



## ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ И УВЕЛИЧЕНИЕ МРП СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, МЕТОДОМ КПР

**АПТЫКАЕВ Геннадий Алексеевич**

Руководитель департамента нефтепромысловой эксплуатации  
ООО «Сервисная компания «Борец», к.т.н.

**СУЛЕЙМАНОВ Айяр Гусейнович**

Главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпромнефть-Хантос»



**О**дним из путей решения проблем нефтедобычи в условиях природных и техногенных осложнений скважин представляется применение метода кратковременно периодической работы (КПР) нефтепромыслового оборудования. Данный метод разработан специалистами сервисной компании «Борец» и опробован на Южно-Приобском месторождении совместно с нефтедобывающими подразделениями компании «Газпромнефть-Хантос». Посредством внедрения КПР можно повысить МРП и дебит скважин, снизить эксплуатационные расходы, а также вовлечь в эксплуатацию часто ремонтируемый и бездействующий фонд.

Южно-Приобское месторождение нефти и газа характеризуется большим количеством осложнений, среди которых выделяются: большая глубина залегания продуктивного пласта, многослойное строение залежи со сложным геологическим профилем, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, слабое влияние системы ППД, вынос мехпримесей с высокой твердостью частиц и слабый приток жидкости. Добыча в подобных условиях существенно снижает эксплуатационную надежность и экономическую эффективность работы стандартного ГНО и вызывает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти.

Компания «Борец» вошла в проект по разработке Южно-Приобского месторождения в числе последних, и ей достался самый сложный в эксплуатации фонд – скважины, где осложнения сильно затрудняют работу ЭЦН. На момент вхождения в проект «Борец» располагал новыми решениями для осложненного фонда, уже испытанными на скважинах, а также теоретическими разработками, которые только предстояло опробовать на промыслах.

Для испытания на скважинах «Газпромнефть-Хантоса», оборудованных УЭЦН, был выбран метод КПР, разработанный специалистами сервисной компании «Борец». Данный метод был опробован на скважинах с малым МРП, скважинах часто ремонтируемого и бездействующего фонда. Внедрение начато в июле 2010 года.

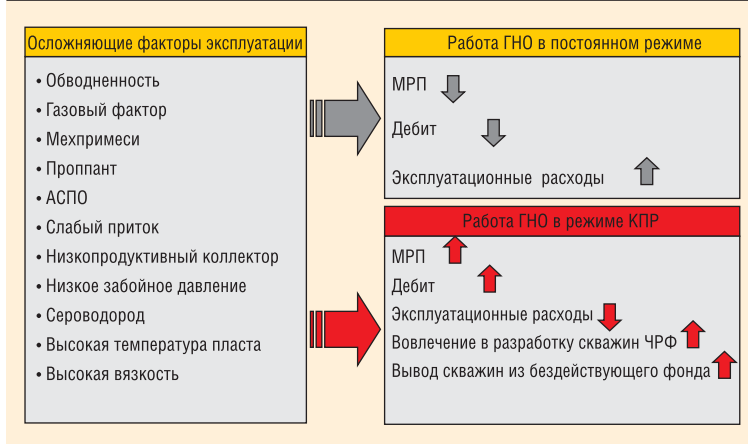
### ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КПР

Факторы, осложняющие мехдобычу, хорошо известны: повышенная обводненность, высокий газовый фактор, вынос мехпримесей, АСПО, слабый приток и т.д. (рис. 1). Все они препятствуют стабильной и эффективной работе ЭЦН, приводя к снижению МРП и дебита скважин и повышению эксплуатационных расходов, в частности затрат на ремонтные работы. С помощью внедрения метода КПР можно добиться роста МРП и дебита, снижения эксплуатационных расходов, вовлечь в эксплуатацию ЧРФ и бездействующий фонд. Коэффициент эксплуатации фонда при использовании метода КПР увеличивается, а издержки на добычу 1 м<sup>3</sup> нефти снижаются.

