



ШАМИЛОВ Фаат Тахирович

Инженер-технолог службы разработки скважинных технологий (СРСТ) НПФ «Пакер»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ С ПАКЕРНО-КЛАПАННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ НА ОСЛОЖНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Для работы на фонде скважин, осложненном Дмехпримесями, высоким газовым фактором, солеотложениями, АСПО, НПФ «Пакер» разработал специальное пакерно-клапанное оборудование. Среди текущих и перспективных разработок компании можно выделить клапаны, позволяющие осуществлять прямую промывку ЭЦН, клапаны для отвода газа, муфту разъемную гидравлическую, инструмент посадочный гидравлический, компоновку для внутрискважинной перекачки жидкости, разбуриваемый пакер, компоновку с гидравлическим якорем.

При традиционной схеме размещения ГНО создается искусственный барьер, который уменьшает площадь фильтрации нефтяного слоя. В результате в ПЗП образуется воронка, а в стволе скважины происходит разделение на три составляющие: газ, нефть и воду. Перед приемом насоса в стволе скважины образуется водяной столб, в результате чего обводненность добываемой жидкости превышает обводненность по пласту.

Для достижения обводненности продукции скважин, равной обводненности по пласту, были предложены и внедрены на условиях опытно-промышленной эксплуатации компоновки, состоящие из узла разъединения ИПГ или ИПМ, пакера с двумя механическими якорями ПРО-ЯТО или ПРО-ЯДЖ-О, обеспечивающими автономную работу, и клапанов перепускных газовых (КПГ). Также в состав компоновки входит заглушка, предназначенная для сбора и удержания мехпримесей.

ПРИНЦИП РАБОТЫ КПГ

Глубина установки клапанов пакера подбирается расчетным способом с помощью специально разработанной методики. Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, верхний КПГ закрыт при давлении в НКТ большем, чем в затрубном пространстве под пакером. После запуска насоса в процессе эксплуатации под пакером скапливается выделившийся

ся попутный газ и создает давление, превышающее забойное давление над пакером. КПГ открывается и происходит перепуск газа. Таким образом, в моменты открытия и закрытия верхнего КПГ возникают небольшие по величине периодически повторяющиеся импульсы давления. В циклически работающей системе такие импульсы будут стремиться перейти в гармонические колебания. Возникнет небольшое раскачивающее воздействие, которое, учитывая размеры частиц кольматирующего материала (менее 1 мм), приведет к тому, что ранее закольмированные не работающие, но содержащие нефть капиллярные каналы откроются, и через них начнет протекать жидкость. А это, в свою очередь, приведет к увеличению общего объема поступающей в ствол скважины жидкости.

Нижний КПГ установлен ниже подошвы пласта. Он открывается, когда давление столба жидкости становится меньше пластового давления. Добываемая жидкость меняет направление движения из пласта в ствол скважины, достигается эффект обратной воронки, которая увеличивает площадь фильтрации нефтяного пропластка (рис. 1, а).

