

ОРЭ С ПРИМЕНЕНИЕМ АПК «СПРУТ» С УЭЦН



Необходимость использования технологий ОРЭ на многопластовых залежах, с одной стороны, и недостатки существующих компоновок ЭЦН-ШГН, с другой, вынуждают специалистов «Удмуртнефти» вести поиск более совершенных технологий. В 2010 году в компании прошли испытания технологии одновременно-раздельной добычи с применением АПК «Спрут» с УЭЦН. В результате была подтверждена возможность мониторинга в режиме реального

времени параметров каждого исследуемого объекта, а также получения информации о параметрах работы УЭЦН. Подтвердилась и экономическая эффективность испытываемого оборудования, что позволило признать результаты испытаний в целом положительными.

Фонд скважин «Удмуртнефти» составляет 3900 штук. Из них порядка 1100 скважин оборудованы УЭЦН, 3700 — УШГН, и около 100 скважин составляют прочий фонд (ОРЭ, электровинтовые насосы и штанговые винтовые насосы).

Большинство месторождений «Удмуртнефти» представлены многопластовыми залежами и включают несколько объектов разработки. Как правило, сегодня, не достигая проектных цифр по КИН, мы имеем высокообводненные пласты, и встает вопрос о рентабельности скважин. Одним

из решений является внедрение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

«Удмуртнефть» первой начала внедрять компоновки ОРЭ в компании «Роснефть». Наибольшее количество компоновок выполнены по традиционной схеме ЭЦН-ШГН (см. «Традиционная схема ОРЭ»).

Такие компоновки включают очень сложное оборудование, которое значительно влияет на межремонтный период, в том числе, из-за множества недоработок со стороны производителей. При этом оборудование примерно в три раза дороже, чем обычные УЭЦН. Поэтому встает вопрос поиска технологий, которые позволили бы упростить конструкции компоновок ОРЭ.

Формальная необходимость

В целом, применение ОРЭ мы условно делим на две категории: там, где присутствует формальная необходимость, и там, где существует необходимость технологическая. В 85% случаев «Удмуртнефть» использует ОРЭ именно по причине формальной необходимости, то есть там, где мы можем добывать нефть одним насосом. А спускаем два насоса.

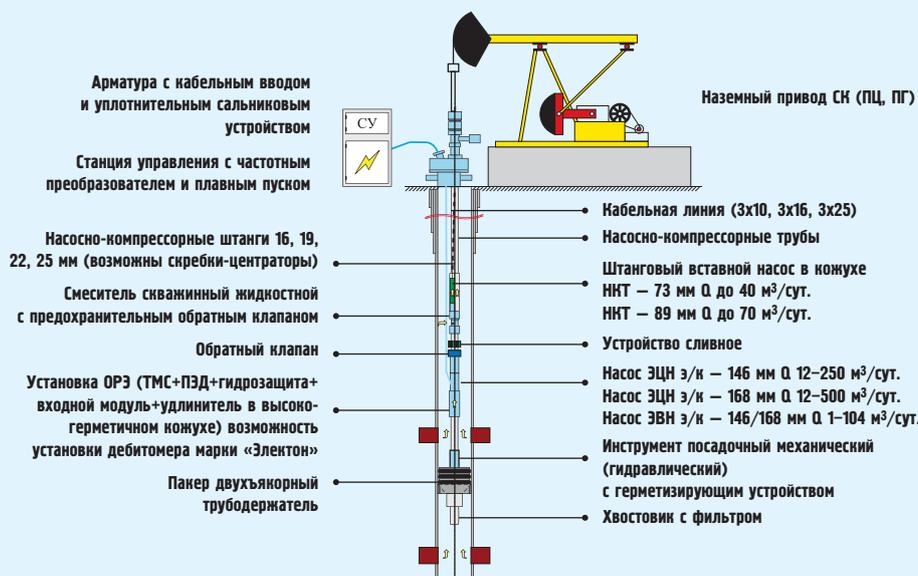
Почему это происходит? В 1996 году, в рамках действовавших тогда положений закона «О недрах», в «Удмуртнефти» на каждый объект разработки выдавалась отдельная лицензия внутри одного месторождения. Поэтому учитывать и нефть, и жидкость нужно было по каждому пласту.