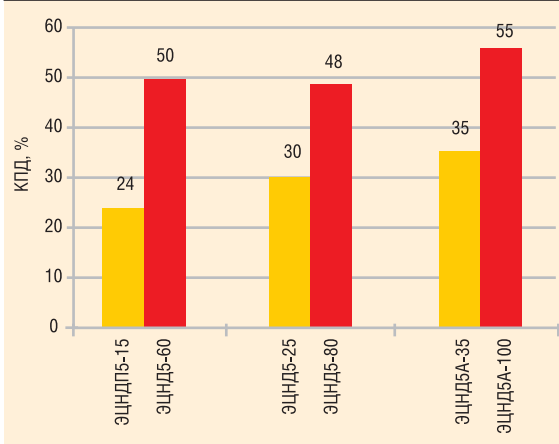
### ОСОБЕННОСТИ КОМПЛЕКТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ В РЕЖИМЕ КПР

Для организации работы скважин в режиме КПР малодобитные ЭЦН (15–35 м<sup>3</sup>/сут) заменяются более производительными насосами (50–80 м<sup>3</sup>/сут). Для последних характерен КПД, в 1,5–3 раза превышающий КПД малодобитных ЭЦН. Так, КПД ЭЦНДП5-15 составляет 24%, тогда как ЭЦНДП-60 – 50% (рис. 2, 3; табл. 1). В целом прослеживается следующая за-

**Рис. 1. Цели и задачи использования технологии КПР**



**Рис. 2. КПД насосов производства компании «Борец»**



**Рис. 3. Напорные характеристики и кривые КПД насосов ЭЦНДП5-15 и ЭЦНД5А-60 производства компании «Борец»**

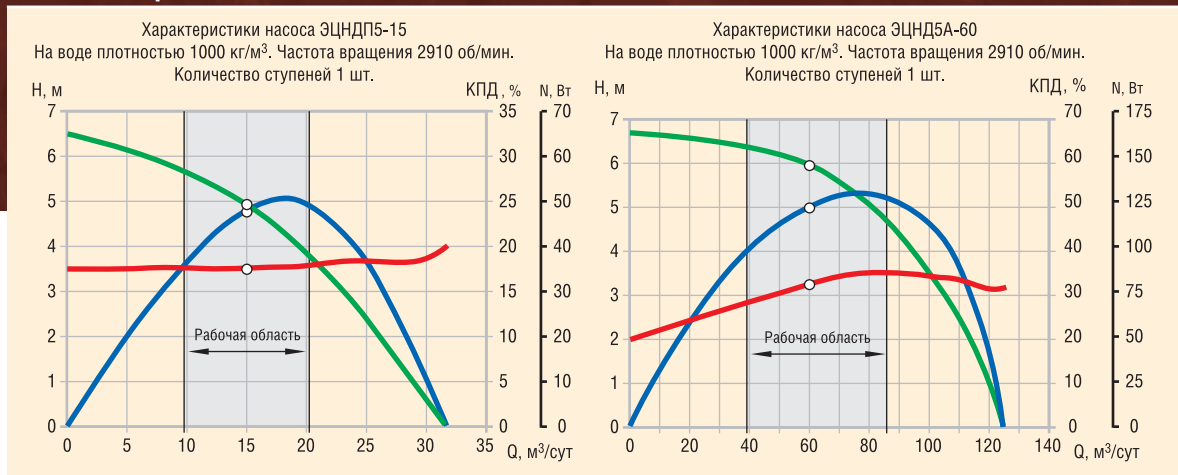


Таблица 1

**Сравнение рабочих характеристик ЭЦН разных типоразмеров производства компании «Борец»\***

Тип ЭЦН	Производительность, м³/сут	Напор, м	Потребляемая мощность, Вт	КПД, %
ЭЦНДП5-15	10–20	5,0	35	24
ЭЦНД5А-60	40–85	6,0	81	50
ЭЦНД5-25	21–40	5,0	49	30
ЭЦНД5-80	60–100	4,6	88	48
ЭЦНД5А-35	15–55	6,1	69	35
ЭЦНД5А-100	75–125	6,8	141	55

*Примечание:* ЭЦН опробовались при следующих условиях: рабочая жидкость – вода плотностью 1000 кг/м³, частота вращения – 2910 об/мин, число ступеней 1.