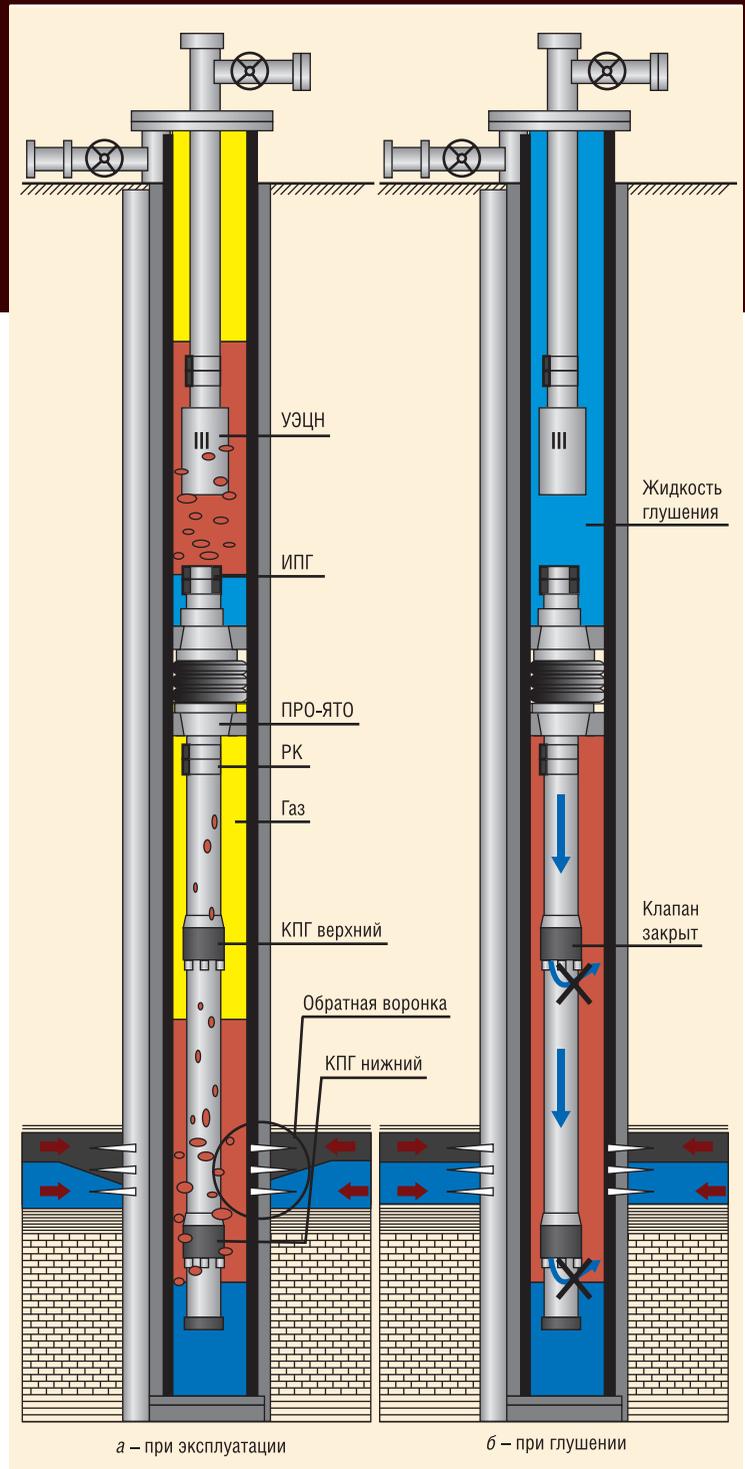
При смене ГНО перепускные клапаны КПГ выполняют функцию клапанов-отсекателей и предохраняют ПЗП от попадания жидкости глушения (рис. 1, б).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Высокий газовый фактор на ряде месторождений осложняет механизированную добычу нефти, а на некоторых – и вовсе делает ее невозможной. Применение различных диспергаторов и газосепараторов позволяет отвести газ в затрубное пространство, однако при этом давление газа может достигать величин, вытесняющих жидкость, что ведет к остановке насоса, а зачастую и к отказу ПЭД (рис. 2, а).

Коллектив НПФ «Пакер» разработал методику и оборудование использования попутного газа для улучшения технико-экономических показателей работы скважинного оборудования.

Рис. 1. Работа верхнего и нижнего клапанов КПГ в компоновке 1ПРОК-УОА-1



При правильном расчете глубины установки клапанов сброс газа осуществляется порциями путем перепуска через открывающиеся клапаны. Эти порции газа, растворяясь в столбе жидкости, снижают его вес, что вызывает эффект газлифта, то есть увеличивает подачу УЭЦН, позволяет добиться эффективного отвода газа, а также сократить удельные энергозатраты на подъем жидкости (рис. 2, б). В результате газ, который ранее служил осложняющим фактором, начинает способствовать улучшению работы оборудования.

Динамика давления в буферном и затрубном пространствах по нескольким скважинам свидетельствует о его изменении в соответствии с закрытием и открытием клапанов (рис. 3).

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ С УЭЦН

Более половины отказов ГНО происходит из-за засорения рабочих органов насоса или отложения на них солей. При этом обратная промывка скважины зачастую не дает нужного эффекта, к тому же произвести ее не всегда бывает технически возможно. Для решения этой задачи НПФ «Пакер» разработал и производит клапан обратный трехпозиционный КОТ-93. Он открывает канал для прямой промывки (рис. 4).

ОПИ компоновки, которая включала КОТ-93 в своем составе, дали положительный результат: благодаря произведенной прямой промывке установку вновь удалось запустить (рис. 5 и таблица).

ОТВОД ГАЗА ИЗ ПОДПАКЕРНОГО ПРОСТРАНСТВА

Сегодня получают распространение технологии изоляции нарушения эксплуатационной колонны с помощью пакеров. Применение этой технологии предполагает эффективный отвод газа из подпакерного пространства. Одним из способов решения этой задачи служит использование клапана КПЭ. Специалисты НПФ «Пакер» разработали методику, позволяющую рассчитать и оценить возможности применения клапана как способа отвода газа. Дру-

гим способом решения данной проблемы является использование импульсных трубок в качестве канала для отвода газа. Так, в пакере предусмотрены два дополнительных канала, в которых можно разместить импульсные трубки.

