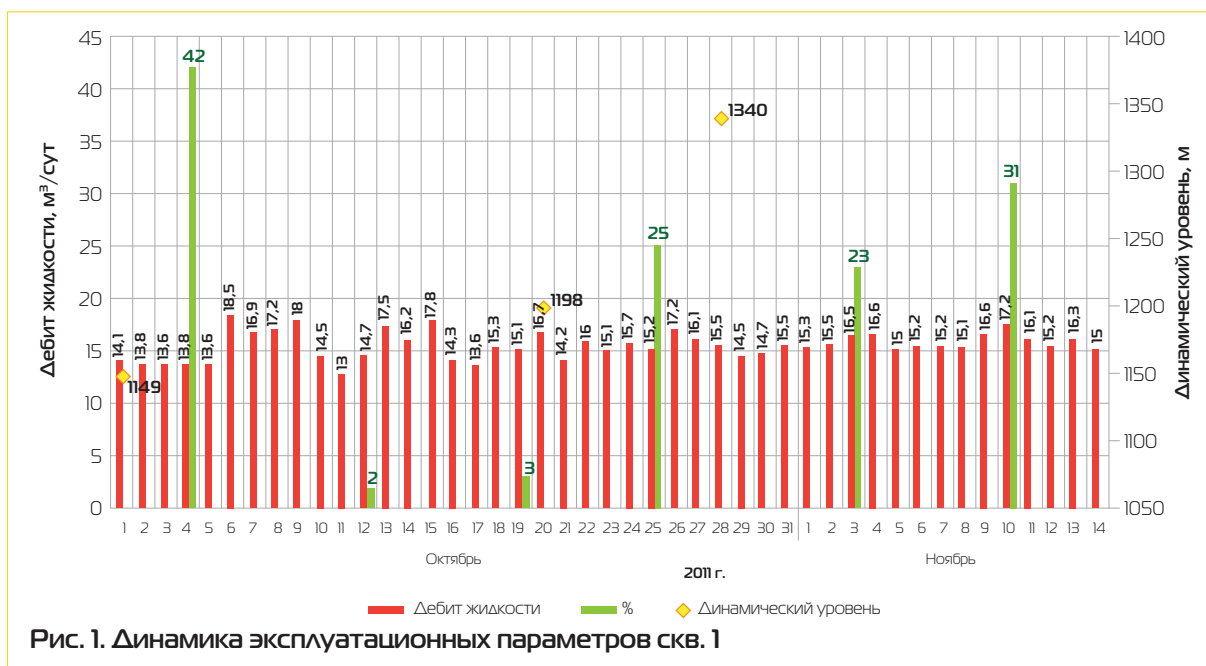
Преимущества и недостатки интеллектуальных СУ для установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и УСШН являются, пожалуй, наиболее популярной темой дискуссий на конференциях инженеров по механизированной добыче. Если результаты применения интеллектуальных станций для УЭЦН пока можно оценить как скромные, то интеллектуальные станции для УСШН, особенно зарубежного производства, действительно позволяют повысить эффективность эксплуатации скважин.

### Результаты испытаний СУ Danfoss

С 2011 г. в ОАО «РН-Нижневартовск» проходят опытно-промышленные испытания (ОПИ) СУ Danfoss типа VLT SALT с преобразователем частоты для УСШН. Основная цель испытаний – изучить заявленные производителем возможности увеличения дебита жидкости в зависимости от потенциала скважины и сокращения потребления электроэнергии по сравнению со стандартными СУ.

СУ Danfoss предназначены для управления, контроля, диагностики и противоаварийной защиты технологического оборудования. Их основными функциями являются автоматическая настройка работы УСШН на максимальную производительность, контроль параметров технологического процесса добычи и состояния оборудования. Наибольший практический интерес вызывает функция автоматической настройки работы на максимальную производительность.

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 96-99.



5 октября 2011 г. на пяти рабочих скважинах Самотлорского месторождения, оборудованных насосами с одинаковыми длиной хода и типоразмером электродвигателя, начались испытания СУ Danfoss.

По скв. 1<sup>1</sup> после установки СУ Danfoss дебит жидкости увеличился от 14 до 16 м<sup>3</sup>/сут, динамический уровень понизился с 1149 до 1340 м (рис. 1), при этом потребление электроэнергии увеличилось на 36,4 % –

<sup>1</sup> В статье приведены условные номера скважин

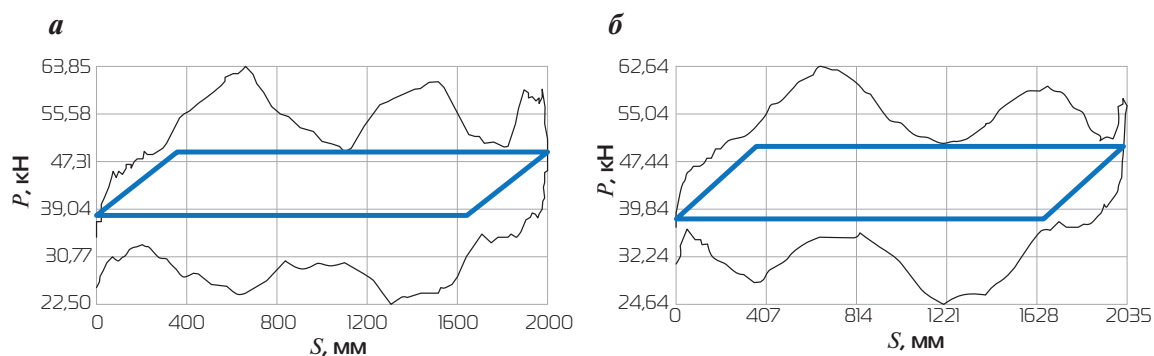


Рис. 3. Динамограммы работы насоса до (а) и после (б) автоматического увеличения числа качаний в скв. 1 ( $P$  – нагрузка,  $S$  – длина хода)

