

Опыт практического внедрения кратковременной эксплуатации скважин.

Кузьмичев Н.П. – директор
ООО «Нефть XXI век».
www.petroleum21.com.
president@petroleum21.com.
+7 (8553) 325-326.

Доклад на 3-й международной
практической конференции
«Механизированная добыча 2006».
Москва, 29-31 марта 2006 года.

Уважаемые дамы и господа, коллеги!

Предлагаю Вашему вниманию первые результаты внедрения в промышленную практику новой технологии механизированной добычи нефти: кратковременной эксплуатации скважин. Особенности новой технологии достаточно подробно освещены в общедоступных источниках: специализированных научно-технических журналах, имеющих сайты в ИНТЕРНЕТе [1-4]. Поэтому я ограничусь лишь кратким напоминанием о них.

Основной задачей, которую решает КЭС, является снижение себестоимости добычи нефти из среднедебитных ($Q_{ж}=20\div 80$ м³/сут.) и малодебитных ($Q_{ж}=5\div 20$ м³/сут.) скважин. Для Российских нефтяных компаний (НК) данная задача весьма актуальна, что связано со сложившейся в настоящее время неблагоприятной ситуацией со структурой запасов нефти в России и существующей тенденцией ее дальнейшего ухудшения.

Главной особенностью КЭС с экономической точки зрения является положительное влияние на все основные составляющие себестоимости добычи нефти [2]:

- увеличение объемов добычи на 10÷15 %,
- увеличение межремонтного периода (МРП) нефтедобывающего оборудования в 1,5÷2 раза,
- сокращение расхода электроэнергии в 2÷3 раза,
- сохранение стоимости регулируемых добывающих установок на уровне стоимости нерегулируемых установок.

С технической точки зрения КЭС представляет собой способ механизированной добычи нефти с помощью погружных центробежных насосных установок (УЭЦН) с регулируемым электрическим приводом, при котором кратковременную (минуты) откачку жидкости из скважины чередуют с относительно продолжительным накоплением жидкости в скважине (десятки минут). При откачке жидкости из скважины давление установки регулируют изменением скорости ее вращения, что предполагает обязательное наличие в составе оборудования станции управления (СУ) с преобразователем частоты (ПЧ). Среднеинтегральную производительность установки регулируют изменением соотношения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине.

Для КЭС используют ЭЦН производительностью 80÷250 м³/сут., имеющие наилучшие энергетические и эксплуатационные характеристики. Производительность установок превышает дебит скважин в несколько раз.

Скорость вращения УЭЦН при КЭС составляет 3500÷4000 об./мин, что соответствует частоте переменного тока на выходе ПЧ 60÷65 Гц.

С технологической точки зрения КЭС обладает уникальной особенностью, заключающейся в ослаблении отрицательных проявлений всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов:

- высокой концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в откачиваемой жидкости,
- высокой температуры в зоне подвески добывающего оборудования,
- высокой интенсивности асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО),

- высокой интенсивности отложения солей,
- образования стойких вязких водонефтяных эмульсий,
- высокой коррозионной активности среды,
- осложнений при освоении скважин,
- большого газового фактора,

что дает возможность упростить и удешевить борьбу с ними [3].

Подобные возможности появляются, во-первых, благодаря тому, что КЭС позволяет разделить способы регулирования производительности насосной установки изменением соотношения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине и развиваемого ею давления изменением скорости вращения УЭЦН [1, 6]. Во-вторых, все элементы УЭЦН работают при КЭС в кратковременном или периодическом кратковременном режиме, при которых реальная продолжительность работы не превышает продолжительности работы, необходимой для установления теплового равновесия элементов установки с окружающей средой. Следовательно, все оборудование менее теплонагружено, чем при непрерывной эксплуатации скважин. Указанные возможности позволяют при КЭС эксплуатировать все энергопотребляющее оборудование в оптимальных режимах, т.е. с максимальным КПД [1, 6].

Оптимизация режимов работы УЭЦН позволяет не только сократить расход электроэнергии, но и увеличить МРП за счет увеличения надежности работы оборудования.

Технологические возможности КЭС не ограничиваются оптимизацией эксплуатации отдельных скважин. КЭС дает большие возможности для оптимизации разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в целом [5].