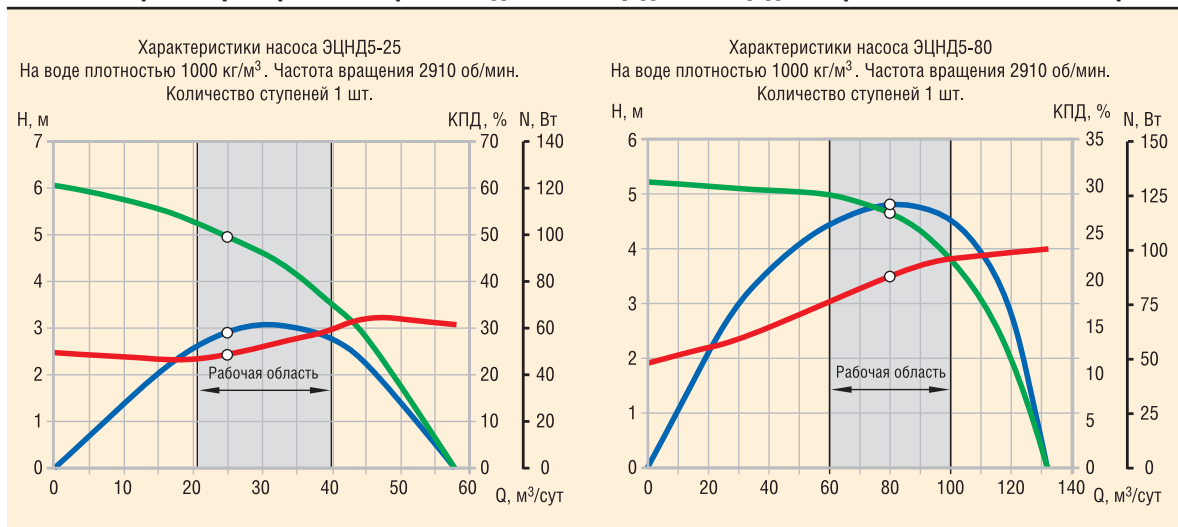
кономерность: чем больше диаметр рабочего колеса и его производительность, тем выше энергетические показатели ступени насоса (рис. 4, 5).

Насос с малой производительностью обладает гораздо меньшей площадью канала по сравнению с таковой насоса большой производительности (рис. 6). В связи с этим КПД малodeбитных УЭЦН, работающих в постоянном режиме, с течением времени су-

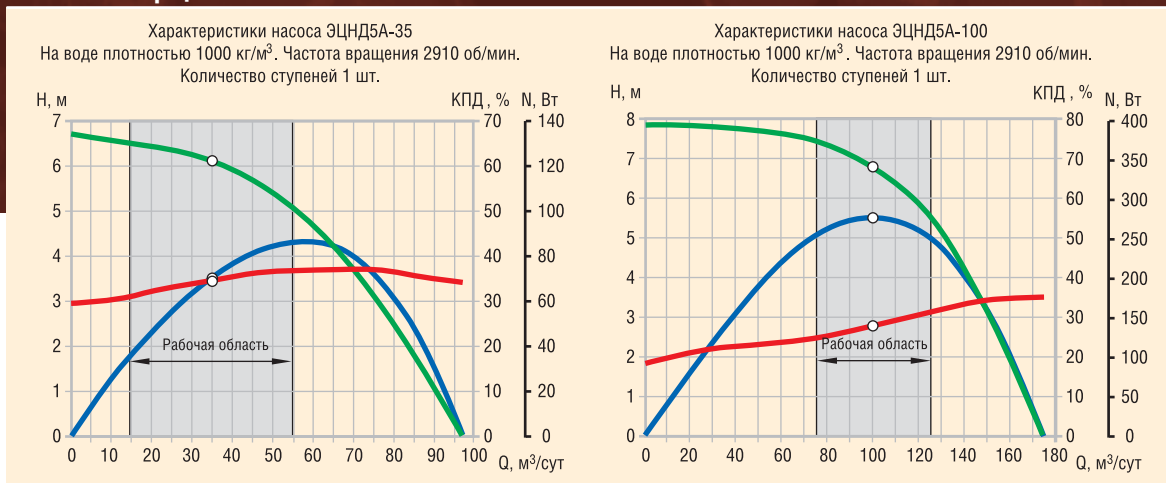
щественно снижается из-за отложения солей на рабочих органах и засорения проточных каналов механизмами.