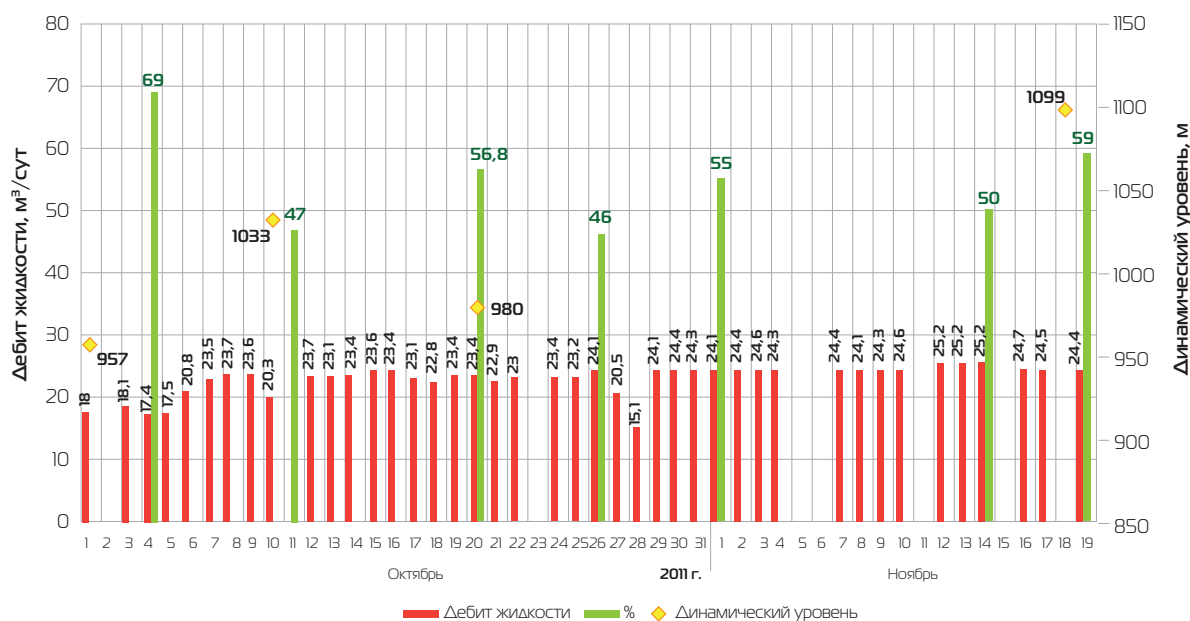


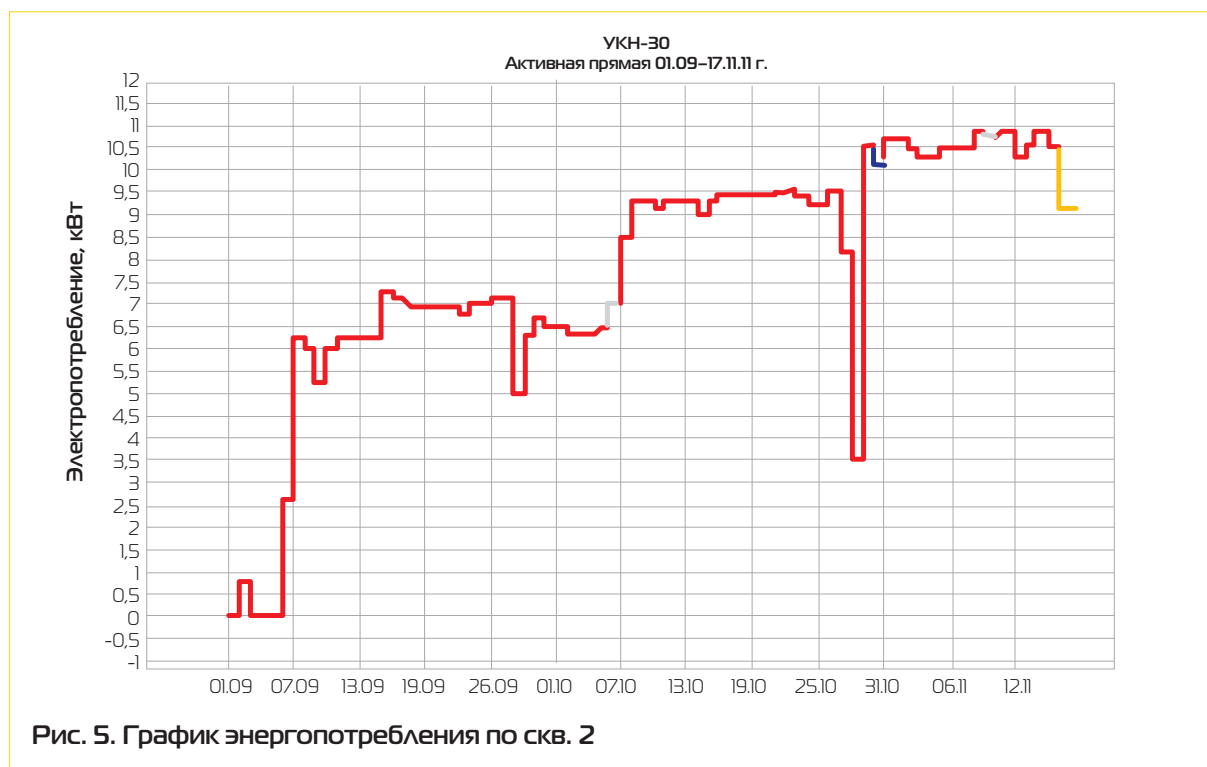
Рис. 4. Динамика эксплуатационных параметров скв. 2

от 6,6 до 9 кВт·ч (рис. 2). Таким образом, для повышения дебита на 1 м<sup>3</sup>/сут потребовалось увеличить потребление электроэнергии на 2,4 кВт·ч – от 11,3 до 13,5 кВт/м<sup>3</sup> (19,3%). Добыча жидкости увеличилась за счет автоматического увеличения частоты вращения электродвигателя и соответственно числа качаний станка-качалки от 5,9 до 6,5 мин<sup>-1</sup>. На рис. 3 представлены динамограммы работы насоса до и после автоматического увеличения числа качаний. Изменение числа качаний после установки СУ Danfoss подтверждается динамометрированием приборами «Судос» и «Микон».

