



НОВИНКИ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРД И ОРЗ

ШАМИЛОВ Фаат Тахирович

Инженер службы разработки скважинных технологий «НПФ «Пакер»

Несмотря на то что многие компоновки ОРЗ производства НПФ «Пакер» уже стали традиционными для добывающих предприятий, специалисты компании не останавливаются на достигнутом. Вниманию читателей предлагаются новые компоновки ОРД, ОРЗ и ОРДиЗ, ОПИ которых запланированы на летние месяцы 2012 года. Помимо этого, в статье представлена оригинальная схема для внутрискважинной перекачки, применение которой особенно актуально в условиях малых, обособленных месторождений.

КОМПОНОВКИ ДЛЯ ОРД

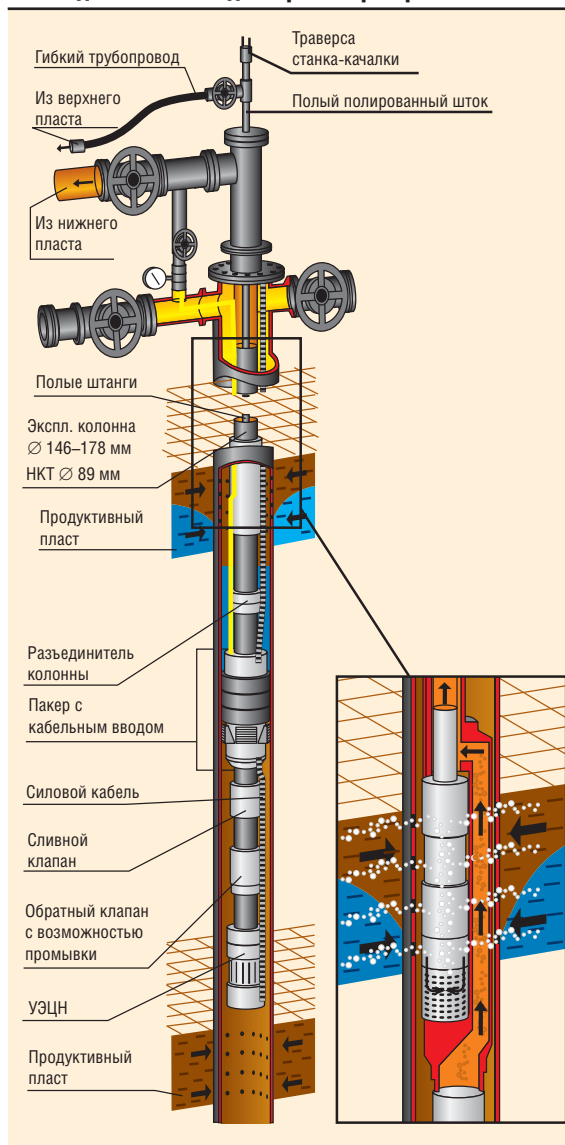
Каждой разработанной НПФ «Пакер» компоновке ОРД соответствует собственный код. Так, например, однопакерная компоновка ОРД ЭЦН + СШН с возможностью отвода газа из подпакерного пространства по импульсной трубке называется 1ПРОК-ОРДЭШГ-1 (рис. 1). Суть данной технологии заключается в разобщении пластов пакером с кабельным вводом и последующим отбором скважинной жидкости из нижнего пласта при помощи УЭЦН. В верхней части пакера устанавливается байпасная система, в которой установлен СШН (вставной или трубный). Жидкость с нижнего пласта добывается УЭЦН и по байпасной линии (параллельно СШН) направляется в основной лифт НКТ. А из верхнего пласта откачивается СШН и направляется в основной лифт НКТ либо жидкость верхнего пласта транспортируется по полым штангам. При этом продукцию пластов можно как смешивать, так и производить подъем раздельно. Отвод газа из-под пакера с кабельным вводом П-ЭГМ осуществляется по специально разработанной импульсной трубке. Импульсная трубка выводится на устье скважины или в лифт НКТ на расчетной глубине. Применяемые в компоновке импульсные трубки разработаны ООО «ИК «Инкомп-Нефть». Глубина, на которой будет работать трубка, рассчитывается с применением разработанного нами программного продукта.