УЭЦН увеличенного типоразмера, работающие в режиме КТР, менее подвержены этим процессам за счет более широких проточных каналов и более высоких скоростей движения пластовой жидкости в насосе. Таким образом, при кратковременной эксплуа-

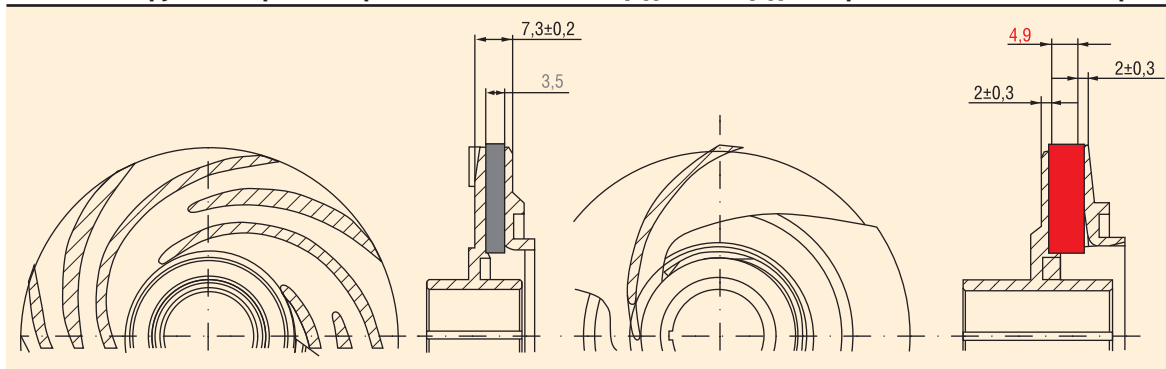
**Рис. 4. Напорные характеристики и кривые КПД насосов ЭЦНД5-25 и ЭЦНД5-80 производства компании «Борец»**



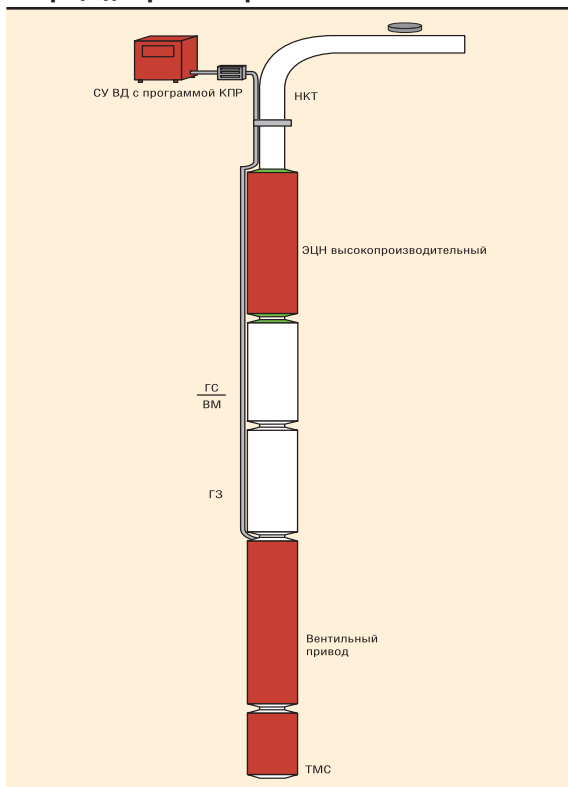
**Рис. 5. Напорные характеристики и кривые КПД насосов ЭЦНД5А-35 и ЭЦНД5А-100 производства компании «Борец»**