По скв. 2 дебит жидкости также увеличился от 18,2 до 23,4 м<sup>3</sup>/сут (рис. 4), по-

требление электроэнергии возросло на 61 % – от 6,5 до 10,5 кВт·ч (рис. 5), при этом динамический уровень понизился с глубины 957 до глубины 1099 м. Таким образом, удельное энергопотребление увеличилось на 25,6 % – от 8,6 до 10,8 кВт/м<sup>3</sup>. СУ Danfoss автоматически увеличила число качаний от 4,8 до 6,4 мин<sup>-1</sup> (рис. 6).

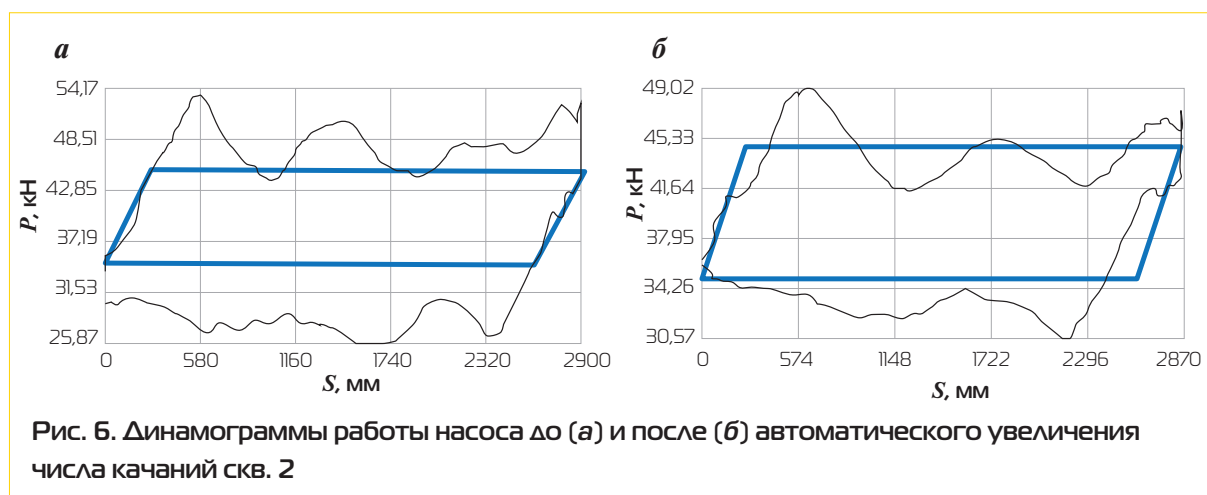
Дебит жидкости скв. 3 после установки СУ Danfoss вырос от 6 до 7 м<sup>3</sup>/сут, потребление электроэнергии – от 6 до 7,5 кВт·ч. При этом динамический уровень понизился с 1255 до 1305 м за счет автоматического увеличения числа качаний от 4,1 до 5,9 мин<sup>-1</sup>. Удельное энергопотребление возросло на 7 % – от 24 до 25,7 кВт/м<sup>3</sup>.



Дебит жидкости скв. 4 после установки СУ Danfoss не изменился, при этом энергопотребление снизилось с 6,7 до 6,6 кВт·ч, а динамический уровень поднялся от глубины 1458 до 1410 м.

Показатели работы скважин с СУ Danfoss приведены в таблице. Замеры потребления электроэнергии проводились счетчиками МИР УКН-04.11. По результатам ОПИ на скважинах с потенциалом прироста дебита

жидкости после установки СУ Danfoss действительно произошло увеличение добычи. Общий прирост дебита жидкости по пяти скважинам составил 13,2 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 7 т/сут, что эквивалентно запуску новой скважины на Самотлорском месторождении. Расчеты, выполненные с помощью модели оценки текущих мероприятий, показывают, что применение данной технологии экономически целесообразно.



Условный номер скважины	Диаметр насоса, мм	Средний дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Замеренная потребляемая мощность, кВт·ч	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	Средний дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Замеренная потребляемая мощность, кВт·ч	Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>
1	38	14	6,6	11,3	16	9	13,5
2	38	18,2	6,5	8,6	23,4	9,3	9,5
3	38	6	5,9	23,6	7	6	20,6
4	38	14	6,7	11,5	14	6,6	11,3
<b>Средние параметры</b>		<b>13,1</b>	<b>6,4</b>	<b>11,8</b>	<b>15,1</b>	<b>7,7</b>	<b>12,3</b>
5	44	25	-	-	30	-	-

### Заключение

Одним из главных результатов проведенных испытаний является отсутствие снижения удельного потребления электроэнергии при увеличении отборов жидкости. Как и следовало ожидать, чуда не произошло. Возможно, применение СУ Danfoss приведет к увеличению межремонтного периода работы СШН и обеспечит дополнительное сокращение затрат и увеличение эффективности проекта. Однако это может произойти только на скважинах с крайне низким притоком жидко-

сти или с тенденцией к снижению притока, например, после проведения геологотехнических мероприятий.

Такие скважины обычно характеризуются низким коэффициентом наполнения насоса, поэтому помимо увеличения наработки на отказ, возможно, будет снижаться удельное энергопотребление.

В ходе второй стадии испытаний эти предположения будут проверены, и на основании полученных результатов будет проведена комплексная оценка эффективности проекта.





## Опыт ОАО «Удмуртнефть» по внедрению штанговых насосов двойного действия

**А.С. Вешняков**  
(ОАО «Удмуртнефть»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

### Введение

Сокращение затрат на единицу продукции – одна из наиболее актуальных задач, стоящих перед производителями любых видов товара, и нефтедобывающие компании не исключение. В связи с тем, что значительная доля в себестоимости добычи приходится на затраты на энергетику, повышение энергоэффективности подъема и транспортировки нефти становится одним из приоритетных направлений в работе добывающих компаний и производителей оборудования.