При монтаже пакера с кабельным вводом и импульсной трубки сначала на каждую муфту устанавливаются клямсы и специальное оборудование для вывода через устьевую арматуру, а затем осуществляется врезка в буферную линию или пробоотборник (рис. 2).

Эта технология успешно прошла ОПИ в двух скважинах «Варьеганнефтегаза» и рекомендована к тиражированию. При этом мы поставляем все оборудование компоновки в комплекте как основной поставщик.

Не менее перспективной представляется компоновка 1ПРОК-ОРДУК-1с возможностью управления клапаном (рис. 3). Принцип ее действия следующий: с помощью пакерно-клапанной компоновки разобщаются пласты, над кровлей и под подошвой каждого пласта устанавливаются клапаны для одностороннего пере-

Рис. 1. Компоновка для ОРД 1ПРОК-ОРДЭШГ с отводом газа из подпакерного пространства



пуска жидкости из пласта в НКТ, за счет чего полностью исключается взаимовлияние пластов. В процессе ревизии ГНО жидкость глушения или промывочная жидкость также не будут влиять на призабойную зону пластов.

Управление клапаном для отключения либо подключения верхнего пласта осуществляется по импульсной трубке на устье скважины. За счет внедрения таких компоновок снижается обводненность продукции пластов.

Рис. 2. Монтаж пакера с кабельным вводом и импульсной трубки

При открытом клапане осуществляется отбор смешанной продукции обоих пластов одним УЭЦН, можно проводить замеры основных показателей (дебит, обводненность, пластовое и забойное давление). При закрытом клапане приток жидкости происходит только с нижнего пласта. Также выполняются замеры пластовых параметров нижнего пласта и параметры верхнего пласта (пересчетом). ОПИ компоновки запланированы на сентябрь текущего года.

Дальнейшим развитием описанной выше технологии стала компоновка 1ПРОК-ОРДУК-2 (рис. 4). Управление клапаном в данном случае будет производиться не насосом на устье скважины, а изменением давления в лифте НКТ. Например, при буферном давлении в 15 атм мы создаем давление в 30 атм, за счет чего клапан переключается и отсекает нижний пласт. При повторных манипуляциях с давлением клапан открывается и обеспечивается добыча из двух пластов. При этом также полностью исключено влияние верхнего пласта на нижний. Замер дебита верхнего пласта производится стандартными методами после отсечения нижнего, а нижнего — путем пересчета. ОПИ компоновки запланированы на сентябрь этого года.

Внедрение любых новых технологий, двухпакерных или трехпакерных, т.е. использование дополнительного оборудования, всегда подразумевает проведение осложненных ремонтов по его извлечению. Все компоновки НПФ «Пакер» комплектуются так называемыми узлами безопасности, которые позволяют в случае, например, прихвата пакера извлечь компоновку по частям.

Для обеспечения герметичного подвижного соединения пакеров с УЭЦН в компоновке 1ПРОК-ОРДУК-2 присутствует разъединитель колонны, позволяющий сначала спустить и установить автономно пакерно-клапанную компоновку на технологических НКТ, а затем вторым спуском произвести спуск УЭЦН с управляемым клапаном и выполнить герметичную подвижную стыковку с пакерно-клапанной компоновкой. Герметично-подвижный ход в 1,5 м компенсирует измене-

ние длины НКТ в процессе эксплуатации, вибрации УЭЦН не передаются на пакер, что обеспечивает его более эффективную работу и позволяет проводить ревизию УЭЦН без подъема пакерной компоновки.

В 2ПРОК-ОРЭ-1 замер основных геолого-технических параметров работы каждого из пластов можно производить через Y-Tool (рис. 5). Для этой схемы были разработаны специальные пакеры: нижний — осевой установки и верхний — с 62-миллиметровым проходным каналом и верхним механическим якорем, позволяющим выдерживать перепад давления как сверху вниз, так и снизу вверх.