Не вызывают сомнений большие возможности, которые дает для этого автоматизация. Но широкомасштабному внедрению средств автоматизации на объектах нефтедобычи препятствует их высокая стоимость. Экономически оправдано внедрение средств автоматизации только на высокодебитных скважинах, но их немного. Автоматизация более многочисленных среднедебитных и малодебитных скважин, как правило, экономически нецелесообразна. А без их вовлечения в работу автоматизированных систем управления (АСУ) эффективность внедрения автоматизации серьезно ограничивается.

КЭС позволяет устранить данное противоречие [5]. Внедрение КЭС предполагает обязательное использование современных СУ с ПЧ. Стоимость комплекта оборудования увеличивается при этом незначительно. ПЧ является исполнительным элементом системы автоматического регулирования каждой отдельной скважины. Кроме того, современные СУ, в обязательном порядке, имеют в своем составе программируемые контроллеры (ПК) с большими функциональными возможностями. Отпадает необходимость в приобретении специальных контроллеров для автоматизации скважин.

Указанным способом затраты на автоматизацию малодебитных и среднедебитных скважин можно свести к минимуму. Широкомасштабное внедрение КЭС позволит ускорить процесс автоматизации нефтедобычи, повысить его эффективность.

Очень важно, что для КЭС можно использовать погружное добывающее оборудование, серийно выпускаемое в настоящее время. Данное обстоятельство, прежде всего, значительно снижает риски при внедрении КЭС, потому что используемое оборудование показало свою надежность при эксплуатации в реальных условиях в течение более чем семидесяти лет. Кратковременный и периодический кратковременный режимы эксплуатации оборудования, реализуемые при КЭС, также хорошо известны [1, 3, 4].

Для быстрого широкомасштабного внедрения КЭС в Российских НК создана вся необходимая инфраструктура. В обороте имеется значительное количество нужных для КЭС УЭЦН и запасных частей к ним. На всех базах производственного обслуживания погружных электроустановок (ЦБПО ЭПУ) есть современное стендовое оборудование для испытаний ПЭД, ЭЦН и других элементов УЭЦН, оборудование для транспортировки и монтажа установок на скважинах. Все Российские НК располагают квалифицированными кадрами для грамотной эксплуатации УЭЦН.

Современная ситуация, со структурой запасов нефти в России позволяет внедрить КЭС на трети из 150 тысяч скважин и добывать из них около трети всей Российской нефти. Существующая в настоящее время тенденция ухудшения структуры запасов нефти дает основание для прогноза, согласно которому через десять лет КЭС будет использоваться примерно на половине Российских скважин, из которых будет добываться более половины отечественной нефти [1, 4].

По мнению автора, перспективными для добычи нефти являются только погружные насосные установки с регулируемым электроприводом: центробежные (УЭЦН) и винтовые (УЭВН). Подчеркиваю: именно погружные установки и именно регулируемые. Причем установки высокоэффективные: с КПД 50÷60 % и, соответственно, удельным энергопотреблением 4,5÷5,5 кВт·ч/м³·км, и надежные: с межремонтным периодом (МРП) равным сроку службы установок, т.е. не менее 5 лет. Для штанговых скважинных насосных установок с поверхностным приводом такие показатели принципиально недостижимы.

С учетом современного состояния и тенденций развития нефтедобывающей отрасли России, можно прогнозировать, что области применения будут поделены между центробежными и винтовыми погружными насосными установками следующим образом.

Высокодебитные скважины ($Q_{ж} > 80$ м³/сут.) будут преимущественно эксплуатироваться УЭЦН с регулируемым электроприводом непрерывным способом. Среднедебитные (20 м³/сут. $< Q_{ж} < 80$ м³/сут.) и малодебитные скважины (5 м³/сут. $< Q_{ж} < 20$ м³/сут.) будут в основном эксплуатироваться УЭЦН кратковременным способом. Всего УЭЦН будут эксплуатироваться 70÷80 % всех Российских скважин и ими будет добываться около 90 % всей нефти.

УЭВН будут эксплуатироваться, прежде всего, скважины с вязкой нефтью. Кроме того, УЭВН целесообразно использовать на скважинах с низким и сверхнизким дебитом ($Q_{ж} < 5$ м³/сут.). Другие способы механизированной добычи нефти будут использоваться менее чем на 5 % скважин.

Насколько быстро данные прогнозы станут реальностью, зависит от ряда объективных и субъективных факторов. УЭЦН не имеют конкурентов на высокодебитных скважинах. КЭС делает неконкурентоспособными с УЭЦН нефтедобывающие установки других типов на среднедебитных и малодебитных скважинах [1-6].