Согласно экспертным оценкам около 55 % общего потребления электроэнергии в ОАО «Удмуртнефть» приходится на добычу нефти (рис. 1). При этом около 18 % скважин на предприятии оборудовано УЭЦН с диапазоном подачи 45 – 80 м<sup>3</sup>/сут,

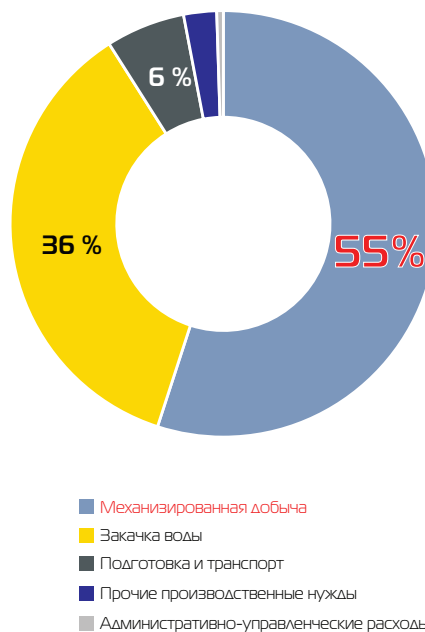


Рис. 1. Структура энергопотребления в ОАО «Удмуртнефть»

<sup>1</sup>По материалам публикации «Энергоэффективность нефтедобычи: корпоративные технологии управления»//Нефтегазовая вертикаль – Технологии/специальное приложение. – 2014. – Пилотный номер (№ 1, ноябрь).

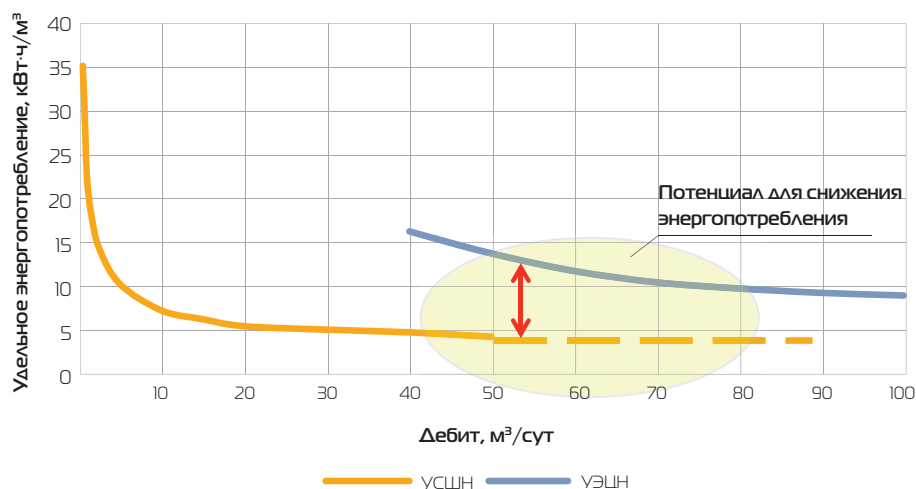


Рис. 2. Удельное энергопотребление в зависимости от дебита жидкости

энергоэффективность которых недостаточна по стандартам компании (рис. 2).

### Опыт применения штанговых насосов двойного действия

С учетом сложившейся ситуации было выдвинуто предложение по замене энергоемких УЭЦН в скважинах дебитом 50-100 м³/сут штанговыми насосами двойного действия НДШ-57/38, разработанных ООО «ЭЛКАМ» (рис. 3). Удельный расход электроэнергии (УРЭ) таких насосов значительно меньше, чем УЭЦН. Технические характеристики НДШ-57/38 приведены ниже.

Тип насоса.....	Трубный
Длина насоса, мм.....	7320
Наружный диаметр насоса, мм.....	115
Наружный диаметр плунжера, мм ..	57,15
Максимальная длина хода, м.....	3,5
Максимальный напор, м.....	2000
Максимальная глубина спуска, м .....	До 2000
Присоединительные резьбы НКТ, мм.....	73
Теоретическая максимальная подача, м³/сут .....	140

При эксплуатации штангового насоса двойного действия была проведена оценка

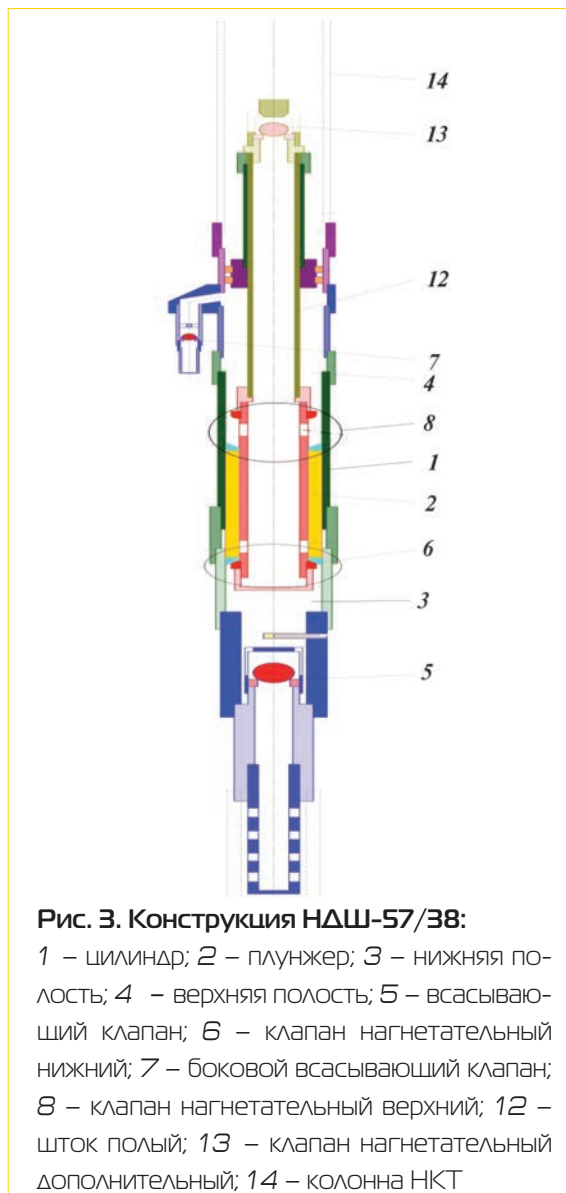


Рис. 3. Конструкция НДШ-57/38:

1 – цилиндр; 2 – плунжер; 3 – нижняя полость; 4 – верхняя полость; 5 – всасывающий клапан; 6 – клапан нагнетательный нижний; 7 – боковой всасывающий клапан; 8 – клапан нагнетательный верхний; 12 – шток полый; 13 – клапан нагнетательный дополнительный; 14 – колонна НКТ

УРЭ скважин с разными геолого-техническими характеристиками. Было отмечено значительное снижение УРЭ в среднем, хотя на скважинах с высоким газовым фактором и большой вязкостью добываемой продукции результаты были хуже (рис. 4).