Данная компоновка спускается за одну СПО. Для того чтобы установить два пакера одновременно, необходимо передать нагрузку в 6–8 т на нижний пакер, после чего должен сработать верхний пакер. Если

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Фаат Тахирович, как, когда и в каких условиях вы планируете проводить испытания компоновки с клапаном, управляемым изменением давления?

Фаат Шамилов: К испытаниям мы планируем приступить в сентябре. На сегодняшний день в чертежах оборудование готово и проходит технологическую проверку. Затем мы проведем испытания на стенде НПФ «Пакер», где мы обкатываем и дорабатываем свои схемы. После этого будем готовы к ОПИ.

Вопрос: Какой импульс вы будете создавать?

Ф.Ш.: Рассчитываем на перепад в 20–30 атм для переключения клапана.

Вопрос: За счет чего это давление будет создаваться?

Ф.Ш.: Импульсная трубка будет выводиться только в зону над УЭЦН и состыковываться с НКТ. Таким образом, давление, создаваемое на устье, будет передаваться по трубке на клапан, и клапан будет переключаться.

Вопрос: Собираетесь ли вы использовать кожух для УЭЦН?

Ф.Ш.: Нет, на наш взгляд, в этом нет необходимости.

Рис. 3. Компоновка для ОРД 1ПРОК-ОРДУК-1

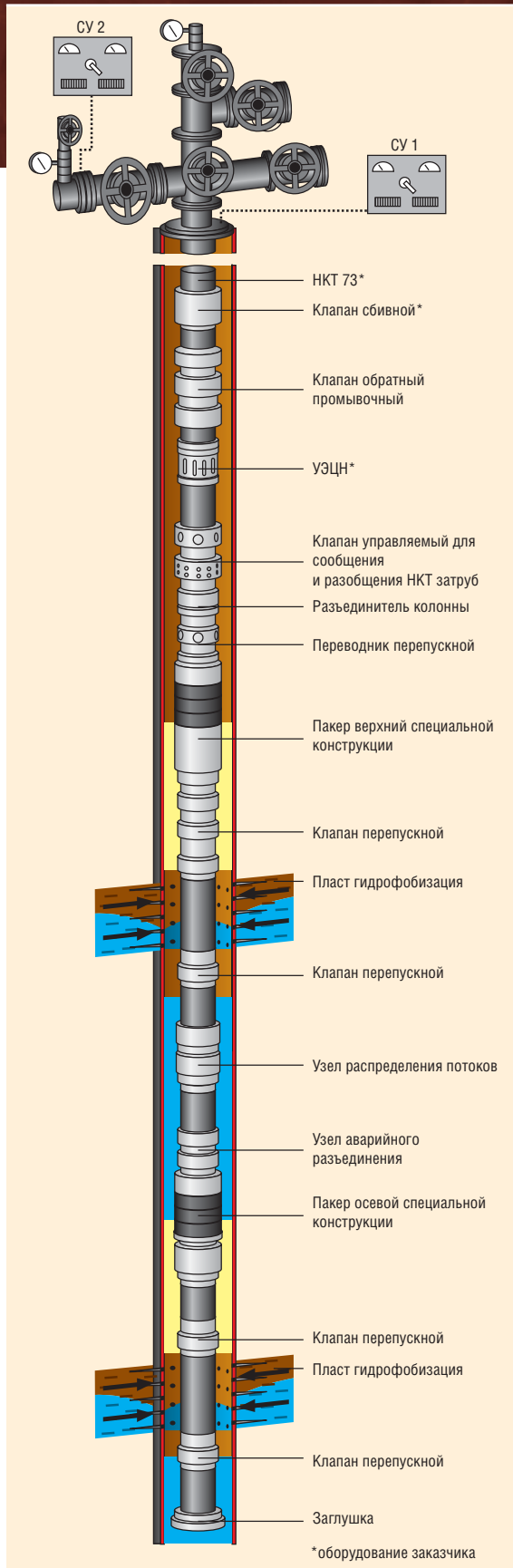


Рис. 4. Компоновка для ОРД 1ПРОК-ОРДУК-2

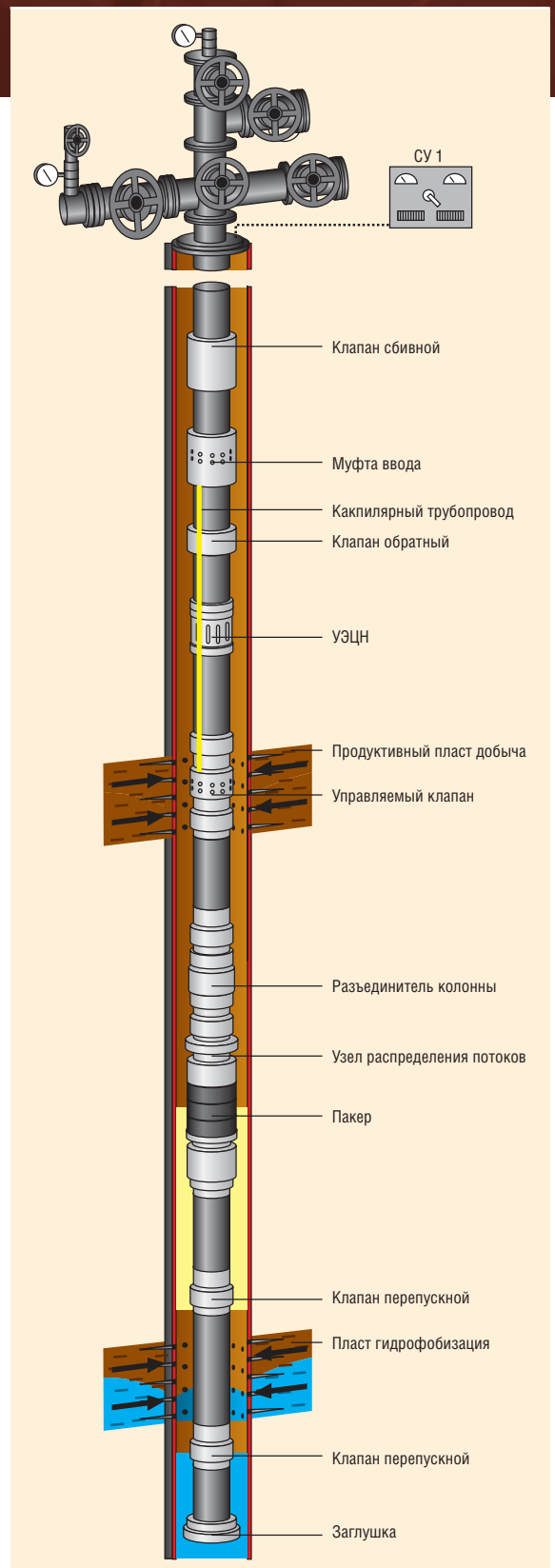


Рис. 5. Компоновка для ОРД 2ПРОК-ОРЗ-1 с системой телеметрии

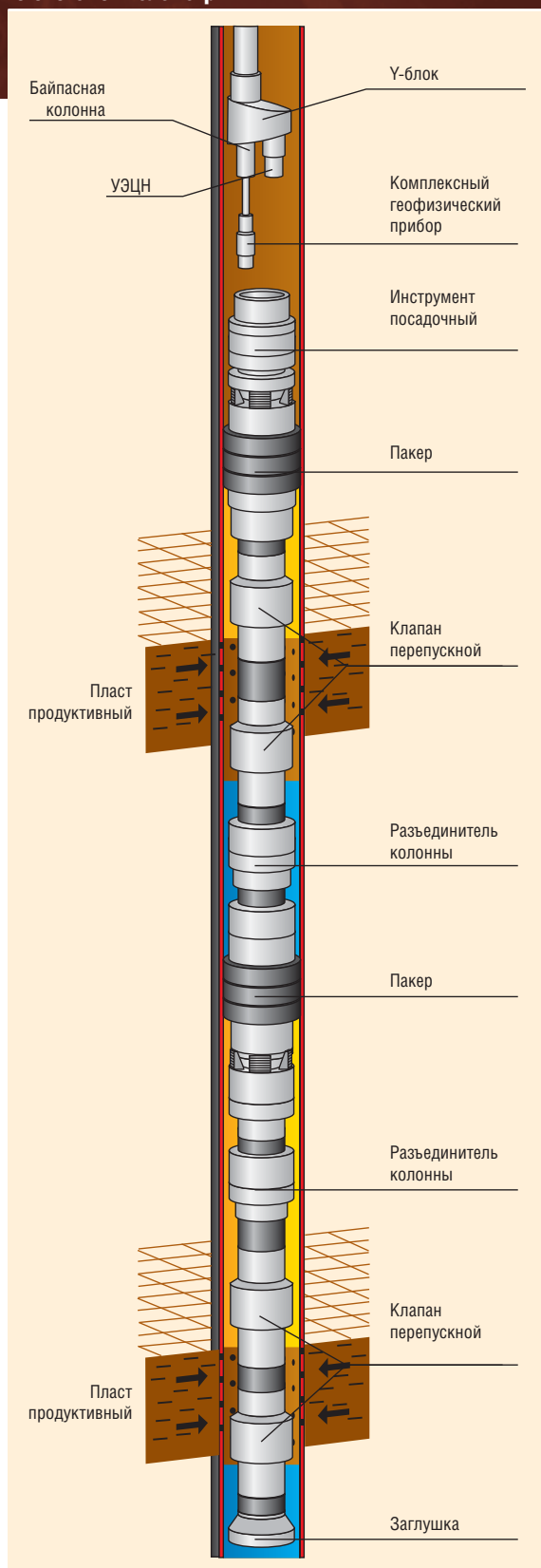
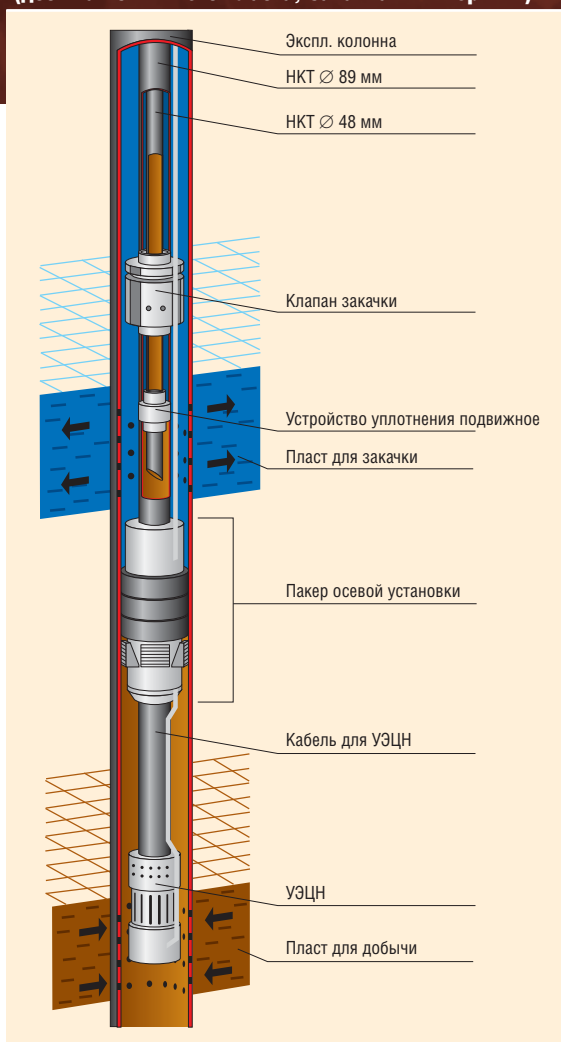


Рис. 6. Компоновка для ОРДиЗ 1ПРОК-ОРДЗ-1 (добыча из нижнего пласта, закачка — в верхний)

