



АЛЕКСАНДР АФАНАСЬЕВ, Начальник службы по учету и подбору скважинного оборудования ОАО «Варьеганнефтегаз» ТНК-ВР

УЭЦН С ПАКЕРОМ: ОПЫТ ТНК-ВР



Технология применения УЭЦН с пакером, впервые испытанная в 2005 году, сегодня завоевывает все большую популярность. К концу апреля 2010 года действующий фонд скважин ЦДО «Варьеганнефтегаз», оборудованных ЭЦН с пакером, составил 50 штук. Учитывая перспективы данной технологии, руководство предприятия ставит цель довести их количество к концу года, как минимум, до 100 единиц.

В России, помимо ТНК-ВР, применению

технологии ЭЦН с пакером уделяют серьезное внимание и другие нефтяные компании. Думаю, что в недалекой перспективе она будет очень широко распространена, поскольку имеет ряд преимуществ по сравнению с другими существующими технологиями, среди которых простота конструкции, низкая металлоемкость, отсутствие деталей, подверженных быстрому абразивно-коррозионному износу, простота эксплуатации и ремонта, невысокая стоимость оборудования и низкие затраты на обслуживание. С учетом экономии на РИР, а также дополнительной добычи нефти за счет вывода скважин из бездействия расширение применения технологии добычи за счет УЭЦН с пакером входит в перечень стратегических инициатив «Варьеганнефтегаза» по увеличению прибыли компании.

Общий действующий фонд скважин «Варьеганнефтегаза», оборудованных УЭЦН, составляет 2100 скважин. При этом есть скважины, которые исторически ушли в бездействие по

историческую информацию и проводим геофизические исследования на бездействующем фонде с целью выявления тех скважин, которые попали в бездействие по при-

Экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет порядка 1 млн рублей на каждую операцию

причине обводненности. В настоящее время мы поднимаем всю ис-

Технология без отвода газа эффективна при газовом факторе до 180 м³/м³. С целью эффективной эксплуатации оборудования УЭЦН рекомендуется комплектовать систему диспергатором или мультифазным насосом

чине обводнения из-за негерметичности эксплуатационных колонн.

На сегодняшний день уже выявлены 74 перспективные скважины (см. «Перспективы технологии УЭЦН + пакер по ЦДО ВНГ»), на которых можно получить дополнительную добычу за счет применения технологии ЭЦН с пакером. На 2011 год составлен инвестиционный проект по выводу из бездействия 35 самых эффективных скважин, причем РИ проекта равносильно РИ проекта ГРП.

В случае неуспешности РИР, проводимых на скважинах, может потребоваться их повторное проведение. Экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет порядка 1 млн рублей на каждую операцию. Если рассматривать улучшение проекта по РИР и ЛНЭК за счет применения УЭЦН с пакером в целом, то индекс прибыльности проекта составляет 1,5, а срок окупаемости — меньше одного года.

В поисках пакера

Первым пакером, испытанным в 2005 году на скважине Ваньеганского месторождения, стал пакер производства компании «Сибгеотех». С этого момента началось применение данной технологии во всех российских нефтяных компаниях.

Наработка скважин с УЭЦН на отказ в то время была достаточно низкой, порядка 230–270 суток, поэтому применение данной технологии осложняло эксплуатацию

БЕЗ ОБРАТНОГО КЛАПАНА

Рассмотрим детально, как выглядит работа станции управления при установке обратного клапана. На рассматриваемой скважине, оборудованной УЭЦН с обратным клапаном, при газовом факторе 172 м³/м³ происходили постоянные срабатывания по ЗСП с изменениями токовых нагрузок, то есть отключение скважины.

На другой аналогичной скважине, оборудование которой не включало обратного клапана, при газовом факторе 174 м³/м³ токовые нагрузки имеют линейные характеристики, и загазованности насоса не происходит.

