

От теории к практике

Технология уменьшения обводнённости продукции доказала свою эффективность, но нуждается в дальнейших испытаниях

Виктор КОРЯКИН,
главный геолог НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»;
Марат АМИНЕВ,
заместитель директора по НИТ 000 НПФ «Пакер»;
Артём ЗМЕУ,
ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий
000 НПФ «Пакер»

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой или постоянно увеличивающейся обводнёностью добываемой продукции. Поэтому проблемы совершенствования ранее известных технологий, направленных на снижение объёмов попутно добываемой воды и повышение нефтеотдачи частично заводнённых пластов, являются весьма актуальными.

КАК ИЗВЛЕЧЬ ОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ?

Обводнение ставит под угрозу продолжение эффективной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения. Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда или работает на пороге рентабельности. В то же время высокий процент недействующего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов.

Применение современных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов на объектах, находящихся на поздней стадии, оказывается малоэффективным и зачастую экономически нецелесообразным. Поэтому вопрос внедрения низкочастотных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводнённых объектов на сегодняшний день является крайне актуальным.

При стандартной схеме эксплуатации в скважину спускают насосное оборудование, устанавливают его над интервалом перфорации, снижают давление на приёме насоса, тем самым снижая забойное давление и вызывая приток жидкости из пласта. При обводнённости

продукции более 20–30% и дебите жидкости до 100 м³ в сутки в 146-миллиметровой эксплуатационной колонне и до 150 м³ в сутки в 168-миллиметровой происходит перераспределение потоков флюида и гравитационное разделение его на фазы «газ – нефть – вода».

Вода как агент, имеющий большую подвижность, чем нефть, поступает в скважину быстрее, оттесняя приток нефти из призабойной зоны и тем самым образуя конус притока, направленный вверх. Так возникает искусственный водный барьер для нефти, происходит смачивание водой продуктивной части вскрытого интервала пласта, повышается процент обводнённости добываемой жидкости.

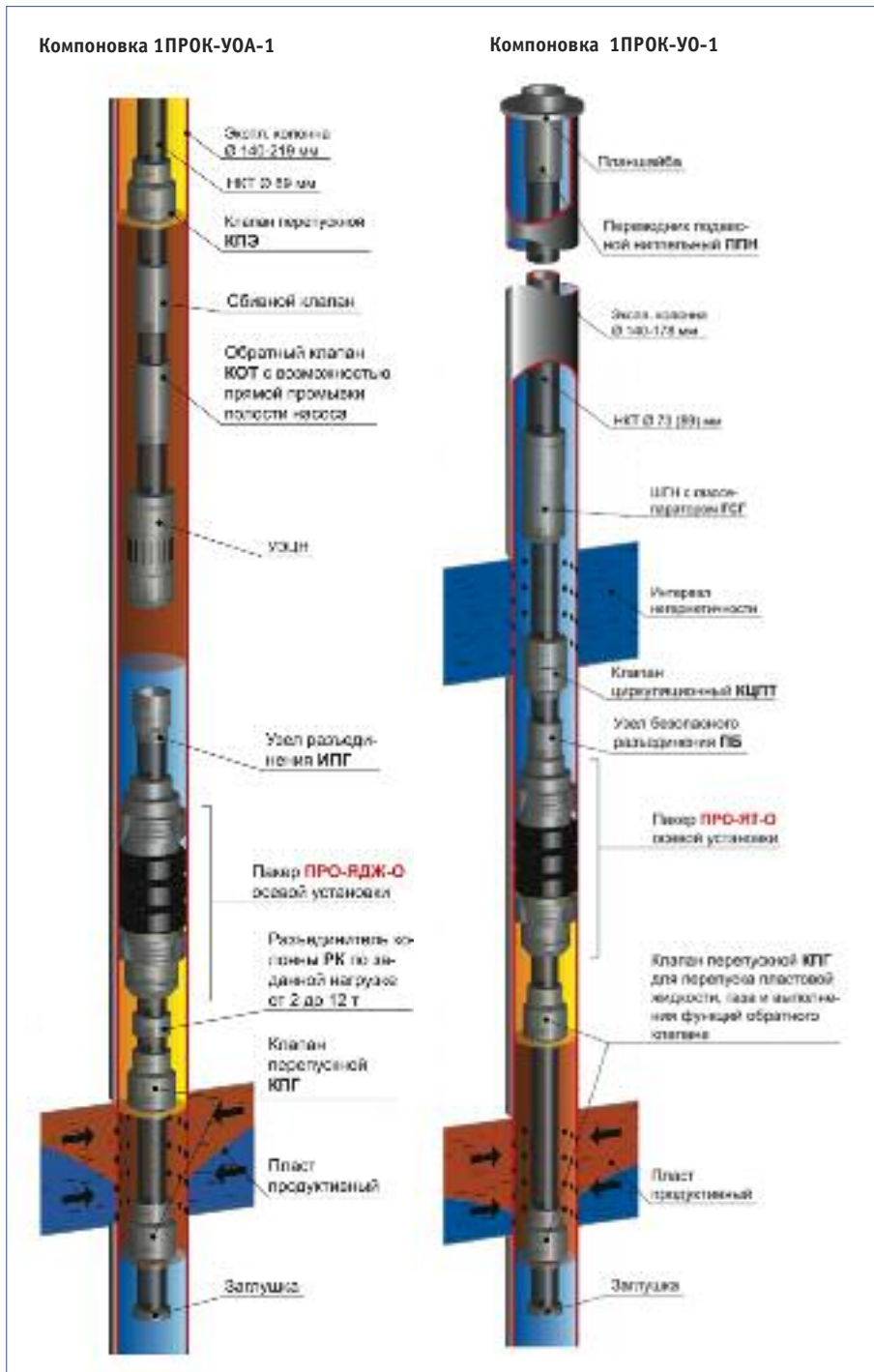
ТЕХНОЛОГИЯ УМЕНЬШЕНИЯ ОБВОДНЁННОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Данная проблема изучалась нефтяниками ещё в прошлом столетии. Имелся опыт внедрения, но информация по проведённым испытаниям разрознена и не имеет окончательного результата. Отрицательный же результат зачастую связан с качеством применяемого оборудования для эксплуатации скважин.

