

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И УМЕНЬШЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

М.Х. АМИНЕВ

А.А. ЗМЕУ

M.H. AMINEV
A.A. ZMEU

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

KEYWORDS:

Заместитель директора по новой технике и технологиям ООО НПФ «Пакер»
Ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер»

Deputy Director on New Equipment and Technologies Paker NPF, LLC
Lead Manufacturing Engineer of Well Technology Development Paker NPF, LLC

Обводненность, Уменьшение обводненности, пакер, пакерные компоновки, технология, гидрофобизация, перепускной клапан, 1ПРОК-УОА-1, 2ПРОК-УОИВ-1, КПГ, КПЭ
water cut, packer, technology

Октябрьский
Aminev@npf-paker.ru
skv-tehn@npf-paker.ru

Oktyabrsky

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуются высокой или постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Поэтому проблемы совершенствования ранее известных технологий, направленных на снижение объемов попутно добываемой воды и увеличение нефтеотдачи частично заводненных пластов, являются весьма актуальными.

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 эксплуатируется на пороге рентабельности. В то же время высокий процент недействующего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов каждой простаивающей скважины.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на объектах,

находящихся на поздней стадии, оказываются малоэффективными и зачастую экономически нецелесообразным. Поэтому вопрос внедрения низкокзатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводненных объектов на сегодняшний день является весьма актуальным.

При стандартной схеме эксплуатации в скважину спускают насосное оборудование, устанавливают его над интервалом перфорации, снижают давление на приеме насоса, тем самым снижая забойное давление и вызывая приток жидкости из пласта. При обводненности продукции более 20-30% и дебите жидкости до 100 м³ в сутки в 146-миллиметровой эксплуатационной колонне 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, тем самым образуя конус притока, направленный вверх. Так образуется искусственный водный барьер для нефти, происходит смачивание водой продуктивной части вскрытого интервала пласта, повышается процент обводненности добываемой жидкости.

Технология уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны

Данная проблема изучалась нефтяниками еще в прошлом столетии. Имелся опыт внедрения, но информация по проведенным 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 КПГ, 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 газожидкостной смеси, а через нижний – отбор более тяжелой ее 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 водой 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 КПГ на гравитационном принципе решается вопрос защиты пласта при ремонте скважины, поскольку исключается контакт «пласт – технологическая жидкость».

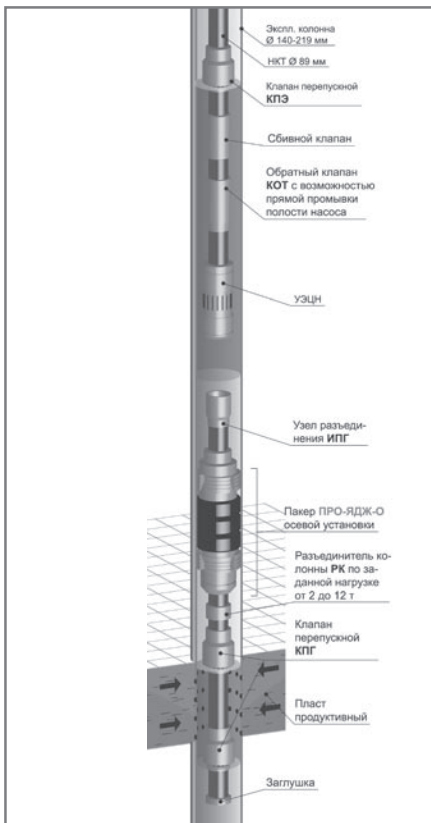
В процессе глушения скважины повышается давление в надклапанном пространстве и клапаны закрываются, препятствуя попаданию жидкости глушения в пласт. Это также сокращает время и затраты на освоение продуктивного пласта после окончания ремонтных работ.

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-1).

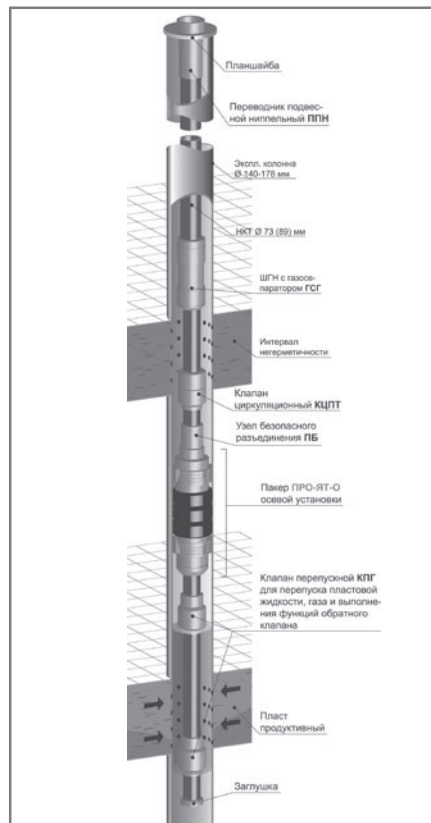
Что такое КПГ

Клапан перепускной газовой (КПГ) состоит из штока, на котором установлен корпус. Последний имеет сообщающиеся с полостью штока отверстия, в которые ввернуты клапана с шариком и штуцером, герметично перекрывающие изнутри