При эксплуатации нового насоса были выявлены некоторые недостатки и разработаны рекомендации по их устранению. Так, были отмечены случаи зависания колонны насосных штанг при ходе вниз. Для исключения этого недостатка производителям рекомендовано увеличить зазор 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. Для исключения этого недостатка предполагается провести испытания с газовым якорем.

Выполнения промывок с циркуляцией через насос затруднительно, промывка возможна только при работающем насосе в объеме, не превышающем его подачу. Производителю насосного оборудования следует обеспечить возможность промывки с циркуляцией через насос.

При спуске в колонне НКТ диаметром 73 мм произошло заклинивание плунжера из-за посадочного кольца. Производителю рекомендовано внести конструктивные изменения с возможностью применения автосцепы.

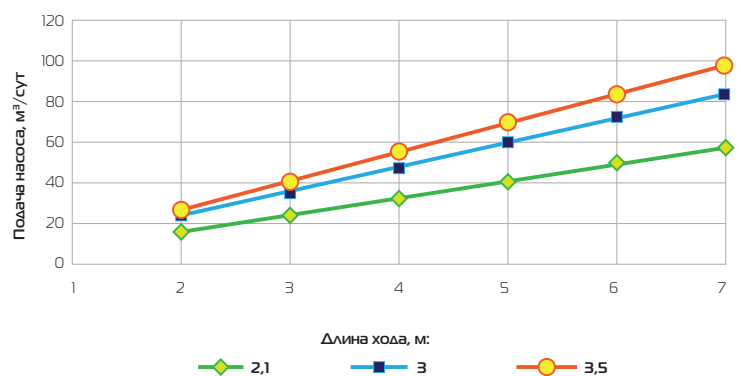


Рис. 4. Производительность насоса НДШ-57/38 при разной длине хода

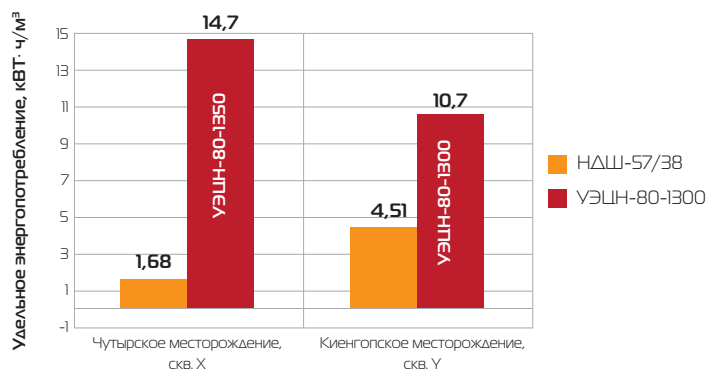


Рис. 5. Сравнение УРЭ УЭЦН и НДШ в разных условиях эксплуатации

### Заключение

Если суммировать полученные результаты, то преимущества НДШ по сравнению с УЭЦН заключаются как минимум в двойном снижении УРЭ. Длина такого насоса также в 2 раза меньше центробежного, что позволяет реализовывать потенциал скважин с ограничениями по эксплуатационной колонне.

К недостаткам НДШ-57/38 можно отнести глубину спуска, аналогичную глубине спуска насоса НН-44, а также необходимость доработки конструкции для уменьшения наружного диаметра плунжера и применения автоматического сцепного устройства для исключения спуска плунжера на штангах.

В ближайшее время планируется продолжить испытания НДШ-57/38.

## Испытание контроллера «ЭнерджиСейвер» для оценки снижения энергопотребления на скважинах с СШН<sup>1</sup>

**А.В. Францев** (ОАО «Оренбургнефть»),  
**А.Ю. Юшкин** (ООО «Эффективные системы»),  
**С.Б. Якимов** (ОАО «НК «Роснефть»)

Адрес для связи: S\_Yakimov@rosneft.ru

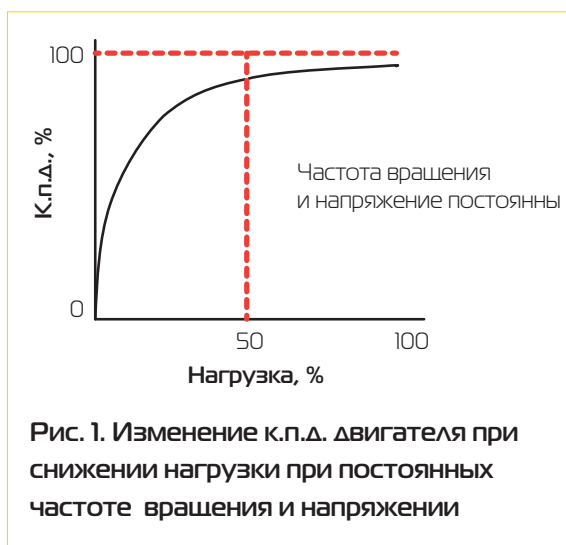
### Введение

Контроллер «ЭнерджиСейвер» представляет собой устройство плавного пуска асинхронных электродвигателей с функцией энергосбережения и коррекции коэффициента мощности, разработанное компанией «Эффективные системы» более 10 лет назад и прошедшее стадии обновления и совершенствования как схемотехнических решений, так и алгоритмов, математических моделей, программного обеспечения. В настоящее время устройства эксплуатируются с хорошими показателями на тысячах объектов различных отраслей, включая нефтедобывающую промышленность. Компания «Эффективные системы» поставляет оборудование для компаний «ЛУКОЙЛ», «Печоранефтегаз», «Татнефть», «Газпромдобыча Краснодар». Опытные испытания одного контроллера были проведены на Бобровском месторождении ОАО «Оренбургнефть».