Рис. 2. Прорыв газа на приеме насоса и установка с использованием клапанов КПЭ

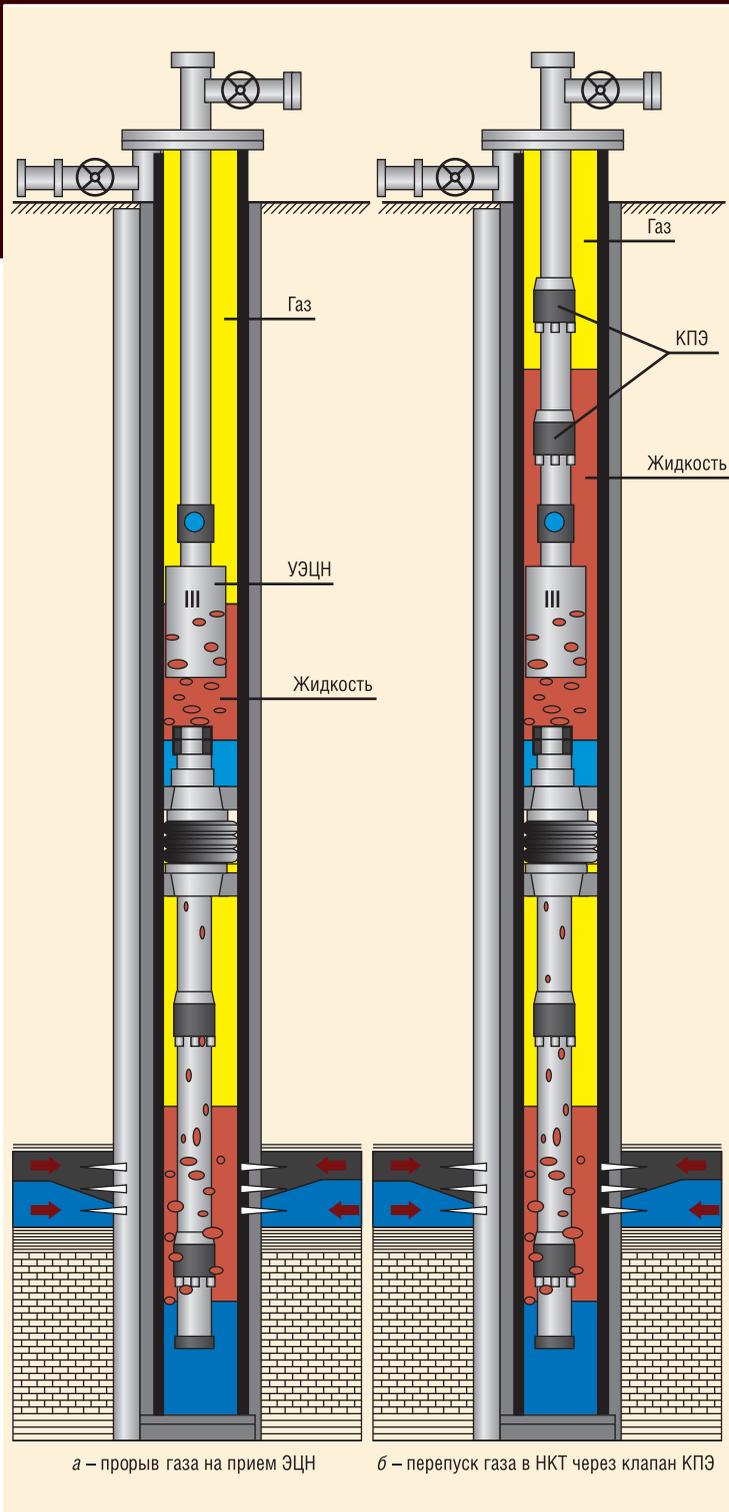
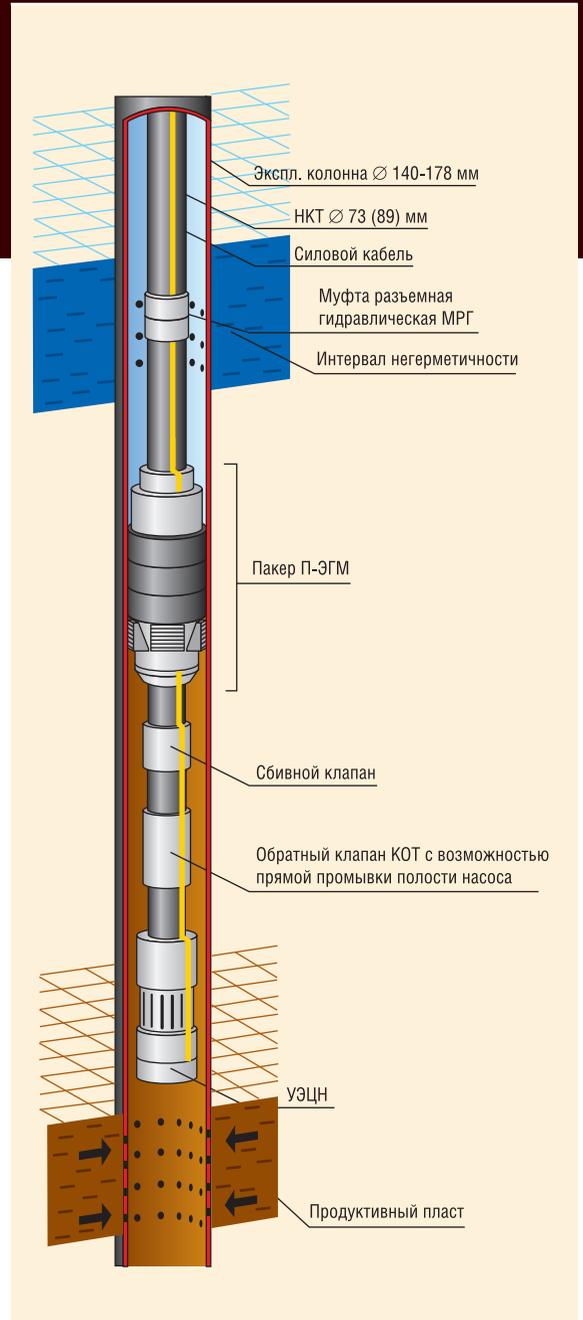