Современные попытки объединить эти объекты не привели к успеху. Поэтому, имея между пластами расстояние всего 100 метров, одинаковые свойства по жидкости и по нефти, нам приходится эксплуатировать скважины двумя насосами (см. «Основные элементы ОРЭ»).

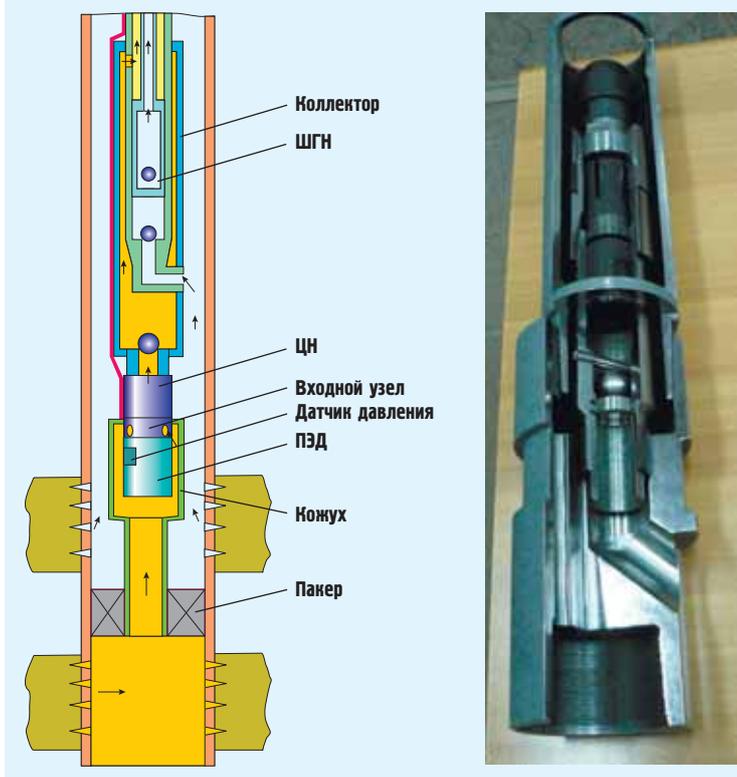
Недостатки компоновки ЭЦН-ШГН

Испытания существующего оборудования для ОРЭ позволили выявить ряд недостатков. Прежде всего, это повышенный

Традиционная схема ОРЭ



Основные элементы ОРЭ (УЭЦН-ШГН)



еще более увеличивает вероятность отказа оборудования.

ОРЭ + «Спрут»

В 2010 году мы испытали технологию ОРЭ с аппаратным комплексом «Спрут» с УЭЦН. Это

Традиционные схемы компоновок УЭЦН-ШГН включают очень сложное оборудование, которое значительно влияет на МРП

оборудование мы применяем там, где присутствует именно формальная необходимость внедрения ОРЭ. То есть там, где нет тех-

Сходимость данных, получаемых в результате испытания технологии ОРЭ с аппаратным комплексом «Спрут» с УЭЦН, достаточно высокая

нологической необходимости, — где не надо разделять потоки по разным насосам и нет ограничений по смешиванию жидкостей.

Получена возможность мониторинга в режиме реального времени температуры, давления, дебита и обводненности по каждому исследуемому объекту

Принцип работы данного оборудования следующий. С помощью геофизических приборов измеряются параметры каждого

Информация выводится непосредственно на СУ с возможностью вывода на удаленный пульт

пласта: через турбинку — дебит жидкости, через влагомер — обводненность скважины. Верхний прибор измеряет суммарные показания по обоим пластам.