1ПРОК-УОА-1. Она состоит из двух перепускных клапанов типа КПП, устанавливаемых в подошве интервала перфорации пласта и выше его кровли, узла безопасности типа РК, пакера типа ПРО-ЯДЖ-О и узла разъединения типа ИПГ.

Через верхний клапан происходит отбор газа и газожд-





костной смеси, а через нижний – отбор более тяжелой её водной части. Тем самым сдвигается точка депрессии к подошве пласта, образуя обратный конус притока с вершиной, направленной вниз. При таком положении конуса в призабойной зоне происходит вытеснение воды из ранее заполненных ею пор нефтью. В свою очередь, происходит смачивание пор нефтью, что благотворно влияет на проницаемость призабойной зоны. Вода оттесняется к подошве пласта, исчезает

водяной экран, препятствующий поступлению нефти в скважину, обводненность продукции уменьшается.

Также благодаря работе клапанов КПП на гравитационном принципе решается вопрос защиты пласта при ремонте скважины, поскольку исключается контакт «пласт – технологическая жидкость».

В процессе глушения скважины повышается давление в надклапанном пространстве и клапаны закрываются, препятствуя попаданию жидкости глушения

в пласт. Это также сокращает время и затраты на освоение продуктивного пласта после окончания ремонтных работ.

Данная технология применима при любом сочетании компоновок оборудования. Для этого необходимо отсечь интервал перфорации с помощью пакера ПРО-ЯДЖ-О (компоновка 1ПРОК-УОА-1) при автономной его установке или пакера ПРО-ЯТ-О (компоновка 1ПРОК-УО-1) при использовании насосного оборудования в жесткой сцепке. Также возможно применение и двухпакерных компоновок при отсечении вышележащего интервала перфорации или негерметичности эксплуатационной колонны (компоновка 2ПРОК-УОИВ-2).

Что такое КПП

Клапан перепускной газовой (КПП) состоит из штока, на котором установлен корпус. Последний имеет сообщаю-

1. Клапан закрыт
Давление в НКТ выше затрубного

1. Клапан открыт
Затрубное давление выше трубного на величину, необходимую для поднятия шариков

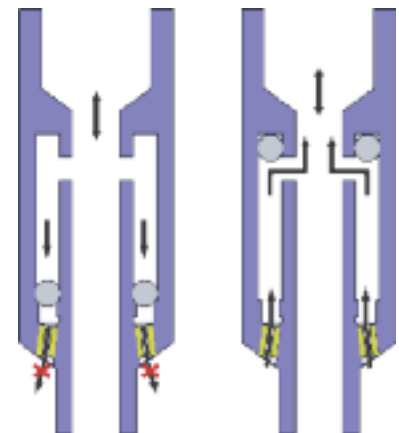


Рис. 1. Клапан перепускной газовой (КПП)

щиеся с полостью штока отверстия, в которые ввёрнуты клапаны с шариком и штуцером, герметично перекрывающие изнутри проходные отверстия. При необходимости в одно из отверстий вместо клапанной пары вворачивается защитная заглушка с тарировочным срезным штифтом, настроенным усилием среза, служащая для создания постоянного сообщения трубного и затрубного пространств, для слива жидкости при извлечении компоновки из скважины.