Возможность использования для КЭС серийно выпускаемого оборудования ставит срок ее широкомасштабного внедрения в зависимость преимущественно от субъективных факторов. Единственным объективным критерием для решения о целесообразности внедрения КЭС на каждой конкретной скважине является наработка действующей установки. Если она соизмерима со средним МРП, то другие препятствия для внедрения КЭС на данной скважине отсутствуют.

Учитывая сказанное, можно сделать вывод, что, с учетом объективных факторов, КЭС может быть широко внедрена в нефтепромысловую практику на среднедебитных скважинах в течение 5÷6 лет, на малодебитных – в течение 8÷10 лет.

В настоящее время КЭС используется на 4 скважинах. Три из них – в ОАО «Оренбургнефть» и одна – в ОАО «Юганскнефтегаз». Первой скважиной, на которой была проверена возможность практической реализации преимуществ КЭС, стала скважина № 285 Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», которую Вы можете видеть на фотографиях слайдов № 10 и № 11 презентации. Она эксплуатируется с помощью КЭС с 1 октября 2005 года.

Как обычно: «первый блин получился комом». При подборе оборудования не была учтена вязкость нефти (24,7 сПз). В результате, мощность ПЭД оказалась недостаточной даже для вывода скважины на стационарный режим. Но «нет худа без добра». Ситуация заставила принимать смелое решение: выводить скважину в стационарный режим, используя периодический кратковременный режим работы ПЭД при полуторакратной перегрузке по току.

В результате скважина вышла на стационарный режим, отличающийся от оптимального, что привело к снижению ее дебита. Но было убедительно подтверждено, что ПЭД при КЭС может работать со значительной перегрузкой без снижения надежности его работы. Как известно, при непрерывной эксплуатации скважин ПЭД обычно недогружен на 30÷40 % и его КПД составляет 70÷80 %. При КЭС ПЭД работает в режимах близких к оптимальному, т.е. – с максимальным КПД.

До внедрения КЭС скважина № 285 ремонтировалась 6 раз за скользящий год, т.е. средний МРП составлял около 2 месяцев. Основными причинами отказов были отложение карбонатов в рабочих органах ЭЦН и высокое содержание мехпримесей (250 мг/л), что приводило к заклиниванию насосов. К настоящему времени скважина № 285 отработала полгода и продолжает эксплуатироваться. Уже сейчас можно констатировать увеличение МРП более чем в 3 раза. Этот факт убедительно подтверждает гипотезу автора [7], согласно которой основной причиной отложения солей в рабочих органах ЭЦН является высокая температура (200÷300 °С), до которой они нагреваются при непрерывной эксплуатации скважин. При КЭС температура ЭЦН значительно ниже [1, 3, 6]. Поэтому интенсивность солеотложения при КЭС в несколько раз меньше, чем при непрерывной эксплуатации скважин.

Кроме этого, на примере скважины № 285 убедительно подтверждено значительное снижение скорости абразивного износа при КЭС [3], обусловленное тем, что время работы насоса в несколько раз меньше календарного времени эксплуатации ЭЦН.

Возможность реабилитироваться за снижение дебита скважины № 285 представилась через 4,5 месяца. 14 февраля 2006 года четвертой по счету была пущена в эксплуатацию скважина № 296 – близнец скважины № 285, что видно на фотографиях слайдов №№ 10, 11, 13. При ее запуске также не обошлось без неожиданностей, ставших очередным испытанием для КЭС.

Согласно расчетам, предполагалось, что за счет увеличения динамического уровня дебит скважины № 296 по жидкости увеличится с 33 м³/сут. до 39 м³/сут., по нефти с 25 т/сут. до 29,5 т/сут., т.е. в 1,2 раза. Однако при ПРС скважина № 296 была промыта. Подбор оборудования осуществлялся без учета проведения данной технологической операции. Кроме того, хорошо известно, что попытки определения дебита скважины после проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи сильно напоминают «гадание на кофейной гуще» [1].

В результате промывки скважины, ее дебит при расчетном динамическом уровне оказался в 1,6 раза больше. Дебит по жидкости составил 52 м³/сут., по нефти – 39 т/сут. При непрерывной эксплуатации скважин подобная ситуация привела бы к серьезному недобору в добыче нефти.