Основные проблемы, возникающие при эксплуатации асинхронных двигателей, связаны с невозможностью согласования создаваемого ими механического момента с моментом нагрузки как во время пуска, так и во время работы, а также высокий пусковой ток. Во время пуска крутящий момент обычно достигает 150–200 %, он ускоряет нагрузку до достижения полной частоты вращения за доли секунды, что может привести к выходу из строя кинематической цепи привода.

В то же время стартовый ток может в 8–10 раз превышать номинальный, обуславливая проблемы со стабильностью питания и износом электрической части оборудования. Когда двигатель работает с пониженной нагрузкой, его к.п.д. уменьшается вследствие того, что создаваемый магнитный поток слишком велик по отношению к магнитному потоку, достаточному для создания вращающего момента,

<sup>1</sup>Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 62–66.



необходимого для преодоления момента нагрузки.

Типичный трехфазный асинхронный электродвигатель, работающий с полной нагрузкой, обладает относительно высоким к.п.д., достигающим 80–96 %. Однако, как показано на рис. 1, к.п.д. двигателя резко падает, если нагрузка уменьшается. Резкое снижение к.п.д. особенно ощутимо, если нагрузка снижается ниже 50 % номинальной. В условиях типичных технологических процессов электродвигатели довольно редко работают на полную мощность. Подавляющее большинство двигателей работает с нагрузкой, значительно ниже номинальной вследствие того, что при проектировании электропривода они были выбраны с так называемым «конструктивным запасом», а также из-за естественных колебаний нагрузки в условиях конкретного технологического процесса.

### Принципы работы контроллера «ЭнерджиСейвер»

В тех случаях, когда нет возможности или необходимости изменять частоту вращения двигателя, оборудование «ЭнерджиСейвер» позволяет экономить электроэнергию, потребляемую двигателями при работе на пониженных нагрузках.

Традиционные устройства плавного пуска по окончании программы разгона сохра-

няют полную электропроводность, вследствие чего двигатель ведет себя так же, как если бы был подключен напрямую к питающей сети, либо шунтируются контакторами, подсоединяющими электродвигатель напрямую к питающей сети во избежание потерь электроэнергии на внутреннем сопротивлении открытых тиристоров.

Тиристор – электронный прибор, представляющий собой управляемый диод. Он открывается при подаче управляющего импульса и закрывается при переходе проходящего через него тока через ноль. Открывая тиристор с большей или меньшей задержкой по времени, можно «вырезать» соответствующую часть синусоиды питающего напряжения.

Однако при пониженных нагрузках и полной подаче напряжения асинхронные электродвигатели всегда получают избыточный ток намагничивания, расходующийся в том числе на перемагничивание ранее им же созданного избыточного магнитного поля. Путем непрерывного контроля нагрузки и изменения напряжения на контактах двигателя по определенному алгоритму «ЭнерджиСейвер» экономит часть энергии возбуждения и сокращает потери (пропорциональные квадрату тока, снижающемуся при понижении напряжения), а также улучшает коэффициент мощности в тех случаях, когда электродвигатель используется неэффективно с пониженной нагрузкой.

В связи с тем, что момент, создаваемый двигателем, зависит как от приложенного напряжения, так и от скольжения (показатель «запаздывания» вращения ротора относительно поля статора), чем меньший момент нагрузки прикладывается к ротору, тем меньше скольжение и менее экономичен режим работы двигателя. Если соответствующим образом снизить напряжение питания, подаваемое на двигатель, скольжение вернется к номинальному значению. На рис. 2 проиллюстрирован данный процесс при различных значениях напряже-

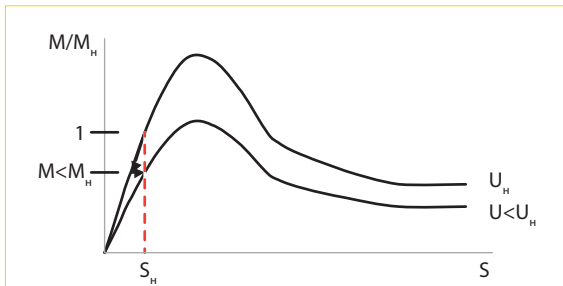


Рис. 2. Механические характеристики двигателя при различных напряжениях питания

ния, приложенного к обмоткам двигателя. В процессе уменьшается ток, протекающий через обмотки двигателя, и потребляемая мощность, пропорциональная произведению напряжения и тока, потери снижаются, а к.п.д. двигателя возрастет.

Для снижения напряжения в «Энерджи-Сейвер» используется традиционная для устройств плавного пуска схема встречно-параллельно включенных тиристоров (рис. 3). Эпюры напряжения на выходе тиристорного блока представлены на рис. 4. Среднее напряжение на выходе устройства будет меняться пропорционально изменению времени задержки открытия тиристора. Поскольку подобный принцип регулирования напряжения предполагает, что в интервалы времени, когда тиристоры остаются закрытыми, ток через обмотки двигателя не протекает, мощность из питающей сети в эти моменты не отбирается, а ротор двигателя вращается по инерции.

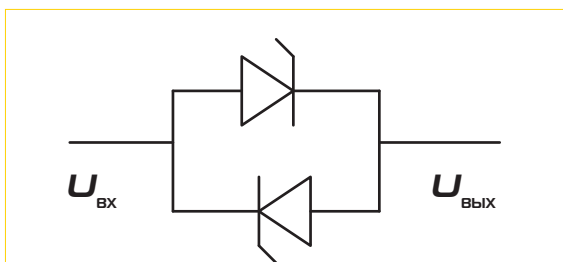


Рис. 3. Встречно-параллельно включенные тиристоры

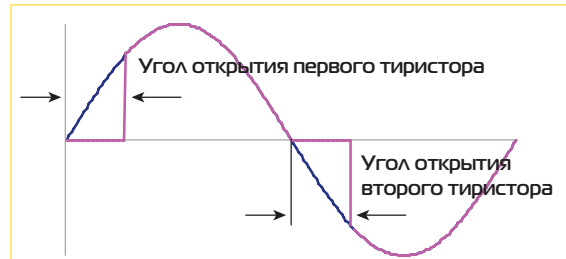


Рис. 4. Напряжение на выходе встречно-параллельной тиристорной пары

### Определение оптимального момента открытия тиристоров

Обмотки двигателя представляют собой активно-индуктивную нагрузку. Активная часть сопротивления зависит только от температуры обмотки. Реактивное (индуктивное) сопротивление зависит от момента нагрузки, приложенного к ротору двигателя. Его величина тем больше, чем меньший момент нагрузки приложен. Величина реактивного сопротивления влияет на фазовый сдвиг между напряжением и током в цепи (рис. 5). Таким образом, измеряя фазовый сдвиг, можно однозначно судить о величине нагрузки по отношению к номинальной.