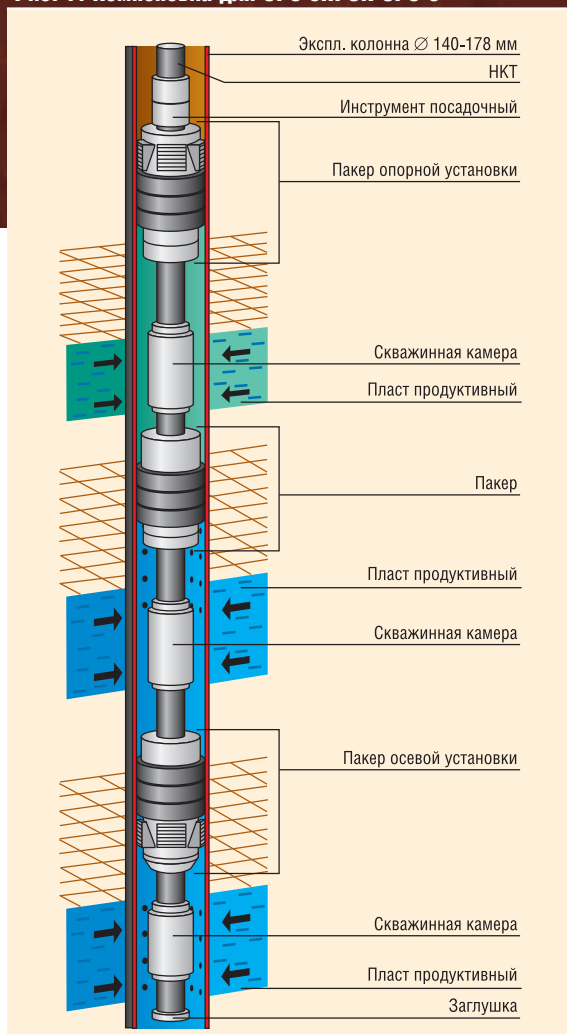


вместо клапанов КПП использовать в схеме скважинные камеры (для ЭК-178), то можно ограничивать или вовсе отключать приток из одного из пластов.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОРДиЗ

Технология ОРДиЗ в компании представлена компоновкой 1ПРОК-ОРДЗ-1, посредством которой осуществляются добыча жидкости из нижнего пласта по НКТ-48 и закачка воды с устья скважины в верхний пласт (рис. 6). Разобщение пластов в данном случае производится пакером с кабельным вводом, а предусмотренные клапаны закачки предотвращают размыв эксплуатационной колонны за счет расположения отверстий под определенным углом. В компоновке задействовано стандартное оборудование, что наравне с возможностью замены колонны НКТ без извлечения всей компоновки существенно облегчает выполнение ремонтных работ. Схема предусматривает учет как отбираемой продукции, так и объемов закачки.

Рис. 7. Компоновка для ОРЗ ЗПРОК-ОРЗ-3



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОРЗ

В предыдущих публикациях (см. Аминев М.Х. «Скважинное оборудование для ОРЭ: новые разработки, внедрение, сервис»//Инженерная практика, №3-2011) вниманию читателей предлагались трех- и двухпакерные компоновки для ОРЗ ЗПРОК-ОРЗ-1 и 2ПРОК-ДОРЗ-1. В настоящей статье хотелось бы обратить внимание на модифицированные трехпакерную (ЗПРОК-ОРЗ-3) и двухпакерную (2ПРОК-ОРЗ-2) компоновки.