Рис. 5. Пакерная компоновка с клапаном КОТ-93 в составе

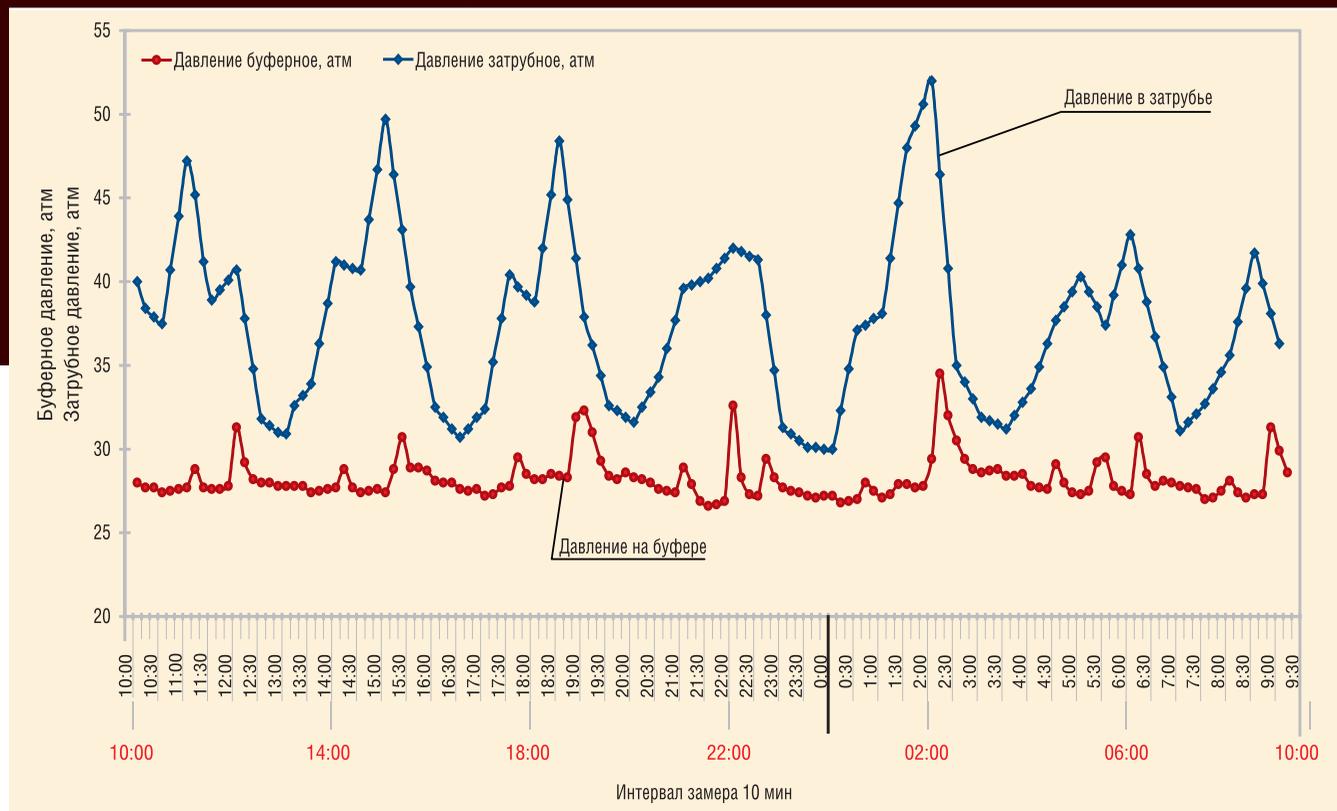


компоновки с отводом газа из подпакерного пространства с помощью клапана КПЭ. Две из трех установок выведены на запланированный режим, произведены расчеты еще для четырех скважин.

При осложнениях со скважинным оборудованием и колонной НКТ разъединять их в месте установки позволяет разъемная гидравлическая муфта МРГ-89. Ее применение уменьшает риск возникновения тя-

По данным на конец 2010 года, на скважинах с газовым фактором более 250 м³/т было внедрено три

Рис. 3. Изменение давления в буфере и затрубном пространстве после внедрения технологии



желых осложнений со скважинным оборудованием. Муфта приводится в действие сбросом шара и созданием давления в НКТ, равного 5,0 МПа (рис. 6).