Снижение напряжения соответственно уменьшению нагрузки приводит к уменьшению индуктивной части сопротивления. Вследствие этого, помимо сокращения потребления активной мощности при пони-

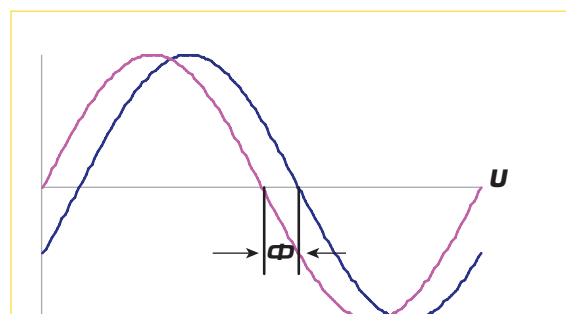


Рис. 5. Фазовый сдвиг между напряжением и током

жении напряжения, снижение активной части тока уменьшает потери, равные произведению квадрата тока на активное сопротивление обмоток. Поскольку реактивный ток, как и активный, греет проводники, его снижение также приводит к уменьшению активного сопротивления обмоток двигателя, что обеспечивает дополнительную экономию энергии, выделяющуюся в виде тепла. Кроме того, уменьшение реактивной части сопротивления снижает отрицательное влияние реактивной нагрузки на питающую сеть, уменьшая фазовый сдвиг между током и напряжением, а также реактивную мощность.

Используя мощный микропроцессор, «ЭнерджиСейвер» мгновенно оценивает нагрузку на валу двигателя, сравнивает ее с конструктивной мощностью двигателя и в случае пониженной нагрузки снижает напряжение, подаваемое на двигатель, добиваясь того, чтобы двигатель работал на своем расчетном скольжении и, как следствие, — с максимальным к.п.д. При этом частота вращения двигателя не изменяется. Время реакции контроллера «ЭнерджиСейвер» на изменение нагрузки составляет сотую долю секунды, что позволяет даже при динамично меняющихся нагрузках отслеживать режим максимального к.п.д.

### Функция плавного пуска

Поскольку устройства плавного пуска строятся по тому же принципу, что и контроллеры «ЭнерджиСейвер», в них также предусмотрена функция плавного пуска. Благодаря тому, что контроллеры «ЭнерджиСейвер» рассчитаны на тяжелые тепловые режимы, а в программном обеспечении используются эффективные ноу-хау, данные контроллеры обеспечивают пуск оборудования, характеризующегося тяжелыми пусковыми режимами «номинал в номинал», с чем не справляются обычные устройства плавного пуска.

В условиях, когда не требуется регулировать число оборотов двигателя, «ЭнерджиСейвер» идеально подходит для решения задач энергосбережения и плавного пуска. На сегодняшний день по совокупности потребительских качеств и стоимости аналогов данному оборудованию на рынке нет.

Таким образом, устройства «ЭнерджиСейвер» предназначены для 1) плавного запуска и остановки двигателя с автоподхватом вращающегося двигателя; 2) защиты двигателя от обрыва, перекоса фаз, перегрузки, пониженного и повышенного напряжений, работы насосов на холостом ходу; 3) регулирования мощности электродвигателя в зависимости от нагрузки. Запуск и остановка двигателя могут осуществляться тремя способами: нажатием клавиш с панели управления; поступлением внешнего сигнала на дискретные входы *старт* и *стоп* (2-, 3-, 4-проводное управление); с использованием интерфейса RS-485 с помощью прилагаемого программного обеспечения. «ЭнерджиСейвер» обладает следующими дополнительными функциями: встроенные часы реального времени точностью 3 с; восемь встроенных независимых таймеров для запуска-остановки по текущему времени, по временным промежуткам; возможность протоколирования сбоев, ошибок, неисправностей во встроенной энергонезависимой памяти с присвоением временной метки, с возможностью чтения через USB. Сигнал неисправности подается в следующих случаях: обрыв фазы на входе и выходе, перегрузка двигателя, межвитковое замыкание, перегрузка по току (если установлен датчик тока, опция), повышенное и пониженное напряжения.

Внешние интерфейсы контроллера — RS-485, протокол ModBus RTU (опция); USB версии 2.0 и выше с поддержкой Windows XP; два дискретных входа подключения сухих контактов для внешнего управления запуском-остановкой двигателя.