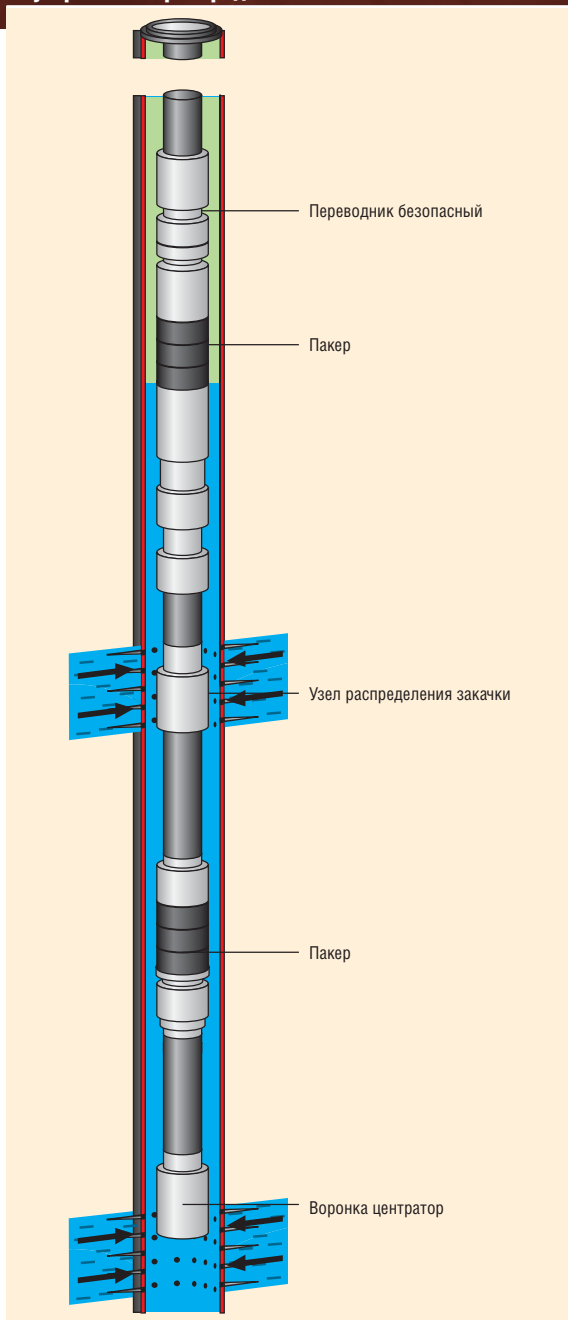
Для ЗПРОК-ОРЗ-1 были разработаны специальные пакеры, которые передают нагрузку поэлементно (рис. 7). Для распределения закачки используются скважинные камеры (мандрели). Также имеется посадочный инструмент, который позволяет производить ревизию и замену колонны НКТ без подъема пакерной компоновки, после чего герметично состыковаться и продолжить закачку.

В двухпакерной компоновке 2ПРОК-ОРЗ-2 вместо скважинной камеры применяется устройство распределения закачки (рис. 8). Оно позволяет методом штуцеров распределять объемы закачки в нижний и верхний пласты. От скважинных камер его отличает то, что для смены штуцеров можно использовать не только канатную технику, но и любой геофизический подъемник. Также к преимуществам данной схемы следует отнести отсутствие влияния перепада давления

Таблица 1

Сравнение возможностей компоновок с применением скважинных камер и устройств распределения закачки		
Параметр	КПО с УРЗ	КПО со скважинными камерами
Диаметры применяемых штуцеров, мм	2,0; 3,0; 4,0; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 10,0 и 12,0	5,0; 6,5; 8,0 и 9,5
Действие перепада давления на фигурный паз нижнего пакера	Не действует	Действует
Способы извлечения и установки извлекаемого узла для смены штуцеров	На геофизическом кабеле, проволоке или колтюбинговой установке	Только на проволоке с применением гидравлической лебедки ЛСГ-10 или аналогичной
Количество операций для смены штуцеров на два пласта	1	2
Размыв стенок эксплуатационной колонны	Исключен	Обязательно сопутствует
Возможность отбивки забоя	Есть, после извлечения извлекаемого узла	Нет
Возможность исследований геофизической партией профиля приемистости нижнего пластов с выходом из НКТ	Возможно исследования нижнего после извлечения извлекаемого узла	Нет
Возможность измерения приемистости каждого из пластов	Возможно за одну операцию	Возможно
Длина хвостовика (металлоемкость КПО)	Минимальная (достаточно одной НКТ)	Не менее двух НКТ (не менее одной выше и не менее одной ниже нижней скважинной камеры, которая устанавливается в нижнем интервале перфорации)
Инструмент для смены штуцеров	Стандартный ИЦ 35 (имеется в каждой геофизической партии)	Необходим специальный инструмент КС

