

От теории к практике. Технология уменьшения обводнённости продукции доказала свою эффективность, но нуждается в дальнейших испытаниях

В.Н. Корякин
главный геолог НГДУ-1¹

М.Х. Аминев
заместитель директора по НТИТ²

А.А. Змеу
ведущий инженер-технолог службы
разработки скважинных технологий²

¹ОАО «Белкамнефть», Ижевск, Россия
²ООО НПФ «Пакер», Октябрьский, РБ, Россия

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

Ключевые слова

добыча, повышение нефтеотдачи, газ, нефть, вода, скважина

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 и гидрофобизации 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 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



Рис. 1

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).

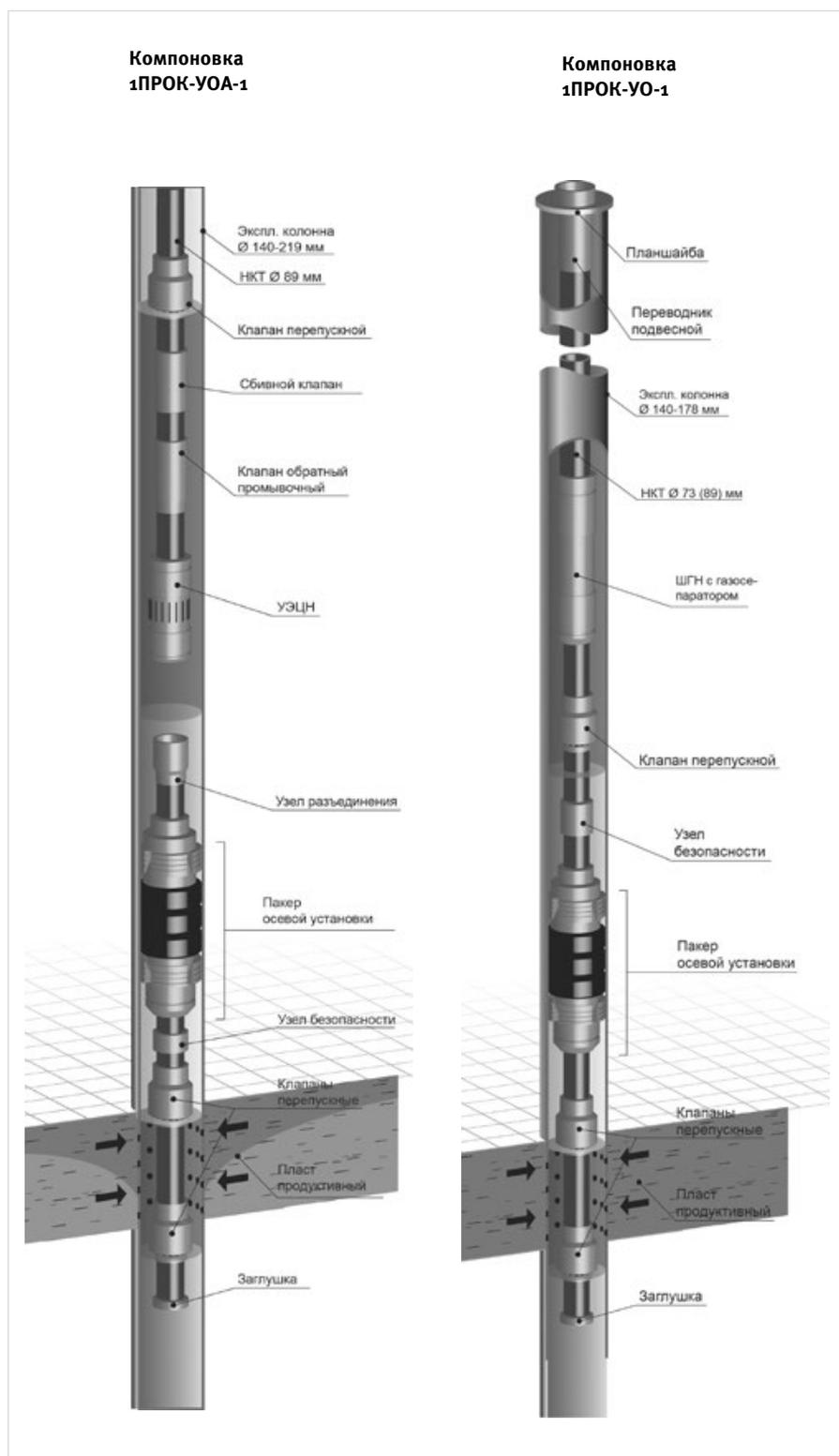


Рис. 2

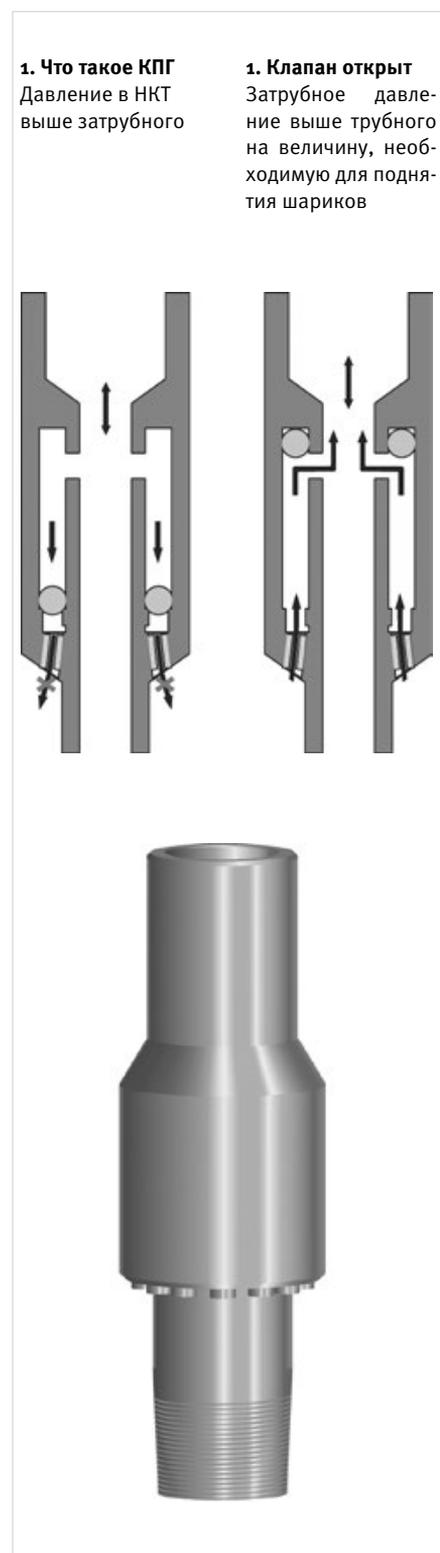


Рис. 3

Что такое КПП

Клапан перепускной газовой (КПП) состоит из штока, на котором установлен корпус. Последний имеет сообщающиеся 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 салятся 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 СIII 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.

Итоги

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 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-2 для изоляции интервала негерметичности.

Выводы

Проведённые опытно-промышленные работы доказывают эффективность данной технологии и необходимость дальнейшего её изучения и испытания.

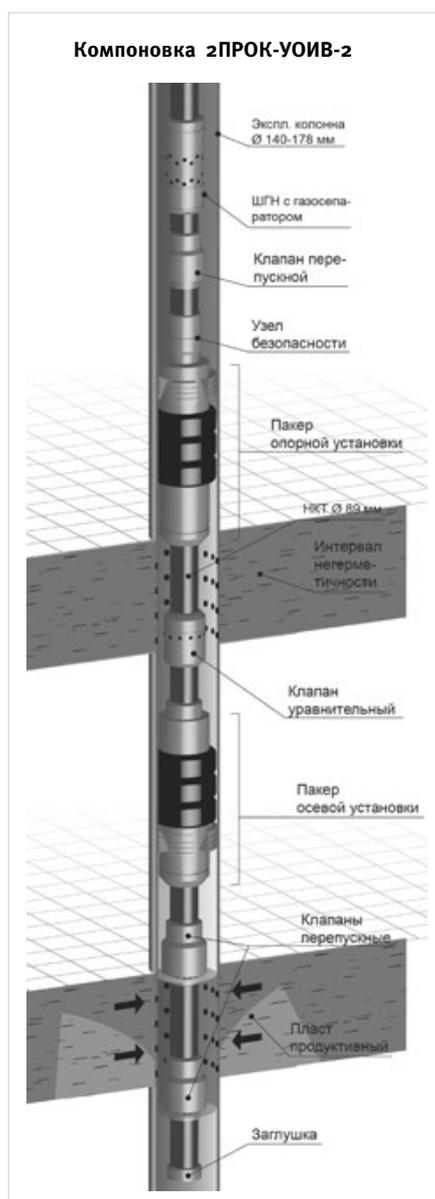


Рис. 4

ENGLISH

OIL PRODUCTION

From theory to practice. Technology to reduce water cut has proven effective, but needs further testing