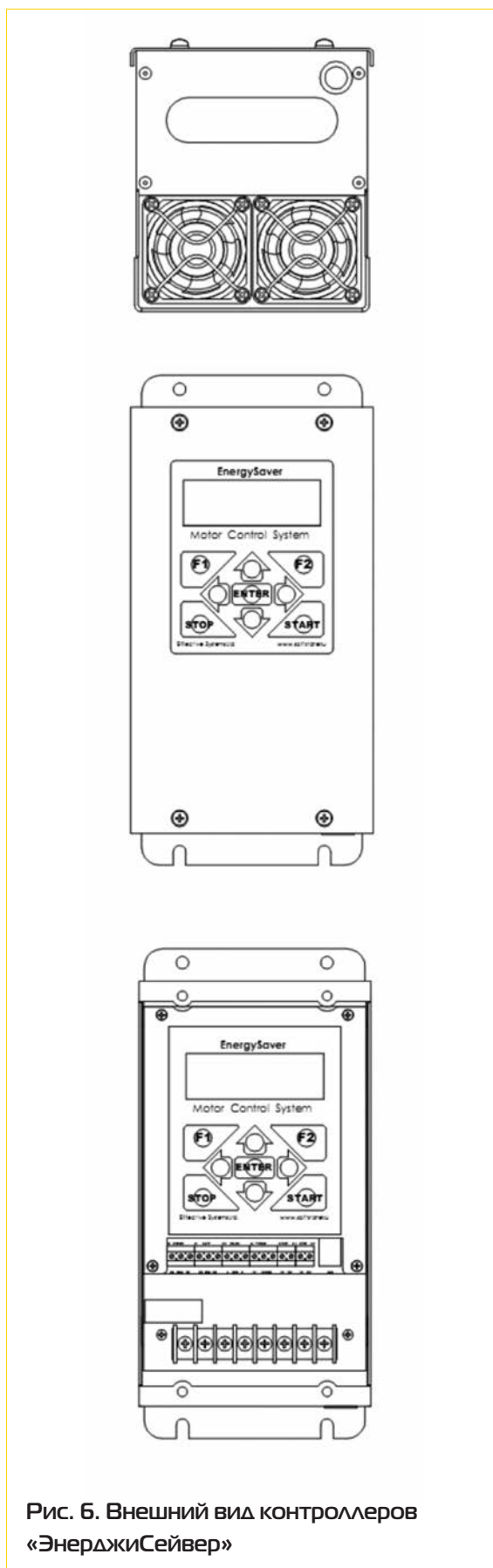


Рис. 6. Внешний вид контроллеров «ЭнерджиСейвер»

На рис. 6 показан внешний вид контроллеров мощностью 5,5-15 кВт, а ниже приведены их основные технические характеристики.

Номинальное рабочее напряжение, В .....	380 ± 10 %
Диапазон мощностей электродвигателей, кВт .....	7,5 – 400
Диапазон начальных напряжений, % .....	30 60
Время разгона, с .....	5 120
Диапазон пусковых токов .....	1,2 – 5 (In) номинального тока двигателя в зависимости от нагрузки, настройки прибора
Число пусков, ч <sup>-1</sup> .....	20
Диапазон оптимизации по напряжению, В .....	270 – 380
Построение кривой разгона .....	По 5 точкам (30 точкам при использовании программы ESUSB)
Точность встроенного измерителя, %:	
напряжения .....	1
тока (опция) .....	1
Температура, °С:	
для IP20 .....	–5...+40
для УХЛ1 .....	–40...+40

### Результаты ОПИ контроллера «ЭнерджиСейвер»

Контроллер «ЭнерджиСейвер» модели ES37 был испытан на одной из скважин Бобровского месторождения, оборудованной УСШН. Основной целью испытания была проверка заявленной производителем возможности снижения энергопотребления на 10-20 %. Схема подключения контроллера «ЭнерджиСейвер» показана на рис. 7.

Основные эксплуатационные параметры скважины приведены ниже.

Тип станка-качалки .....	СК-8
Номинальная мощность установленного двигателя, кВт .....	22
Насос .....	НГН-57
Глубина спуска насоса, м .....	1077
Динамический уровень, м .....	917
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут .....	26
Обводненность, % .....	90
Число качаний, мин <sup>-1</sup> .....	3,2
Длина хода, м .....	3,5



Параметр	Работа двигателя		Изменение параметров, %
	до установки ES37	после установки ES37	
Линейное напряжение, В	418	416	-0,48
Ток, А	26	26	0,00
cosφ	0,53	0,59	11,32
Расчетная активная мощность, кВт	10,206	8,841	-13,37
Фактическое суточное потребление электроэнергии, кВт	244,944	212,172	-13,38
Удельное энергопотребление, кВт/м <sup>3</sup>	9,42	8,16	-13,38

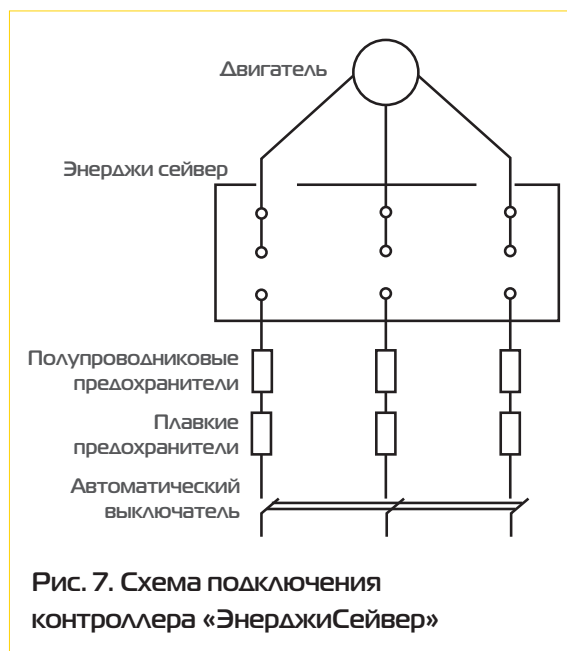
При испытании использовались следующие настройки контроллера: тип старта – ручной; экономия – минимальная; время разгона по напряжению – 15 с; начальное напряжение в начале разгона – 40 %; время разгона – 5 с; интенсивность разгона – 10 %.

В таблице приведены параметры работы двигателя до и после установки контроллера ES37.

В ходе испытания был установлен режим «Экономия – максимальная». После этого контроллер автоматически уменьшил число качаний до 2,5 мин<sup>-1</sup>. Уменьшение числа качаний связано с настройкой контроллера, увеличилось время прохождения насоса из нижнего положения в верхнее.

При этом время обратного хода не изменилось. При установлении режима «нормальный» число качаний вернулось до значения 3,2 мин<sup>-1</sup>.

Экономическая эффективность применения контроллера ES37 была рассчитана по методике оценки экономической эффективности мероприятий на скважинах механизированного фонда. С учетом достигнутого эффекта энергосбережения 1,4 кВт снижение затрат на электроэнергию в год составит 26 тыс. руб. При стоимости контроллера 40 тыс. руб., срок окупаемости инвестиций составляет 18 мес. Расчетная рентабельность инвестиций (индекс PI) составляет 1,77.



### Выводы

1. В ходе опытно-промышленных испытаний подтверждены заявленные производителем технические и эксплуатационные характеристики контроллеров «ЭнерджиСейвер». Обеспечено снижение удельного потребления электроэнергии с 9,42 до 8,16 кВт·ч/м<sup>3</sup>, или на 13 %.

2. Показатель рентабельности проекта PI = 1,77 является приемлемым для распространения технологии на все добывающие общества компании.