**Рис. 6. Конструктивные различия рабочих колес насосов ЭЦНД5-15 и ЭЦНД5-80 производства компании «Борец»**



**Рис. 7. Особенности комплектации оборудования «Борец» для работы в режиме КПР**

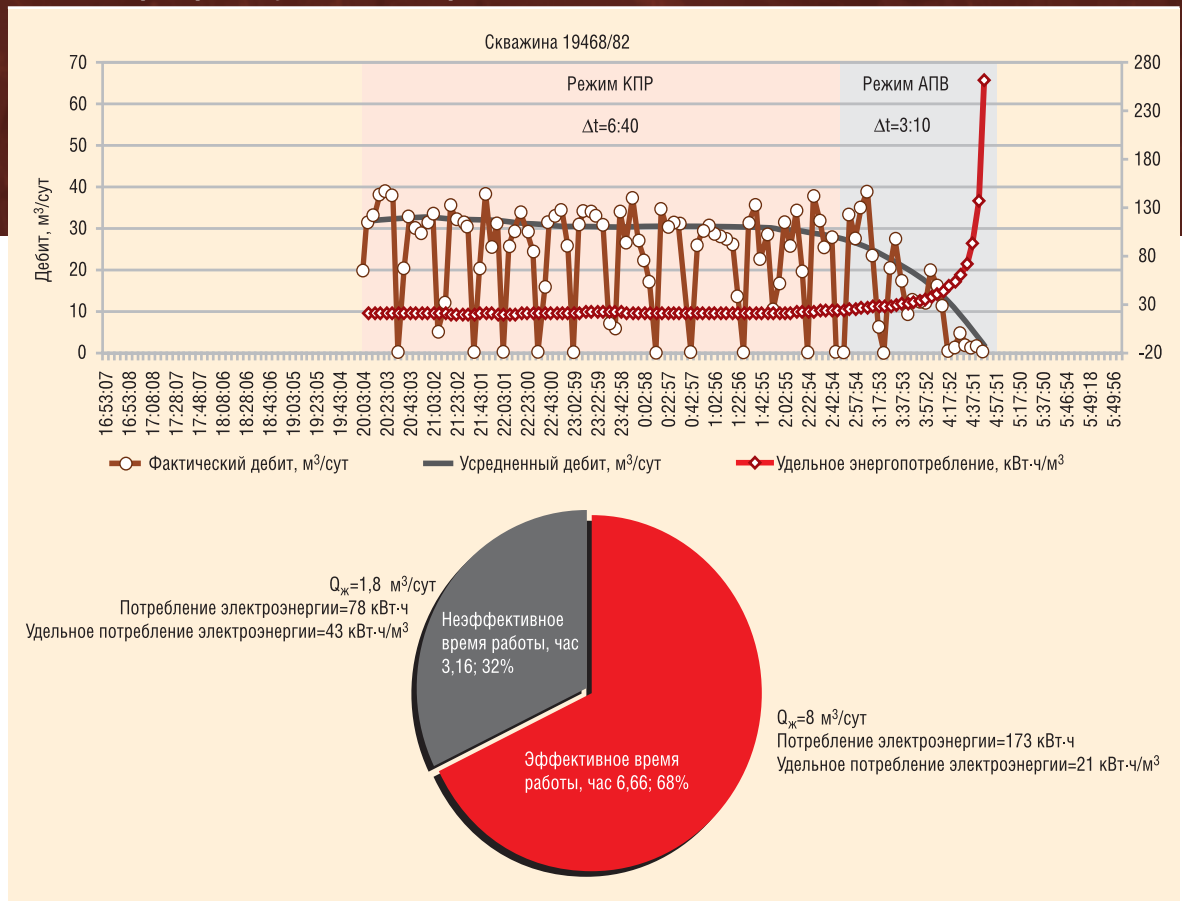


тации УЭЦН большой производительности есть возможность существенно снизить воздействие солевых отложений и мехпримесей.

**КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ В РЕЖИМЕ КПР**

В состав компоновки для эксплуатации насосов в режиме КПР входит, во-первых, станция управления вентильным приводом, которая дает возможность программирования СУ на различные временные интервалы откачки и накопления, а также на значения давления на приеме. Во-вторых, непосредственно сам насос с повышенным КПД. В-третьих, вентильный привод, который обладает повышенным КПД по сравнению с асинхронным приводом (до 93%). Для вентильного привода также характерны малая величина тока холостого хода, пониженное тепловыделение, возможность регулирования частоты вращения в широком диапазоне. Его применение дает возможность снижать энергопотребление на 15–30% и автоматически сохранять мощность на валу при различных режимах работы насоса. В-четвертых, в состав компоновки входит ТМС, посредством которой осуществляется контроль температуры двигателя и давления на приеме ЭЦН (рис. 7). Несмотря на то что надежность большинства ТМС 70–75%, их применение помогает значительно оптимизировать работу компоновки.

Рис. 8. Алгоритм работы установки ЭЦН в режиме КНР



После запуска установки в режиме КНР она откачивает жидкость практически до приема насоса, затем происходит отключение установки по данным ТМС о давлении и температуре. Далее идет процесс накопления и восстановления забойного давления, после этого – снова включение и цикл повторяется. Установка работает 20 мин, примерно 40 мин происходит накопление скважины, то есть один цикл длится около часа, следовательно, работа насоса состоит из 24 циклов в сутки.

Надо отметить, что сама идея КНР известна достаточно давно – с 1960-х годов. Мы подошли к решению этой проблемы с учетом как накопленного опыта, так и возможностей новых технологий, в частности вентильного двигателя. Именно этим объ-

ясняется прирост МРП и СНО при использовании наших компоновок в отличие от классических систем, в которых с ростом числа включений и выключений резко падает надежность узлов.

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УЭЦН В РЕЖИМЕ КНР

Скважина №19468/82 Южно-Приобского месторождения эксплуатировалась в АПВ-режиме, затем была переведена на режим КНР с применением насоса большей производительности. При этом удалось добиться впечатляющих результатов. Если суммарный суточный дебит жидкости до внедрения режима КНР составлял 1,8 м³/сут, после внедрения мы получили порядка 8,0 м³/сут. Удельное потребление

Таблица 2

Работа скважин после внедрения режима КНР								
№ скважины	Эфф. время работы, ч	$Q_{ж}$ , м³/сут	Потр. э/э, кВт·ч	Удельное потр. э/э, кВт·ч/м³	Неэфф. время работы, ч	$Q_{ж}$ , м³/сут	Потр. э/э, кВт·ч	Удельное потр. э/э, кВт·ч/м³
19468	3,16	1,8	78	43	6,66	8	173	21
19469	0,2	0,2	4,2	21	8,16	11	180	16
15755	1,92	3	48	16	3,33	8,8	123	14
20720	0,41	0,3	8	26,7	0,41	0,4	8,9	22,2
19529	1	0,8	24,8	31	3,5	5,5	88,2	16
Среднее	1,338	6,1	163	26,72	4,412	33,7	573,1	17,01

## ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

**Вопрос:** Геннадий Алексеевич, поясните, пожалуйста, параметры работы ступени ЭЦНД5А-35.

**Геннадий Апыткаев:** Это своего рода классическая ступень, очень гибкая – может работать при производительности от 10 до 80 м<sup>3</sup>/сут, 35 – это некий условный средний показатель.

**Вопрос:** При использовании КПР вы снижаете динамический уровень насоса, то есть создаете на пласт некую депрессию. Это по идее может вызвать образование АСПО, что отразится на эффективности работы компоновки. Сталкивались ли вы с этим явлением?

**Г.А.:** Забойное давление при использовании метода КПР находится в районе 50 атм, давление насыщения – порядка 105–106 атм. По 47 скважинам, на которых был внедрен метод КПР, пока осложнений не наблюдалось. Возможно, в связи с низким содержанием парафинов в нефти Южно-Приобского месторождения.

**Реплика:** При использовании данного режима температура пластовой жидкости составляет 90°С, при этом установка работает при давлении ниже давления насыщения, что по идее должно вызывать увеличение содержания газа...