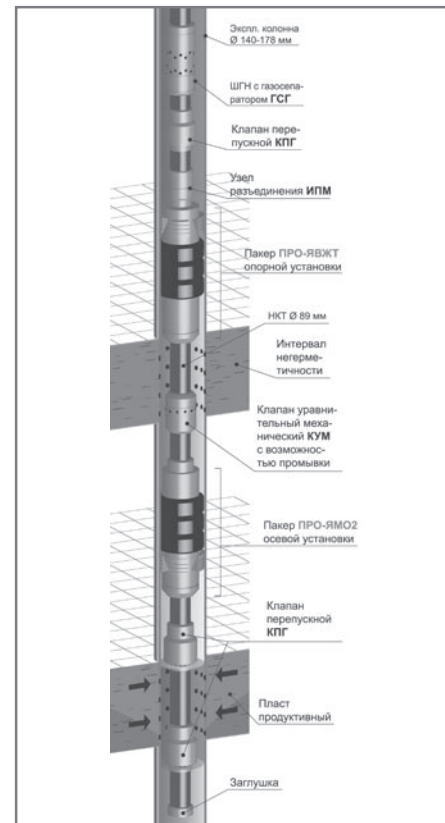




1ПРОК-УОА-1



Компоновка 1ПРОК-УО-1



Компоновка 2ПРОК-УОИВ-1

проходные отверстия. При необходимости в одно из отверстий вместо 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. КПГ 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 пропускания потока газожидкостной смеси и возможности возникновения АСПО и солей. В результате срок службы клапанов типа КПГ выше, чем у аналогов, а ревизия осуществляется без применения специальных инструментов.

Опыт работы

С января по июнь 2011 года проводились опытно-промышленные испытания технологии уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны пласта на визейском объекте Вятской площади Арланского месторождения (НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»).

Для проведения испытаний были выбраны скважины эксплуатируемые УШГН пласты С1-IV +С1-VI Арланского

месторождения с дебитом 6 м³ в сутки и обводненностью 97% (скважина №1), дебитом жидкости 12 м³ в сутки при обводненности 60% (скважина №2). Ранее эти скважины эксплуатировались с изоляцией вышележащего и обводившегося пласта СIII двухпакерными компоновками других производителей.

Для проведения опытно-промышленных испытаний была выбрана компоновка типа 2ПРОК-УОИВ-1, в которой применяется технология уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны пласта.

На скважине №1 было получено снижение обводненности 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 времени произошло резкое сокращение обводненности продукции пласта. Это обстоятельство скорее говорит о негерметичности ранее использовавшейся 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-1 для изоляции интервала негерметичности.

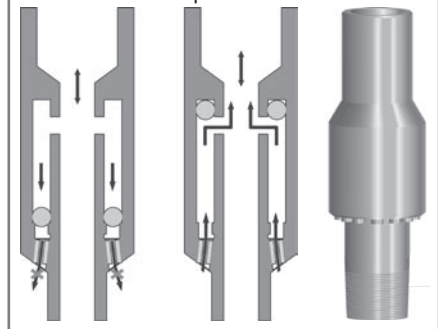
Итак, проведенные опытно-промышленные испытания доказывают эффективность данной технологии и необходимость дальнейшего ее изучения и испытания.

Дальнейшее развитие

Несмотря на проведенные испытания,

1. КЛАПАН ЗАКРЫТ
давление в НКТ выше затрубного.

2. КЛАПАН ОТКРЫТ
затрубное давление выше давления в трубе на величину, необходимую для поднятия шариков.



все еще остаются вопросы по выбору скважин-кандидатов для успешного применения технологии уменьшения и гидрофобизации призабойной зоны пласта. Они касаются состава пород пласта и его расчлененности, выбора залежи, уровня обводненности, при которой наиболее эффективно использовать данную технологию и т.д.

На сегодняшний день получены первые положительные результаты. Но для успешной работы технологии и применяемого оборудования необходимо проводить дальнейшее внедрение и определять четкие критерии. Ведь одной из главных задач, стоящих перед нефтегазодобывающими предприятиями является снижение затрат на добычу нефти. ■