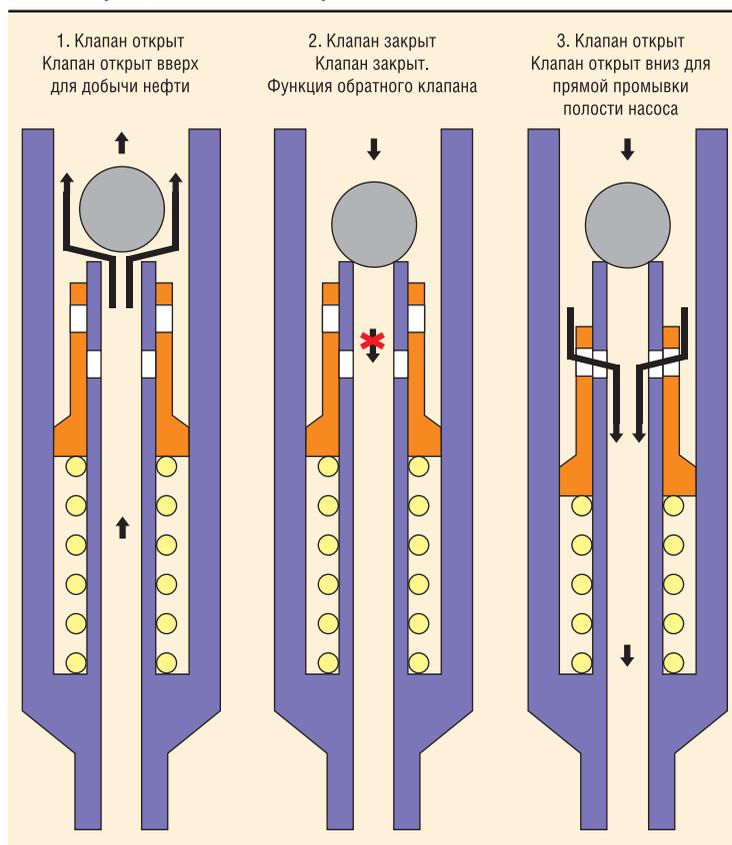
КОМПОНОВКА ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ

Адресное воздействие на продуктивные пласты, закачка жидкостей, близких по составу к пластовым, оптимизация системы водоводов в настоящее время относятся к важным задачам поддержания пластового давления, сокращения энергозатрат и повышения КИН. Значение перечисленных задач также определяется растущей долей ТИЗ в структуре остаточных запасов нефти, залегающей в неоднородных коллекторах с пониженной проницаемостью, что требует индивидуального подбора объема, давления и цикла закачки.

Одним из способов решения вышеперечисленных задач служит внутрискважинная перекачка (ВСП). Технология ВСП позволяет производить адресное воздействие на пласт, регулировать объем и давление закачки, а также сократить затраты на строительство новых водоводов и КНС.

Разработанные компоновки НПФ «Пакер» для ВСП позволяют: производить перекачку как с нижнего пласта в верхний, так и с верхнего пласта в нижний; защитить эксплуатационную колонну от воз-

Рис. 4. Принципиальная схема работы клапана КОТ-93



| Результаты ОПИ пакерной компоновки 1ПРОК-ИВЗ-1 | | | | | | |
|---|--------------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|-----------------|---|
| Компоновка: УВНН5-59-1500; клапан КОТ-93; сбивной клапан; пакер П-ЭГМ-122; МРГ-89 | | | | | | |
| Действие | Q _ж , м ³ /сут | P _{пр} , атм | T _д , °С | P _{бурф} , МПа | Загрузка ПЭД, % | Примечание |
| Пуск | - | 164 | 59 | 6 | 32 | Подача сразу |
| Через 1 ч | 28,8 | 119 | 65 | 3 | 38 | В работе |
| Через 9 ч | 42 | 120 | 64 | 3 | 31 | В работе |
| Через 12 ч | - | 135 | 92 | 2 | 19 | Стоп, нет подачи |
| Принято решение произвести закачку нефти методом прямой промывки | | | | | | |
| Начало | - | 134 | 62 | 2 | - | Прокачка минимальным расходом при 100 атм |
| Через 15 мин | - | 194 | 62 | - | - | Прокачка минимальным расходом при 100 атм |
| Через 30 мин | - | 224 | 62 | - | - | Прокачка минимальным расходом при 100 атм |
| Через 1,5 ч | - | 253 | 61 | - | - | Давление закачки 100 атм. Прокачали 1 м ³ . Пуск УЭЦН |
| Пуск | - | 165 | 60 | - | 53 | Опрессовка ГНО. P _{бурф} с 20 атм за 30 с поднялось до 80 атм |
| Через 15 мин | - | 136 | 70 | 10 | 25 | Стоп, нет подачи |
| Принято решение произвести закачку тех. жидкости методом прямой промывки | | | | | | |
| Начало | - | 134 | 59 | - | - | P прокачки на агрегате – 100 атм |
| Через 15 мин | - | 135 | 58 | - | - | P прокачки – 150 атм, закачено примерно 150 л, агрегат остановлен, P на агрегате – 150 атм. Клапан не открывается |
| Через 15 мин | - | 135 | 58 | - | - | Агрегат стоит, P на агрегате – 150 атм. Клапан не открывается |
| Произвели два раза повышение давления до 150 атм и стравливание до 0 атм. Клапан открылся. Давление закачки 100 атм | | | | | | |
| Через 30 мин | - | 205 | 64 | - | - | Прокачка при 100 атм |
| Пуск, вывод на режим | 71,4 | 99 | 73 | 25 | 59 | Вышла на режим |