КЭС в данной ситуации блестяще подтвердила одно из своих уникальных достоинств: возможность глубокого отдельного регулирования производительности добывающей установки и развиваемого ею давления [1, 4, 6]. Причем, во всем

диапазоне регулирования обеспечивается работа оборудования в оптимальных режимах. При непрерывной эксплуатации скважин даже применение СУ с ПЧ таких возможностей не дает.

Второй скважиной, эксплуатируемой с помощью КЭС, стала скважина № 2162 куста № 70 Фаинского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз». Пуск этой скважины с помощью КЭС был осуществлен 27 ноября 2005 года. До внедрения КЭС данная скважина эксплуатировалась УЭЦН производительностью 25 м³/сут. в периодическом режиме. Основными осложняющими факторами на скважине № 2162 являются: гидратообразование, АСПО и повышенное содержание мехпримесей. Кроме того, скважина эксплуатируется при низких пластовых давлениях и высокой температуре в зоне подвески погружного оборудования.

Внедрения КЭС на данной скважине дало следующие положительные результаты:

1. за счет оптимизации режима эксплуатации скважины получен прирост дебита по жидкости с 6 м³/сут. до 14 м³/сут., по нефти – с 4 т/сут. до 9 т/сут., т.е. в 2,3 раза;
2. продемонстрирована возможность эффективной эксплуатации малодебитных скважин УЭЦН с помощью КЭС;
3. продемонстрирована возможность эксплуатации «горячих» скважин с помощью ПЭД обычного (нетермостойкого) исполнения;
4. продолжительность вывода скважины на оптимальный режим снижена с 3÷5 суток до 12 часов;
5. реализовано автоматическое регулирование производительности УЭЦН в зависимости от интенсивности притока жидкости в скважину с помощью системы погружной телеметрии.

Однако следует отметить, что внедрения КЭС на скважине № 2162 не позволило полностью исключить простои из-за отрицательного проявления основного осложняющего фактора: образования гидратных пробок. Глубина их образования после внедрения КЭС сместилась с 600÷700 метров до 170÷200 метров от устья скважины. Снизилась длина, но увеличилась частота их образования. Данный эффект объясняется тем, что разгазирование при остановках УЭЦН, являющееся основной причиной образования гидратов, при КЭС происходит чаще, чем при периодической эксплуатации скважин. Для полного исключения гидратообразования на скважине № 2162 необходимо применение дополнительных мер.

Кроме этого, к простоям скважины № 2162 в январе 2006 года привел отказ станции управления из-за сильных морозов. Данного простоя можно было избежать при наличии в ОАО «Юганскнефтегаз» большего парка СУ с ПЧ типа «Электрон-05» и расширения их номенклатуры по мощности. В ОАО «Оренбургнефть» подобных проблем не возникает, потому что парк СУ производства ЗАО «Электрон» составляет около полутора тысяч штук и примерно четверть из них – СУ с ПЧ «Электрон-05».

Третьей скважиной, эксплуатируемой с помощью КЭС, стала скважина № 49 Пронькинского месторождения ОАО «Оренбургнефть». Она была пущена в эксплуатацию 11 декабря 2005 года. Основным осложняющим фактором на данной скважине является вынос проппанта после проведения ГРП и предельно допустимое содержание мехпримесей (100 мг/л). Она эксплуатировалась УЭЦН производительностью 25 м³/сут. в периодическом режиме. Кроме того, на устьевой арматуре был установлен штуцер. Однако обеспечить эффективную эксплуатацию скважины № 49 с помощью УЭЦН производительностью 25 м³/сут. при дебите скважины менее 10 м³/сут. не удалось.

Предполагалось перевести скважину № 49 на эксплуатацию УШГН. Однако внедрение КЭС еще раз продемонстрировало возможность эффективной эксплуатации малодебитных скважин УЭЦН (фотографии на слайдах № 14 и № 15).

Процесс вывода данной скважины на оптимальный режим наглядно продемонстрировал основное достоинство КЭС: увеличение объемов добычи нефти за счет оптимизации режима эксплуатации системы «нефтяной пласт – скважина – добывающая установка». По мере увеличения динамического уровня наблюдался постепенный рост дебита скважины. Но при достижении расчетного динамического уровня дебит скважины значительно снизился.