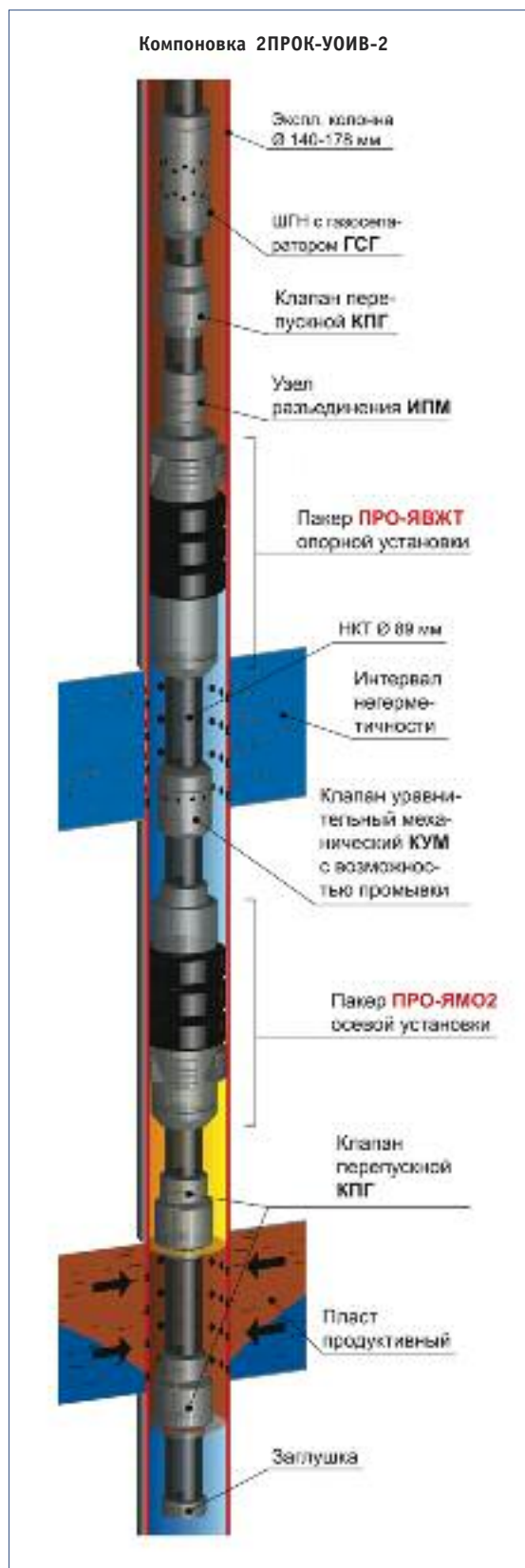
При превышении давления внутри НКТ над давлением в межтрубном пространстве шарики садятся на седло штуцера и закрывают клапан. В противном случае они приподнимаются, сообщая межтрубное пространство с полостью НКТ.

Необходимо отметить, что при принципиальной простоте конструкции клапана решается одна из важнейших задач по защите и уменьшению воздействия агрессивной среды клапанной пары и самого шарика. КПП устроен так, что при его открытии шарик поднимается в «защитный карман» и не участвует в потоке. А в отверстиях, сообщающихся с полостью штока, отсутствуют преграды для пропуска потока газожидкостной смеси и возможности возникновения АСПО и солей. В результате срок службы клапанов типа КПП выше, чем у аналогов, а ревизия осуществляется без применения специальных инструментов.

ОПЫТ РАБОТЫ

С января по июнь 2011 г. проводились опытно-промышленные испытания технологии уменьшения обводнённости и гидрофобизации призабойной зоны пласта на визейском объекте Вятской площади Арланского месторождения (НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»). При этом были выбраны скважины, эксплуатируемые УШГН – пласты С1-IV и С1-VI Арланского месторождения с дебитом 6 м³ в сутки и обводнённостью 97% (скважина № 1), дебитом жидкости 12 м³ в сутки при обводнённости 60% (скважина № 2). Ранее эти скважины эксплуатировались с изоляцией вышележащего и обводнившегося пласта СПД двухпакерными компоновками других производителей.

Для проведения опытно-промышленных испытаний была выбрана компоновка типа **2ПРОК-УОИВ-2**, в которой применяется технология уменьшения



обводнённости и гидрофобизации призабойной зоны пласта.

На скважине № 1 было получено снижение обводнённости с 97 до 87% при

дебите 9 м³ в сутки и прослеживается тенденция к дальнейшему уменьшению данного показателя. На основании этого мы можем признать эффект от применения указанной технологии положительным.

В скважине № 2 за короткий период произошло резкое сокращение обводнённости продукции пласта. Это обстоятельство скорее говорит о негерметичности ранее использованной двухпакерной компоновки другого производителя и о технических проблемах с оборудованием. Поэтому нельзя применить наработку в скважине для анализа успешности тестируемой технологии. В то же время данный факт говорит об эффективности применения компоновки **2ПРОК-УОИВ-2** для изоляции интервала негерметичности.

Итак, проведённые опытно-промышленные работы доказывают эффективность данной технологии и необходимость дальнейшего её изучения и испытания.

Несмотря на проведённые испытания, всё ещё остаются вопросы по выбору скважин-кандидатов для успешного применения технологии уменьшения и гидрофобизации призабойной зоны пласта. Они касаются состава пород пласта и его расчленённости, выбора залежи, уровня обводнённости, при которой наиболее эффективно использовать данную технологию, и т. д.

На сегодняшний день получены первые положительные результаты. Но для успешной работы технологии и оборудования необходимо проводить дальнейшее внедрение и определять чёткие критерии. Ведь одной из

главных задач, стоящих перед нефтегазодобывающими предприятиями, является снижение затрат на добычу нефти. ■