действия закачиваемой жидкости; минимизировать число СПО при внедрении оборудования.

В состав КПО входит пакер с кабельным вводом П-ЭГМ, клапан закачки управляемый КЗУЭ и муфта разъемная гидравлическая МРГ (рис. 7).

Данная технология применяется в случаях, когда для обустройства системы ППД необходимы значительные капитальные затраты. В частности, компоновка была внедрена на скважине со следующими параметрами: ЭЦН-80-1700, Q_ж – 114 м³/сут. при устьевом давлении 35 атм, ННО – 185 сут. Из расчета на 15 лет чистый дисконтированный доход составляет 40 млн руб., срок окупаемости – менее года, индекс доходности – 1,6.

ПАКЕР РАЗБУРИВАЕМЫЙ

Использование пакера разбуриваемого для эксплуатации и проведения технологических операций ПРЗ с ИУГ позволяет произвести отсечение нижележащего пласта, быстро и с минимальными затратами исключить его из разработки. Для внедрения этого пакера достаточно расстояния между пластами, равного 1 м (рис. 8).

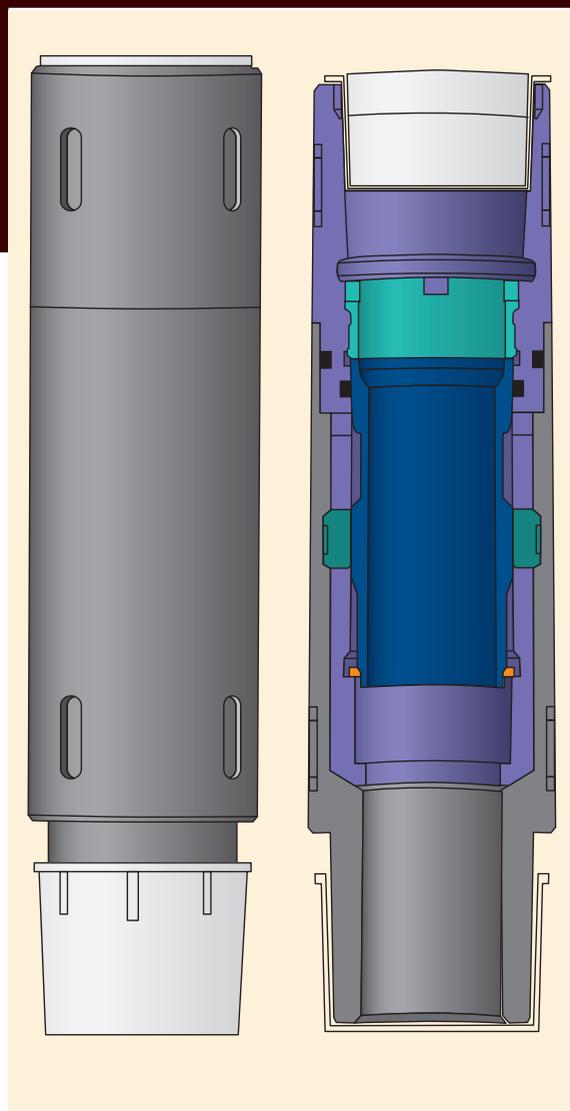
Пакер разбуриваемый применяется для изоляции зоны проведения ремонтных работ; проведения РИП

выше или ниже зоны установки пакера; герметично-го разобщения ствола скважины в интервале от одного метра.

К его преимуществам относятся: простая установка путем создания избыточного давления; герметичность после установки; малая длина разбуриваемой части; хорошая разбуриваемость применяемых материалов; а также возможность довести изоляционный раствор с последующей прокачкой под пакер.

ОПИ пакера разбуриваемого были произведены в июне 2010 года на скважине № 3808 Ромашкинско-го месторождения ООО «Татнефть-АзнакаевскРем-Сервис» при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной. Установка пакера была произведена на глубине 1295 м с поэтапным повышением давления до 60, 170 и 220 атм. После вызова циркуляции была произведена закачка цементного раствора и его продавка в заколонное пространство. Расстыковка инструмента установочного гидравлического ИУГ-114 произведена натяжением колонны НКТ сверх собственного веса на 3,5 т. По окончании ОЗЦ произведено разбуривание ПРЗ-120 трехшарошечным долотом с забойным двигателем Д-105 в интервале 1295,0-1295,6 м с нагрузкой 0,8-1 т при давлении 50-70 атм.