Проведенный анализ позволил сделать вывод, что причиной данного явления стало разгазирование жидкости в призабойной зоне пласта (ПЗП). Резкое падение дебита явилось следствием образования в ПЗП газовой пробки. Снижение производительности добывающей установки позволило вывести скважину № 49 на оптимальный режим, при котором ее дебит равен максимально возможному (10 м³/сут.).

О том, что динамический уровень, соответствующий данному дебиту действительно максимально возможный, можно судить по падению тока в конце цикла откачки жидкости из скважины, свидетельствующем об увеличении содержания свободного газа на приеме насоса вследствие разгазирования пластовой жидкости в скважине. Ввиду того, что УЭЦН в скважине № 49 спущен на 1700 метров, т.е. практически до интервала перфорации (1800 м), дальнейшее увеличение динамического уровня и дебита скважины в данных условиях эксплуатации невозможно.

При других способах механизированной добычи нефти такая точная настройка производительности добывающей установки под дебит скважины невозможна. Во-первых, любое изменение производительности установки предполагает ручной труд с выездом персонала на скважину, будь то монтаж и регулировка штуцера на скважине, эксплуатируемой УЭЦН, либо смена шкивов и/или электродвигателя и регулировка длины хода УШГН. Операции эти трудоемки, требуют много времени, кропотливости и не всегда проводятся с надлежащей тщательностью. Сложность подобной работы усугубляется тем, что проводится она практически «вслепую».

Во-вторых, любое подобное изменение производительности добывающей установки дискретно и всегда приводит к недобору продукции – большему или меньшему. Альтернативой может служить только плавная регулировка производительности добывающей установки с помощью СУ с ПЧ. Но, как было показано выше на примере скважины № 296, при непрерывной эксплуатации скважин диапазон регулирования производительности добывающей установки ограничен, даже при наличии в составе оборудования СУ с ПЧ.

Если перейти к обобщению первого опыта практического внедрения КЭС, то следует отметить, что все 4 скважины эксплуатируются СУ с ПЧ типа «Электрон-05». 3 из них имеют в своем составе систему погружной телеметрии «Электрон-ТМС» и поэтому на них обеспечено автоматическое регулирование производительности УЭЦН в зависимости от притока жидкости в скважину.

Выбор продукции ЗАО «Электрон» не случаен. Из всех отечественных СУ с ПЧ, присутствующих сегодня на рынке, только СУ с ПЧ «Электрон-05» оказались способными реализовать КЭС без каких либо доработок, подтвердив лишним раз, что ЗАО «Электрон» не зря лидирует на рынке станций управления УЭЦН (60 %). Не все алгоритмы оказались оптимальными. Не все желаемые функции удалось реализовать.

Поэтому в настоящее время ЗАО «Электрон» совместно с ООО «Нефть XXI век» проводит модернизацию программного обеспечения контроллера СУ «Электрон-05», конечной целью которой является предельная функциональность СУ и полная автоматизация всех работ на скважине, начиная от освоения скважины и вывода ее на оптимальный режим, кончая проведением технологических операций по повышению нефтеотдачи пласта.

Одним из основных сдерживающих факторов при внедрении КЭС является то, что во многих Российских НК парк СУ с ПЧ мал и номенклатура их ограничена мощными станциями для высокодебитных скважин. Например: в ОАО «Юганскнефтегаз» самыми маломощными являются СУ с ПЧ «Электрон-05-800» мощностью 520 кВА, а в ОАО «Оренбургнефть» – «Электрон-05-250» мощностью 160 кВА, что в большинстве случаев превышает требуемую для реализации КЭС мощность СУ, иногда значительно. Естественно, что мощные СУ дороги.

В свою очередь, основным препятствием при принятии решения о закупке СУ с ПЧ для внедрения КЭС является их высокая стоимость. Хочу довести до Вашего сведения, что ЗАО «Электрон» освоило в 2005 году серийное производство СУ с ПЧ малой мощности «Электрон-05-32, 63, 75, 100» мощностью 20, 40, 47 и 63 кВА, соответственно. Отличительной особенностью данных СУ является весьма привлекательная цена, сопоставимая с ценой СУ для непосредственного пуска УЭЦН. Надеюсь, данное обстоятельство поможет скорейшему внедрению КЭС в промышленную практику, что позволит Российским НК снизить себестоимость добычи нефти.