**Г.А.:** По нашим скважинам газовый фактор не превышал 75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, поэтому с этой проблемой мы также не сталкивались. Вместе с тем метод КПР нельзя применять на месторождениях с большой газовой шапкой, так как повышается риск ее прорыва.

**Вопрос:** При использовании режимов, связанных с кратковременным прекращением потока, часто на прием насоса поступает более легкая фракция нефти, что может вызвать сбой в работе оборудования. Есть ли риск столкнуться с этим при применении режима КПР?

**Г.А.:** Данное явление характерно для АПВ-режима, при эксплуатации скважин в режиме КПР фракции не успевают разделиться.

**Вопрос:** Вы сказали, что в результате внедрения режима КПР на скважинах удалось сократить число отказов ЭЦН, снизить солеотложения и вынос мехпримесей. Применялись ли для этого какие-то дополнительные меры – обработка ингибиторами, установка фильтров и т.д.?

**Г.А.:** Нет, одним из условий использования метода КПР выступает отсутствие каких-либо дополнительных затрат со стороны заказчика.

**Вопрос:** При периодической эксплуатации во время простоя происходит сепарация жидкости. При включении установки жидкость идет не со стороны пласта, а сверху, и двигатель не охлаждается. Есть ли проблема перегрева двигателя при эксплуатации скважин по технологии КПР?

**Г.А.:** Такой проблемы нет по двум причинам. Во-первых, мы используем вентильный двигатель, у которого температура перегрева на 25–30°С ниже, чем у асинхронного двигателя. Во-вторых, конвекционного охлаждения, которое наблюдается в данных условиях, вполне достаточно для охлаждения двигателя.

**Вопрос:** Не замерзают ли во время простоя установки обратные клапаны?

**Г.А.:** Замерзают, конечно. Для того чтобы избежать этого явления, мы применяем схему удаленного доступа для контроля скважинных параметров. Посредством ТМС следим за температурой двигателя и давлением в затрубном пространстве. Как только обратный клапан начинает замерзать, мы видим повышение давления и принимаем меры, препятствующие замерзанию обратного клапана.

**Вопрос:** Не вызывает ли использование вашего метода скачков напряжения?

**Г.А.:** Нет, прежде всего потому, что вентильный двигатель разгоняется плавно в отличие от асинхронного, при запуске которого коэффициент скачков по току достигает 3–4. Единственная проблема при использовании ВД – гармоники в электросети, и сейчас мы как раз используем специальное оборудование, чтобы их гасить и соблюсти европейские стандарты, которые допускают не более 10% гармоник.

**Вопрос:** Возможно ли при КПР использование традиционного шарикового клапана – может ли он удержать столб жидкости при столь суровой схеме эксплуатации?

**Г.А.:** Нет, стандартные клапаны не подходят для эксплуатации методом КПР – здесь требуется более надежный клапан. Мы используем специальные клапаны производства компании «Борец», по два в каждой установке.

энергии снизилось в два раза – с 43 до 21 кВт·ч/м<sup>3</sup>. При этом неэффективное и эффективное время работы установки распределилось в соотношении 32 и 68% (рис. 8).

Одним из плюсов внедрения режима КПР следует считать сам факт замены насоса на больший типоразмер – добывающие компании по понятным причинам всегда приветствуют это мероприятие. Замену ЭЦН и внедрение режима КПР мы произвели еще на пяти скважинах. В среднем энергопотребление по ним снизилось

на 57% – с 26,7 до 17 кВт·ч/м<sup>3</sup>, дебит вырос с 6,1 до 33,7 м<sup>3</sup>/сут. На эффективное время работы скважин пришлось 77%, на неэффективное – 23% (табл. 2).

По состоянию на начало 2011 года в «Газпром-нефть-Хантос» в КПР переведено 47 скважин. Средний прирост нефти составил 2,7 т на скважину, экономия электроэнергии – порядка 58%. Также существенно вырос коэффициент эксплуатации скважин. В наших ближайших планах – получение патента на метод КПР. ♦