Рис. 8. Компонка для ОРЗ 2ПРОК-ОРЗ-2 с устройством распределения закачки

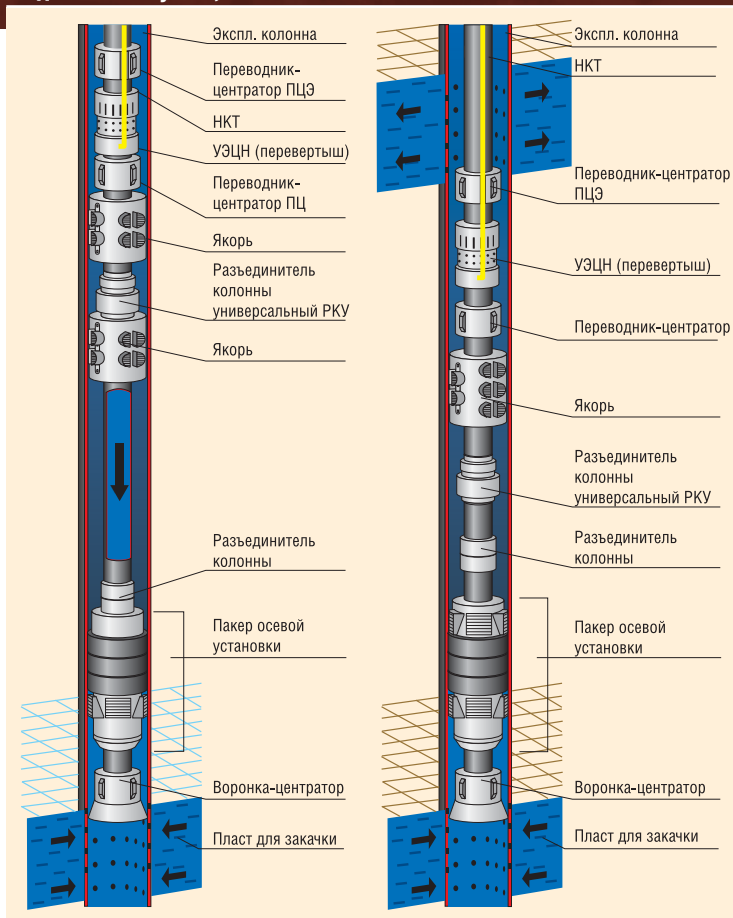


на фигурный паз нижнего пакера и возможность «отбивки» забоя (табл. 1).

КОМПОНОВКИ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ

Такой тип компоновок позволяет отбирать жидкость из вышерасположенного пласта и закачивать ее в нижерасположенный. Нам часто задают вопрос: где, для

Рис. 9. Компонка для ВСП или дожима жидкости, подаваемой с устья, 1ПРОК-ВСПВН-1



чего и зачем следует применять данные технологии? На наш взгляд, применение данных компоновок наиболее актуально при перекачке продукции верхнего водоносного пласта в нижний. В частности, такая задача возникает, когда разрабатываемое месторождение достаточно автономно и обустройство его водоводами потребует больших затрат и приведет к повышенным экологическим рискам.

В компоновке 1ПРОК-ВСПВН-1, как раз относящейся к данному типу компоновок для ВСП, используются «ЭЦН-перевертыш» и специальная пакерная система, включающая универсальный разъединитель, который позволяет за одну операцию спустить пакер, установить его, разъединиться, а вторым спуском — установить УЭЦН на малых глубинах (100–200 м) (рис. 9). Для ревизии УЭЦН в данном случае пакер не поднимается. К необходимости использования в этой схеме гидроякорей мы пришли опытным путем, так как при первых внедрениях компоновки СНО ЭЦН оказалась очень небольшой из-за износа текстолитовых шайб: в процессе закачки под большим давлением ЭЦН просто сжимало. ♠