UDC 622.276

Authors:

Viktor N. Koryakin — chief geologist oil and gas production department-1¹

Marat Kh. Aminev — deputy director of the new techniques and technologies²

Artem A. Zmeu — leading production engineer of downhole technologies, development branch²

¹Belkamneft, Neftekamsk, Russian Federation

²Paker, Oktyabr'skiy, Russian Federation

Abstract

Currently, most of the oil fields in Russia is at a late stage of development and is characterized by high and ever-increasing water cut. Therefore, the problem of improving the previously known techniques to reduce the volume of produced water and enhancing oil recovery partly flooding are very relevant.

Results

The well № 1 was obtained reducing water cut from 97 to 87% for debit 9 m³ per

day and there is a tendency to a further reduction in this indicator. Based on this, we can recognize the effect of the use of this technology positive.

The well number 2 in a short period there was a sharp decline in water production formation. This fact probably indicates leakage previously used dvuhpakernoy build another manufacturer and the technical problems with the equipment. Therefore we can not apply the time between the well test for analyzing the success of technology.

At the same time, this fact suggests the effectiveness of the layout-2PROK UOIV-2 to isolate the interval leakage.

Conclusions

So, conducted pilot projects prove the effectiveness of the technology and the need to continue her studies and trials.

Keywords

increasing oil recovery, gas, oil, water, well