Нас удивило еще то, что при работе данной системы скважина почти сразу выходит на режим. В течение 13 минут давление со 147 атм. снижается до 35–37 атм. То есть, практически сразу создается депрессия на пласт, что ранее ограничивало испытания и работу данной технологии на скважинах с высоким выносом мехпримесей.

Но после того как были найдены технологии, которые обеспечивают даже не снижение, а прекращение выноса механических примесей из таких скважин, отказов по выносу мехпримесей не фиксируется.

и без того достаточно ненадежно-го оборудования, что влекло за собой дополнительные затраты на ремонт. В то время использовались, в основном, двухпакерные компоновки, которые не обеспечивали отбор всего потенциала скважин и должную глубину спуска.

Вскоре компания «Сибгеотех» распалась на несколько производственных единиц. Сам по себе пакер не представлял ничего сложного, и многие разработчики создали свои собственные модели, что позволило расширить конкурентную базу по производству оборудования.

Измерон

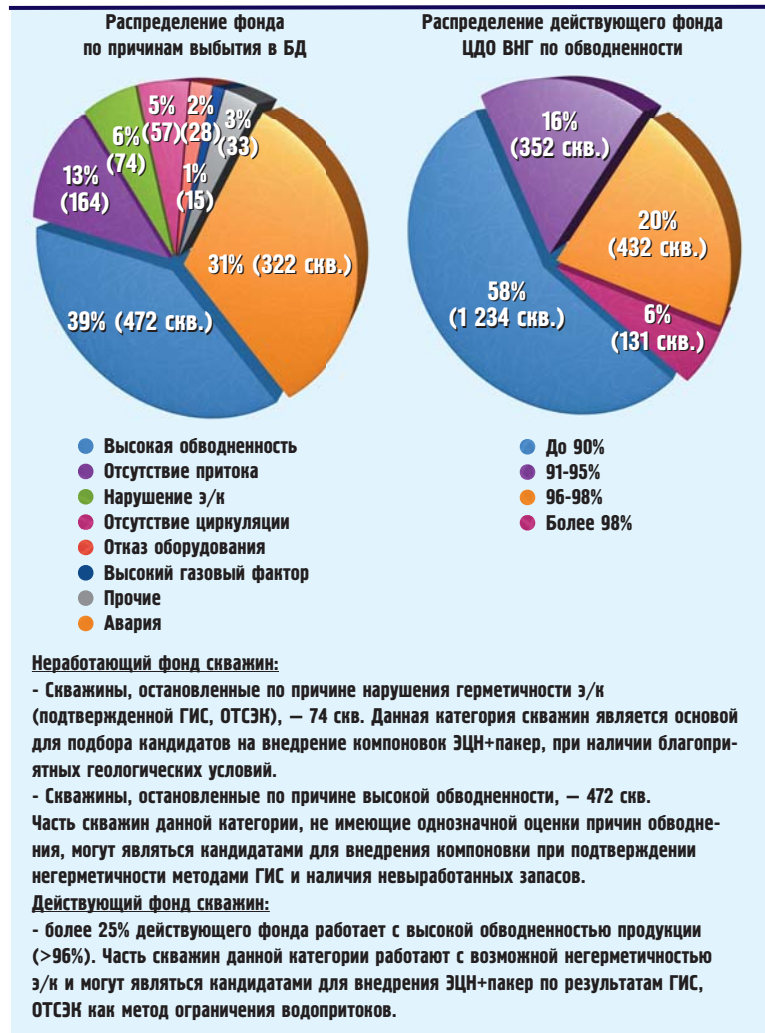
В 2008 году мы вернулись к испытаниям данной технологии и испытали оборудование производства компании «Измерон». Ее комплекс для добычи нефти ниже зоны негерметичности состоял не только из пакера, но и из струйного насоса.

К сожалению, «Измерон» тогда не представил нам расходные характеристики данного струйного насоса, в результате чего при последующем подъеме мы вынуждены были отказаться от его применения и испытали только лишь один пакер.