Рис. 6. Муфта разъемная гидравлическая МРГ-89

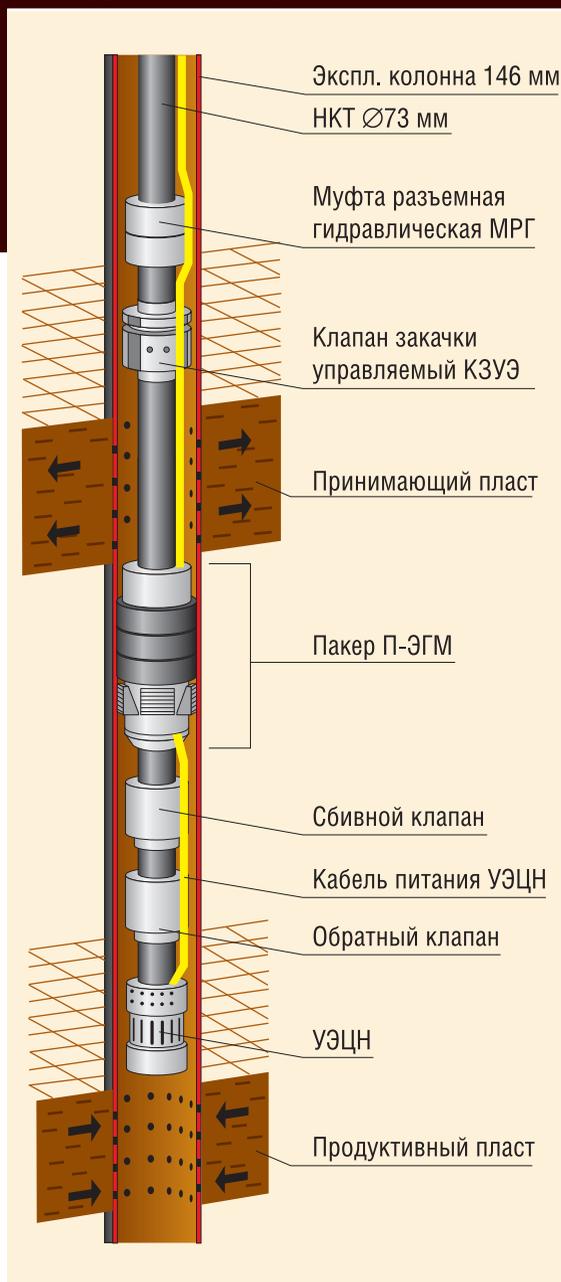


Применение пакера, согласно мнению специалистов «Татнефть-АзнакаевскРемСервис», характеризуется удобством транспортировки, монтажа, герметичностью сверху и снизу после установки, малой длиной разбуриваемой части, отсутствием «проворота» ПРЗ при разбурировании.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ ООО НПФ «ПАКЕР»

Специалисты НПФ «Пакер» разработали компоновку с гидравлическим якорем, через который проходит кабель УЭЦН. Якорь будет играть роль опоры на скважинах, где ЭЦН спускается на значительные глубины. Поскольку в заглушенной скважине вес

Рис. 7. Компоновка подземного оборудования для внутрискважинной перекачки 1ПРОК – ВСПНВ-1



НКТ уменьшается, резьбы могут выдержать эту нагрузку. Но при запуске ЭЦН происходит снижение динамических уровней, и в газовой среде вес подвески увеличивается. Гидравлический якорь зацепляется за эксплуатационную колонну и предотвращает ее обрыв.

Компонование оборудования в данном виде пока не внедрено и предлагается специалистам для рассмотрения и обсуждения (рис. 9). ✓

Рис. 8. Пакер разбираемый для эксплуатации и проведения технологических операций ПРЗ с ИУГ