Подтверждена экономическая эффективность испытываемого оборудования для ОРЭ с АПК «Спрут»

Технические характеристики геофизических модулей: диапазон измерения температуры — от 0 до 120°C, диапазон измерения давления — до 600 атм., произво-

Динамика МРП по ОАО «Удмуртнефть»

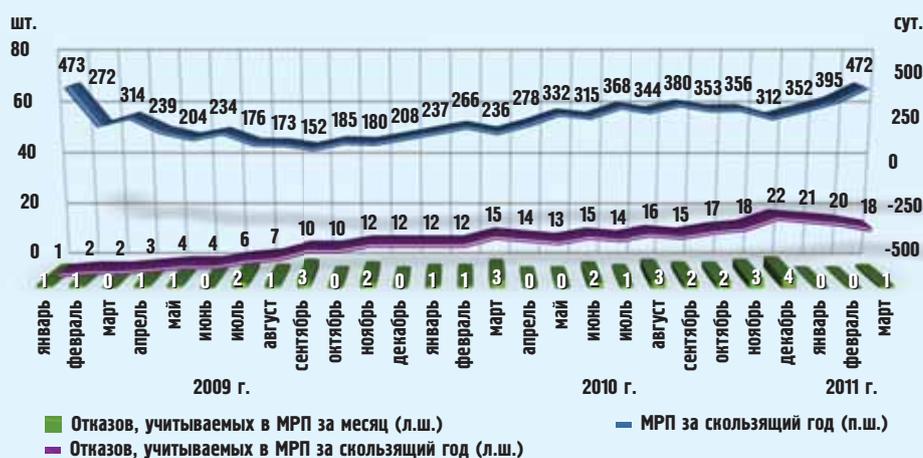


риск отказов. Сегодня в «Удмуртнефти» показатель МРП достиг 1080 суток (см. «Динамика МРП...»). При этом показатели МРП оборудования для ОРЭ намного ниже — 470 суток (см. «Динамика МРП ОРЭ»). Присутствие в компоновке двух насосов увеличивает вероятность отказа, соответственно, в два раза.

Также выявлен ряд конструктивных недостатков компоновки

ОРЭ с двумя насосами ЭЦН-ШГН (см. «Недостатки компоновки ОРЭ...»). В частности, полностью не решены проблемы, связанные со скважинными осложнениями. Поскольку мы не можем промыть нижний насос, приходится применять либо твердые ингибиторы, либо глубокие дозаторы. Это еще усложняет и без того сложную компоновку и, соответственно,

Динамика МРП ОРЭ



длительность — до 250 м³ в сутки, влагосодержание — заявленное от 0% до 100%, но при внедрении мы все-таки получили определенные ограничения.

Модуль телеметрии, который крепится к ПЭД, обеспечивает питание геофизических модулей,

прием данных ГИС, измерение вибрации 3D, измерение температуры и давления в ПЭД, измерение температуры и давления на приеме ЭЦН и передачу информации по силовому кабелю УЭЦН к наземному блоку телеметрии.

Наземный блок, имеющий графический дисплей, обеспечивает прием, архивирование и передачу информации при помощи GPRS, подключение к любым станциям управления, считывание данных на USB-флешку, цифровые и аналоговые дополнительные входы.

Испытания

Данное оборудование испытывалось на трех скважинах (см. «Информация по проведенным испытаниям»). В скважину 360 Мишкинского месторождения оборудование было спущено 16 августа 2010 года. Сейчас оборудование работает, проблем нет.

Спуск в скважину 4182 Лиственского месторождения состоялся 18 августа 2010 года. После спуска показания отсутствовали. Когда подняли оборудование, выяснилось, что произошло смятие геофизического кабеля, связанное с низким качеством работы бригады ТРС. В скважине 4273 Лиственского месторождения

Недостатки компоновки ОРЭ с двумя насосами (ЭЦН-ШГН)

№	Недостатки	Следствие
1	Повышенный риск отказа компоновки	Низкий МРП и СНО
2	Конструктивные недостатки, не доработаны ряд узлов	Отказы по манжетному уплотнению ШГН, отказы по кабельному удлинителю
3	Не решены полностью проблемы по борьбе со скважинными осложнениями	ЭЦН нет возможности промывать и подавать реагент на прием насоса
4	При содержании попутного газа (более 20%) на приеме насоса возникает проблема по стабильной работе ЭЦН	Отключения ЭЦН по «недогрузу», потери по нефти
5	Компоновка ОРЭ имеет ограничения, связанные с диаметром, тех. состоянием и кривизной эксплуатационной колонны	Не всегда устанавливается пакер, не все скважины подходят по темпу набора кривизны