Единственным достоинством конструкции было то, что она больше всего походила на импортные аналоги. Кабель внутри пакера находился в герметичной маслonaполненной полости под давлением, а герметичное соединение кабеля и пакера осуществлялось посредством коннектора через муфту кабельного ввода.

Но данное конструктивное преимущество вследствие недоста-

Перспективы технологии УЭЦН + пакер по ЦДО ВНГ



точной надежности оборудования превратилось в недостаток комплекса, и именно по этой причине его испытания были признаны неуспешными. Мы вынуждены были отказаться от применения этой системы до тех пор, пока «Измерон» не выполнит требования на-

дежности и не обеспечит безотказную работу данного пакера.

Нефтегазтехника

Следующие испытания проводились с пакером компании «Нефтегазтехника», которая бы-

Наименование проектов	Эф- фект на 1 скв.	Кол. опер. на доб. скв. в 2011 г.	Добыча нефти в 2011 г. по проекту	Добыча нефти в 2011 г. (ДН-1 от скв. введенных в 2011 г.)	Удельные инвестиции на одну основную скв./опер.	Удельные инвестиции по проекту \$/bbl	Себесто- имость подъема (операц. расходы) на 2011 г.	Сумма инвестиций всего по проекту	NPV	PVI	IRR	PI	PP
	т/сут.	скв.	тыс. т	тыс. т	тыс. \$/скв.	\$/bbl	\$/bbl	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	%	ед.	лет
3	16	20	23	24	30	31	32	33	39	40	41	42	43
Р по ЛНЭК на БДФ ЭЦН+пакер на 35 скв.	7,1	35	45,8	45,8	156,41	3,93	3,1	5 474,30	3 346,10	5 212,30	138	1,64	1,4

ла создана ранее работавшем в «СибГеоТех» персоналом. Одним из недостатков данной системы

На скважинах с выносом мехпримесей в качестве подземного оборудования целесообразно использовать УЭЦН. С целью снижения срабатывания ЗСП не устанавливать обратный клапан

явилось то, что пакер был механический, осевой посадки, и для того, чтобы его распаковать, требовалось дополнительное количество кабеля под пакером.

При использовании оборудования производства НПФ «Пакер» и других пакеров, где механизм посадки является гидромеханическим, для перевода пакера из транспортного в рабочее положение лучше использовать извлекаемый клапан

Кроме этого, конструкция пакера включает дополнительные медные пластины, которые деформируются и вызывают проблемы с его извлечением. Наконец, герметизация

Использование струйных насосов в компоновке УЭЦН + пакер наиболее эффективно при расположении УЭЦН на расстоянии более 500 метров от пакера, из расчета рабочей характеристики струйного насоса

кабеля осуществлялась резиновыми уплотнениями и требовалась разделка кабеля с последующим сращиванием жил выше пакера.

При газовом факторе от 180 до 300 м³/м³ наиболее приемлема технология отвода газа через газоотводную трубку (полимерный армированный трубопровод) с внутренним диаметром от 8 мм до 15 мм

На нескольких скважинах были получены отказы по разгерметизации кабеля в сальниковом уплотнении, то есть резиновые уплотнения просто выдавило. Мы высказали компании «Нефтегазтехника» свои предложения по усовершенствованию конструкции. Они были приняты, и в на-

стоящее время испытания данной продукции продолжают.

Новые нефтяные технологии

Эту компанию также образовали выходцы из «Сибгеотеха». Она представила механический пакер осевой посадки, основным недостатком которого является необходимость наличия дополнительного места для посадки пакера, что может повлечь за собой механические повреждения кабеля при спуске и распаковке в случае недостаточной длины свободного хода длины кабеля.

Кроме того, для обеспечения работы компоновки со струйным насосом предусмотрены широкое проходное сечение пакера и пропуск вилки токовода без разделки брони с протаскиванием всей длины кабеля.

Таким образом, по ряду причин пакер конструктивно несколько потерял в своей надежности, и в двух случаях у нас часть сухарей пакера практически развалилась на устье после демонтажа при прохождении интервалов негерметичности.

