УДК 622

ЛИКВИДАЦИЯ ВОДОПЕРЕТОКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОФОБНОГО ПОЛИМЕРНОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА

ELIMINATION OF WATER OVERFLOWS WITH USE OF HYDROPHOBIC POLYMERIC GROUTING STRUCTURE

Тушов Иван Вячеславович
студент,
Тюменский индустриальный университет
ivan-tushov@mail.ru

Балуев Анатолий Андреевич
кандидат технических наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет

Tushov Ivan Vyacheslavovich
Student,
Tyumen industrial university
ivan-tushov@mail.ru

Baluyev Anatoly Andreevich
Candidate of Technical Sciences,
associate professor,
Tyumen industrial university

Аннотация. Данная статья посвящена актуальной проблеме в нефтегазовой отрасли – обводнению добывающих скважин в процессе их эксплуатации. Рассмотрены причины обводнения, промысловые методы изучения и выявления обводнения, виды ремонтно-изоляционных работ на скважине, применение селективных растворов для уменьшения обводненности и увеличения продуктивности скважин.

Ключевые слова: обводнение добывающих скважин, ремонтно-изоляционные работы, селективные растворы, увеличение продуктивности скважин.

Annotation. This article is devoted to an urgent problem in oil and gas branch flood of production wells in the course of their operation. The flood reasons, trade methods of studying and identification of flood, types of repair and insulating works on the well, use of selective solutions for reduction of water content and increase in efficiency of wells are considered.

Keywords: flood of production wells, repair and insulating works, selective solutions, increase in efficiency of wells.

Введение

Для ликвидации заколонных перетоков в нагнетательных скважинах применяются специальные тампонажные материалы, характеризующиеся высокой проникающей способностью через каналы в нарушенном цементном камне, отсутствием седиментации, гидрофобности, более низкой, чем пластовая вода плотностью. Указанным требованиям полностью удовлетворяет гидрофобный полимерный тампонажный состав, хорошо себя зарекомендовавший при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважинах и ПХГ. Применение указанной технологии также целесообразно (в качестве профилактической меры) при строительстве нагнетательных скважин с повышенным риском возможных заколонных перетоков.

При проведении изоляционных работ в нагнетательных скважинах большие затруднения вызывает определение интервала заколонного движения закачиваемой воды по каналам вверх от перфорированных пластов. Измерения термометром в длительно простаивающих скважинах не всегда однозначно отвечают на вопрос, где располагается интервал перетока.

Решение указанной задачи является необходимым условием эффективного проведения ремонтно-изоляционных работ, т.к. на основе этих результатов формируется технологическая схема РИР и выбор тампонажного состава.

В работе [1] говорится о том, как можно приблизиться к решению этой задачи за счет проведения серии измерений термометром при разных режимах закачки, в том числе в квазистационарном режиме. Основные выводы исследований в [1] свелись к следующему. По проведенным при помощи термометра исследованиям в течение первых 4–5 минут после прекращения закачки можно судить о герметичности колонны, если в ней имеются пропуски. При анализе результатов исследований, проведенных в интервале в течение от 4–5 до 45 мин. после прекращения закачки, можно выявить диапазон движения жидкости вверх от интервала перфорации вдоль негерметичного цементного кольца. На более поздние исследования уже оказывает влияние горная порода. Эта схема исследований принята в ОАО «Газпромнефть-ННГГФ». Однако кардинально решить указанную проблему можно с использованием гидрофобного полимерного тампонажного состава (ГПТС).

Основные характеристики ГПТС

ГПТС представляет собой систему, состоящую из полимера в углеводородной жидкости и отвердителя, который используется для отверждения состава при температурах ниже +40 °С. Основные физико-химические свойства ГПТС характеризуются следующими позициями:

- не разбавляется пластовыми водами, т.к. является гидрофобным;

● обладает хорошей текучестью, необходимой для закачивания в скважину и продавливания в изолируемый пласт;

● сроки схватывания или динамика повышения структурно-механических свойств (отверждение) зависят от выбора отвердителя и температуры, существующих в скважине. При температурах более +40 °С отверждение осуществляется при контакте с водой;

● вязкость 3–4 Па·с. При технологической необходимости легко разбавляется углеводородными жидкостями: нефтью, дизельным топливом и т.д. При изоляционных работах в скважинах с большой приемистостью (более 5–10 $м^3$/ч при избыточном давлении 10 $кгс/см^2$) может быть наполнен твердой фазой: цементом, резиновой крошкой, глинопорошком и т.д.;

● является морозоустойчивым, до –40 °С. технологичным и не требует применения специального оборудования.