Функциональные возможности современных СУ позволяют периодически считывать с них журналы событий, в которых сохраняются все параметры работы оборудования и эксплуатации скважины. Данная возможность существенно упрощает осуществление авторского надзора за скважинами, эксплуатируемыми с помощью КЭС. Журналы событий отправляются в нашу компанию по электронной почте, где они анализируются. По результатам анализа в НК высылаются рекомендации по изменению режимов эксплуатации добывающего оборудования и скважины.

В 2006 году ОАО «Оренбургнефть» планирует оснастить все скважины, эксплуатируемые с помощью КЭС, радиомодемами. Наличие радиоканала обмена информацией между скважиной и диспетчерским пунктом значительно упростит осуществление авторского надзора. В ближайшем будущем мы с помощью радиофицированной АСУТП планируем, не только осуществлять авторский надзор за скважинами, но и проводить через ИНТЕРНЕТ освоение скважин и вывод их на оптимальный режим в реальном масштабе времени.

Данная возможность позволит еще больше сократить срок вывода скважин на режим. Но и в настоящее время на всех четырех упомянутых скважинах, эксплуатируемых с помощью КЭС, продолжительность вывода на режим составила от 6 до 12 часов, что заметно меньше, чем при других способах механизированной добычи нефти. Такая возможность появляется благодаря особенностям КЭС, заключающейся в том, что производительность УЭЦН превышает дебит скважины в несколько раз

Общим для всех четырех скважин, на которых внедрена КЭС, является также то, что все они относятся к скважинам часто ремонтируемого фонда (ЧРФ) и имеют целый «букет» осложняющих факторов. Разработчики новой техники и технологий добычи нефти при проведении промысловых испытаний обычно сторонятся таких скважин. Мы же ничего не имеем против внедрения КЭС на скважинах из ЧРФ. Более того, работаем с ними абсолютно спокойно и готовы делать это дальше. Потому что, во-первых, именно в жестких условиях наиболее полно и убедительно проявляются преимущества КЭС. Во-вторых, требуется меньше времени для того, чтобы доказать одно из основных достоинств КЭС: увеличение МРП.

Все упомянутые скважины «роднит» и то, как они подбирались. С тем, чтобы минимизировать затраты при внедрении новой технологии, все скважины для КЭС выбирались из числа тех, которые в данный конкретный момент находились в ремонте по причине выхода из строя УЭЦН.

Естественно, что при таком подходе к выбору скважин-кандидатов на внедрение КЭС, они предварительно не исследовались. Достоверная информация об их параметрах часто отсутствовала. Это усложняло подбор оборудования для них. Но, главным недостатком подобного подхода является сложность получения объективных результатов от внедрения КЭС. Для их получения скважины перед внедрением КЭС необходимо исследовать. Прежде всего, нужно точно измерить дебит скважины и расход электроэнергии. Объективные данные о МРП, как правило, имеются.

Без сомнения, всем присутствующим будут интересны некоторые цифры, касающиеся экономической эффективности внедрения КЭС. Разрешите их привести:

1. Сокращение затрат на электроэнергию составит 4÷6 тысяч долларов США на одной скважине в год [1-3].
2. На примере увеличения МРП с двух до шести месяцев на скважине № 285, приведенном выше, можно показать, что количество ремонтов сократится с шести до двух в год, т.е. на четыре ПРС. При стоимости одного ПРС в 9÷10 тысяч долларов, снижение затрат на проведение ПРС составит 36÷40 тысяч долларов в год.
3. Стоимость ремонта погружного оборудования равна примерно 50 % от стоимости нового оборудования, которое составляет около 10 тысяч долларов. По данным предыдущего примера, снижение затрат на ремонт погружного оборудования в среднем будет равно 20 тысячам долларов.
4. При цене нефти на Российском рынке 7800÷8000 руб./т. и курсе доллара 27,9÷28 руб./\$, увеличение дебита скважины на 1 т/сут. увеличит выручку от продажи нефти более чем на 100 тысяч долларов на одной скважине в год. В приведенных выше примерах увеличение выручки от продажи нефти составит более 0,5 миллиона долларов на скважине № 2162 (увеличение дебита с 4 т/сут. до 9 т/сут.) и почти 1,5 миллиона долларов на скважине № 296 (увеличение дебита с 25 т/сут. до 39 т/сут.) в год. Если брать в расчет мировые цены на нефть, то результат будет еще более весомым.