Пакер

Следующей испытанной УЭЦН с пакером стала компоновка производства компании НПФ «Пакер». В отличие от предыдущих моделей, данный пакер является гидромеханическим. Для перевода пакера из транспортного в рабочее положение в данной конструкции нужно создавать давление, для чего используется обратный клапан.

По результатам испытаний, проведенных на фонде скважин с УЭЦН, выяснилось, что в скважинах с повышенным газовым фактором и низкими пластовыми давлениями иногда под обратным клапаном скапливается газ. Насос загазовывается и не может прокачать возникшую газовую пробку.

Вследствие этого пришлось несколько раз поднимать оборудование, и в результате расследования мы установили, что причиной остановки является загазованность насоса. Поскольку скважины были поглощающими и их невозможно было промыть, для того чтобы выдавить эту газовую проб-

ку и запустить скважины, пришлось проводить свабирующие.

Мы пришли к мнению, что, отказавшись от обратного клапана в конструкции пакера и используя извлекаемый клапан, мы снимем проблему с загазованностью насоса, что впоследствии и подтвердилось при испытаниях пакеров производства компании «Пакер». В последующей партии оборудования мы стали использовать извлекаемые клапаны, и теперь такой проблемы у нас нет.

Нужно отметить, что данные пакеры использовались с УЭЦН, которые были оборудованы либо мультифазными насосами, либо диспергаторами. Кроме того, на Ваньеганском месторождении мы использовали винтовые насосы в комплекте с пакером, потому что винтовые насосы очень хорошо работают с газом. В условиях высокого выноса механических примесей компоновка пакера с винтовым насосом обеспечивает достаточную надежность работы оборудования.

Итоги

Оценивая результаты испытаний технологии УЭЦН с пакером, следует также отметить, что по двум скважинам, на которых применялось оборудование компании «Измерон», был получен отрицательный результат. По компоновкам компаний «Новые нефтяные технологии» и «Нефтегазтехника» успешность составила 50%, а по решениям НПФ «Пакер» — 70%.

Следует оговориться, что работа оборудования осуществлялась без отвода газа, поэтому отобрать полностью потенциал всех скважин не удалось. Для решения данной проблемы на сегодняшний день в работе уже находятся две скважины, оборудованные газоотводными трубками, на которых удалось снизить давление на приеме до 30 атм. Данная технология имеет перспективы для дальнейшего развития. Кроме того, есть технологии применения ЭЦН с двумя пакерами и, соответственно, с двухтрубной эксплуатацией.

ОРЭ

Хорошие перспективы технология ЭЦН с пакером имеет так-

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: На чем спускается в скважину пакер с дистанционным управлением: на кабеле, на трубах?

А.А.: На НКТ. В одну из камер пакера подается давление, за счет которого он переходит из транспортного положения в рабочее и герметизирует один из интервалов. При этом мы получаем прямой замер параметров необходимого интервала продуктивности.

Николай КУЗЬМИЧЕВ, директор ООО «Нефть XXI век»:

Какие приводы применяются для управления клапанами: электрические, гидравлические, механические?

А.А.: Сегодня речь шла о гидравлических клапанах.

Н.К.: То есть, трубка нужна...

А.А.: Конечно.

Ремарка: Вообще-то разрабатывается два вида приводов — электрический и гидравлический.

А.А.: Во всем мире, в том числе, в таких компаниях, как Baker Hughes, Weatherford, Schlumberger, применяются гидравлические клапаны, в том числе, и на шельфовых месторождениях для технологий ОРЭ. В данном случае мы полностью переняли опыт иностранных компаний и адаптировали его к российским условиям.

Роман САХНОВ, начальник ОРМФ ООО «РН-Пурнефтегаз»:

Компоновка ЭЦН плюс пакер обеспечивает непрерывное разъединение пластов или только кратковременное?