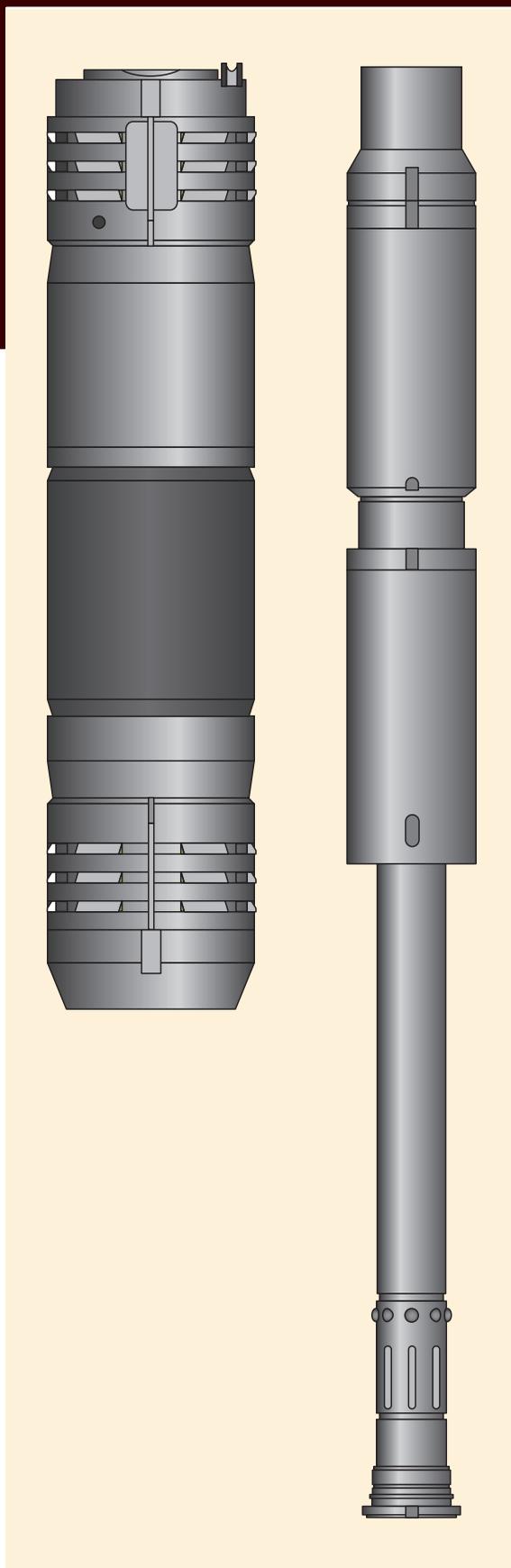
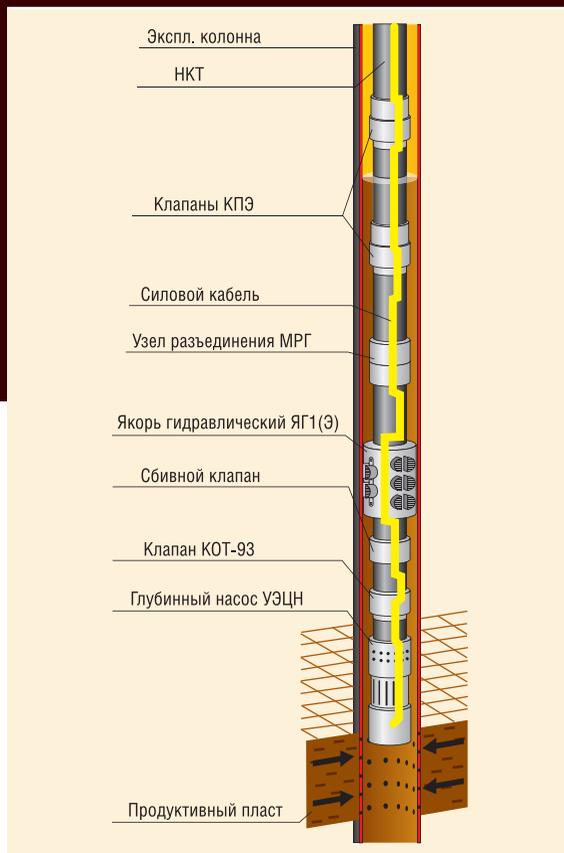


Рис. 9. Схема применения якоря гидравлического ЯГ1(Э) с погружным насосным оборудованием



ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Фаат Тахирович, ведется ли при использовании Ваших компоновок для ВСП учет перекачиваемой жидкости?

Фаат Шамилов: Да, конечно. На одной из опытных скважин внедрена система погружной телеметрии ТМСР, данные по расходу давления и температуре поступают в режиме реального времени с заданной периодичностью. Проверку и подтверждение показаний произвели спуском расходомера на геофизическом кабеле внутрь НКТ ниже клапана КЗУЭ.

Вопрос: Возможна ли установка оборудования для подачи ингибитора при использовании пакерной компоновки по технологии ВСП?

Ф.Ш.: Установка специального оборудования, осуществляющего подачу реагента, возможна. В частности, один из вариантов можно осуществить посредством армированной полимерной трубы с электрическими проводниками (шлангокабеля), где три жилы используются для УЭЦН, а четвертая представляет собой полую трубку, которую можно провести через пакер и напрямую через нее подавать реагент. Ингибитор при этом обеспечит защиту внутренней стенки НКТ и насоса.

Вопрос: Готовы ли Ваши компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 для эксплуатации скважин электропогружным насосным оборудованием с интервалами негерметичности эксплуатационной колонны выше продуктивных пластов с отводом газа из подпакерного пространства к промышленной эксплуатации?

Ф.Ш.: Да. Чтобы запустить их в промышленную эксплуатацию, нам нужно на основе скважинных данных (заполненного опрессовочного листа) произвести расчеты, определить скважины, в которых может работать клапан КПЭ или требующие вывода газа по скважинной капиллярной трубке.