Конечно же, приведенные цифры не являются строгим расчетом экономического эффекта от внедрения КЭС. Но они позволяют уверенно предположить, что усредненный экономический эффект будет исчисляться десятками тысяч долларов в год на одной скважине. Обратите внимание, что подобный результат достигается при внедрении КЭС на малodeбитных и среднедебитных скважинах.

Из всего сказанного выше можно сделать следующие выводы:

1. На примере четырех скважин, на которых внедрена КЭС, убедительно продемонстрирована достижимость основных заявленных достоинств КЭС. Главная из них – высокая экономическая эффективность. Значительное снижение себестоимости нефтедобычи достигается за счет увеличения объемов добычи нефти, увеличения МРП, сокращения расхода электроэнергии и сохранения стоимости оборудования на прежнем уровне.
2. С помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать УЭЦН не только среднедебитные скважины, но и малodeбитные – вплоть до дебита 5 м³/сут. по жидкости, что даже при высоких ценах на нефть в большинстве случаев является порогом рентабельности эксплуатации скважин. Со временем можно будет практически полностью отказаться от заслуженных, но архаичных УШГН. Их время прошло! Они бесперспективны!
3. Внедрение КЭС позволяет ослабить или полностью исключить отрицательные проявления всех основных осложняющих факторов. Благодаря КЭС удастся значительно увеличить МРП скважин, особенно из ЧРФ. Однако полностью исключить негативное влияние осложняющих эксплуатацию скважин факторов

только за счет внедрения КЭС можно не всегда. В подобных случаях, мы предлагаем нефтяным компаниям комплексный подход к решению подобных проблем, который основан на совместном использовании КЭС и других современных методов борьбы с осложняющими факторами.

4. Использование современных СУ с ПЧ дает возможность полностью автоматизировать эксплуатацию скважин не только в процессе эксплуатации, но и при освоении скважин и выводе их на оптимальный режим, а также при проведении технологических операций по повышению нефтеотдачи пласта. Внедрение современных АСУТП нефтепромыслов с радиоканалами для обмена информацией между скважинами и диспетчерским пунктом позволит существенно повысить эффективность автоматизации и реализовать концепцию «интеллектуальная скважина» в полном объеме.

В заключение хотелось бы сообщить Вам – уважаемые коллеги, о ближайших планах по дальнейшему внедрению КЭС. Как было сказано, КЭС впервые внедрена на скважинах нефтяных компаний «ТНК-ВР» и «Роснефть». Проявили интерес к новой технологии компании «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Русснефть», а также – производители УЭЦН, оказывающие сервисные услуги нефтяным компаниям: ЗАО «Новомет-Пермь», ОАО «АЛНАС» и ООО «Борец». Достигнута договоренность о внедрении КЭС в нескольких малых нефтяных компаниях Татарстана и Удмуртии, идут переговоры с компаниями Саратовской и Самарской областей.

Данные факты вселяют уверенность, что прогнозы по срокам внедрения и масштабам применения КЭС, приведенные выше, сбудутся.

Благодарю за внимание!

Литература.

1. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования. Территория НЕФТЕГАЗ. № 6, 2005.
www.neftegaz.info/neftegaz_arhive.html.
2. Кузьмичев Н.П. КЭС – новый подход к повышению рентабельности добычи нефти. Бурение и нефть. № 6, 2005.
www.burneft.ru/архив6.html.
3. Н. Кузьмичев. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях. Технологии ТЭК. № 4, 2005.
www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/archives.shtml.
4. Кузьмичев Н.П. Пути решения основных проблем механизированной добычи нефти. Территория НЕФТЕГАЗ. № 9-10, 2005.
www.neftegaz.info/neftegaz_arhive.html.
5. Кузьмичев Н.П. Рациональная разработка и эксплуатации месторождений нефти при кратковременной эксплуатации скважин. Доклад на конференции «Весь нефтегазовый комплекс». Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». Москва, 26-29 октября 2005 года.
6. Кузьмичев Н.П. Эффективная эксплуатация нефтедобывающего оборудования при кратковременной эксплуатации скважин. Доклад на конференции «Весь нефтегазовый комплекс». Секция «Оборудование для добычи нефти и газа». Москва, 26-29 октября 2005 года.
7. Кузьмичев Н.П. Преимущества кратковременной эксплуатации скважин при интенсификации добычи нефти. Доклад на конференции «Техника и технология добычи нефти – проблемы и пути их решения». Нефтеюганск, 16-18 ноября 2005 года.