А.А.: Первые испытания нам пришлось прервать из-за того, что произошел перегрев импульсной трубки — полимерного армированного трубопровода, от нагрева НКТ. Сейчас мы спустили оборудование с металлической трубкой. Сначала планируем сделать испытания на период замеров. Впоследствии, поскольку производитель говорит, что можно делать как кратковременное, так и непрерывное разъединение пластов, думаю, что это реально, поскольку во всем мире именно так и делается.

Р.С.: Каков диапазон применения данных компоновок по дебитам нижнего и верхнего пласта?

А.А.: Ограничений нет. Вы можете подобрать такое оборудование, чтобы при добыче 1000 м³ с обоих объектов разработки добывать из одного пласта (верхнего или нижнего — вы сами решите, какой из пластов будет основным) 950 м³, а остальное в периодическом режиме из второго. Если у вас два объекта разработки имеют соизмеримые дебиты, вы можете применять совместно и управляемый клапан, и управляемый пакер. То есть, вы не ограничены в своей фантазии.

Эдуард ТИМАШЕВ, начальник отдела ООО «СамараНИПИнефть»:

Мы в 2010-2011 годах тоже испытывали ОРД с электропакером и столкнулись с проблемой. Когда пакер отсекает нижний пласт, по верхнему пласту не хватает дебита и ЭЦН перегревается. Вы этот вопрос прорабатывали?

А.А.: Да, у нас периодическая эксплуатация — это обычный вид эксплуатации.

Э.Т.: И по верхнему, и по нижнему пласту?

А.А.: Без разницы. Вы просто должны для себя понимать, какой у вас пласт является основным, а какой — второстепенным, и применять технологию, которая бы обеспечивала непрерывную работу того пласта, по которому у вас идет больше жидкости.

Э.Т.: Мне кажется, это неправильная целевая задача. Надо на постоянную работу настраиваться, а не на периодику. Нужно продумывать данный вопрос, и мы этим сейчас занимаемся.

А.А.: На сегодняшний день многие компании выпускают оборудование, например, Schlumberger и Centrilift выпускают широкую линейку центробежных насосов, диапазон работы которых достаточно широк. Вы можете, если вас устраивает именно постоянная эксплуатация, закупая пусть не российское, а импортное оборудование, применять его в широком диапазоне дебитов с использованием частотного привода.

же применительно к одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). В настоящее время испытания пакера, управляемого в процессе ОРЭ с устья скважины, проходят на Ваньеганском месторождении. Данная технология обеспечивает получение прямого замера на устье скважины обводненности и дебита одного из совместно эксплуатируемых пластов. Она является наименее затратной и наиболее эффективной по сравнению с другими технологиями ОРЭ.

В системах ОРЭ на основе пакера с гидроприводом ЭЦН расположен между двумя пластами, которые могут эксплуатироваться совместно. При этом в зависимости от расположения пакера

отдельно может эксплуатироваться либо верхний, либо нижний пласт.

Еще одна интересная тема, относящаяся к использованию ЭЦН с пакером, состоит в применении совместно с пакером дистанционно управляемого клапана для разделения продукции двух объектов разработки при ОРЭ и, соответственно, ее раздельного замера на устье скважины. Потенциал по развитию данной технологии в компании составляет более 500 скважин. На сегодняшний день она используется такими известными компаниями, как Baker Hughes, Weatherford, Schlumberger, Halliburton.

На первом этапе мы планируем использовать в данной техно-

логии импортные клапаны, но уже сегодня работы в данном направлении ведутся и в России, в том числе, в компаниях

При газовом факторе свыше 300 м³/м³ наиболее эффективным решением является отсечение интервала негерметичности двухпакерной компоновкой и, соответственно, двухтрубная эксплуатация скважин

НПФ «Пакер», «Новые нефтяные технологии», «Югсон-Сервис», «Лифт Ойл». Надеюсь, что уже в ближайшее время их разработки позволят нашей компании обеспечить дополнительную добычу нефти. 