Информация по проведенным испытаниям

Месторождение	№ скважины	Дата ключевого запуска	№ скважины	Прирост добычи, т/сут.			Показания приборов АПК «Спрут»			Примечание
				план	факт	+/-	план	факт	+/-	
Мишкинское	360	16.08.10	360	6,0	8,1	2,1	Да	Показания выводятся, корректные		
Лиственское	4182	18.08.10	4182	6,5	14,9	8,4	Да	Показания выводятся, корректные	После внедрения отсутствовали показания. 13-16.10.10 ТРС выявлено смятие геофизического кабеля. Сейчас оборудование работает, показания есть	
Лиственское	4273	07.09.10	4273	6,5	10,2	3,7	Да	Показания выводятся, корректные		
ИТОГО				6,3	11,1	4,7				

Поставщик оборудования – ИПЦ «ГИСМО» филиал ОАО НПФ «Геофизика» г. Уфа

оборудование работает нормально с 7 сентября 2010 года.

Сходимость данных, получаемых с данного оборудования, достаточно высокая. Коэффициент корреляции очень небольшой. Например, по скважине 4273 он находится в пределах 3%, хотя при внедрении были опасения, что и замер по жидкости собьется, и обводненность будет некорректно определяться. Однако на сегодня скважины до сих пор работают стабильно.

Результаты и выводы

При внедрении оборудования для ОРЭ с АПК «Спрут» мы зафиксировали отсутствие отказов по вине оборудования. Получена возможность мониторинга в режиме реального времени температуры, давления, дебита и обводненности по каждому исследуемому объекту с выводом информации непосредственно на СУ и с возможностью вывода на удаленный пульт.

Доступна также информация о параметрах работы УЭЦН — температура, давление масла, уровень вибрации ПЭД, замер сопротивления. В связи с тем, что в скважину спускается стандартный ЭЦН, появилась возможность проводить технологические операции (промывки и т.д.).

Подтверждена экономическая эффективность испытываемого оборудования. Данное оборудование намного дешевле, чем стандартное оборудование для ОРЭ.

В целом, результаты испытаний признаны положительными. Определены критерии применения оборудования при ОРЭ двух объектов. Так, расстояние между объектами разработки должно

быть не более 150 метров. Должна обеспечиваться возможность создания необходимой депрессии на два объекта стандартным УЭЦН или УЭВН.

Вязкость добываемой продукции и газовый фактор должны соответствовать возможности насосной добычи с помощью УЭЦН или УЭВН. Обводненность продукции рекомендуется менее 80% для снижения погрешности замеров.

Принято решение рекомендовать производителю оборудования его дальнейшее совершенствование в плане замеров обводненности и дебита по жидкости, а также предложить производителю согласовать с надзорными органами использование методики расчета дебита для раздельной эксплуатации каждого пласта с использованием данного оборудования. 



Уважаемые коллеги!

От имени международной группы системных интеграторов AAG (Automation Alliance Group) и её российского представителя ООО «Инсист Автоматика» прошу принять поздравления по случаю 20-летия ОАО «ЛУКОЙЛ».

Высокие требования ОАО «ЛУКОЙЛ» к промышленной и экологической безопасности производственных объектов, к техническому уровню, качеству и эффективности систем управления технологическими процессами во многом определяют нынешний уровень российской отрасли добычи и переработки нефти и газа и являются одним из стимулов развития компаний системных интеграторов в области промышленной автоматизации.

Мы высоко ценим возможность работать в качестве подрядчиков с профессиональной командой ОАО «ЛУКОЙЛ», с которой ещё в 90-е годы совместно создавались основы современной автоматизации объектов месторождений добычи нефти.

Сегодня, когда компания ОАО «ЛУКОЙЛ» успешно осваивает зарубежные рынки, Инсист Автоматика и партнеры по AAG готовы предложить сертифицированные услуги международного класса по созданию новейших систем управления технологическими процессами и информационных систем.

Мы искренне желаем всем членам коллектива ОАО «ЛУКОЙЛ» успехов в российских и международных проектах, крепкого здоровья, семейного благополучия и удачи.

*В.В. Моренко,
генеральный директор ООО «Инсист Автоматика»*