В настоящее время ГПТС применяется при ликвидации заколонных перетоков из нижележащих водоносных пластов в верхние продуктивные, при установке отсекающих экранов между нефтяными и водоносными; пластами и ликвидации перетоков в горизонтальных стволах [2]. Сложность ликвидации перетоков из верхних пластов в нижние или из нижних продуктивных в верхние по заколонному пространству заключается том, что составы, имеющие плотность более 1,0 $г/см^3$, седиментируют в ограниченном пространстве. В наклонных стволах они тем более не создают цельного кольца в заколонном пространстве. В таких условиях, когда необходимо доставить тампонажный материал от интервала перфорации вверх к водопроявляющему пласту, требования к тампонажным составам сводятся не только к высокой их проникающей способности через каналы в нарушенном цементном камне, но и к отсутствию седиментации, гидрофобности более низкой плотности, чем жидкость в скважине. Таким условиям вполне отвечает ГПТС, если рассмотреть возможность его применения на примере заколонной циркуляции вверх от перфорированных пластов в нагнетательных скважинах или на примере ликвидации газопроявлений в скважинах на газохранилищах, когда газ в них по заколонному пространству проникает до поверхности. Применение гидрофобного полимерного тампонажного состава в нагнетательных скважинах имеет некоторую специфику из-за того, что состав имеет низкую плотность (0,87 $г/см^3$). Это обстоятельство позволяет вести работы с использованием «всплытия» ГПТС в среде пластовой воды

О перспективе применения ГПТС

Характерен пример скважины № 2 Приобского месторождения [1]. Интервал перфорации 3188,2–3200,4 м. Приемистость скважины составляет 450 $м^3$/сут. Термограммы, полученные при закачке и кратковременной остановке скважины, повторяют друг друга по форме и температуре в интервале 3171–3198,8 м, т.е. степень охлаждения цементного кольца в этом интервале одинакова. Одна и та же температура в интервале перфорации 3188,2–3171,0 указывает на движение воды вдоль негерметичного цементного кольца. Выше 3171,0 м кривые расходятся, что указывает на то, что цементное кольцо герметично, В условиях этой скважины изоляция интервала заколонного перетока может быть эффективной только при перекрытии интервала тампонажным составом, плотность которого ниже плотности воды. Причем закачка его может производиться порциями с чередованием закачки порций воды. Эффективность таких РИР может быть повышена, если нижняя часть перфорации будет перекрываться отсекающим мостом из песка или отсекающим составом ВНИИБТ, состоящим из крупноразмерного водонабухающего полимера (ВНП) с размером частиц зашитого геля 2–3 см в мелополимерном растворе [3].

В связи с тем, что в практике РИР недостаточно отработанных и надежных способов ликвидации перетоков флюидов, большой интерес представляет создание технологии перекрытия каналов газопроявления из верхних газонасыщенных пластов по заколонному пространству в нижерасположенный продуктивный нефтяной пласт [1].

При ликвидации такого типа перетоков испытывалась технология с предварительной закачкой большого количества воды, чтобы создать некоторое сопротивление движению газа [4]. В таких условиях вполне целесообразно создать условия противодействия проникновению газа по заколонному пространству с помощью комбинации состава ГПТС разной плотности с порциями воды, являющимися основным отверждающим материалом для него при температуре от +70 °С до +80 °С [5].

Пример применения ГПТС при строительстве скважин

Объем ремонтных работ по ликвидации заколонных перетоков вверх от продуктивной толщи довольно большой. В этой связи представляет интерес заблаговременная профилактика указанных перетоков во вновь пробуренных скважинах. В новых скважинах перетоки межколонные и за основной колонной можно предупредить, если при цементаже их сразу за цементным раствором закачивать составы типа ГПТС [4]. Состав при контакте с нефтепродуктами набухает, но при контакте с водой он гидрофобен.

Состав интересен еще и тем, что его легко наполнять наполнителями типа резиновой или каучуковой крошки, асбеста, тонкого мела до плотности тампонажного раствора. Закачанный после це-

ментного раствора при цементаже, он в зоне башмака обсадной колонны создает после отверждения отсекающий пакерующий мост, который намного повысит долговременную надежность крепления обсадной колонны (см. рис. 3) и исключит появление перетока жидкости.

Выводы

1. При проведении РИР по ликвидации циркуляции флюидов вверх от перфорированных пластов в скважинах очень важно правильно установить интервал перетока с последующей закачкой тампонажного материала, имеющего плотность ниже плотности воды.
2. Можно считать целесообразным при креплении обсадных колонн в башмаке колонны установить мосты из материала типа ГПТС, гидрофобного и имеющего способность к набуханию при контакте углеводородами.

Литература:

1. Назаров В.Ф., Мухутдинов В.К., Пацков Л.Л., Нурдинов Ф.Ф. Определение интервала заколонной циркуляции вверх от перфорационных пластов в нагнетательных скважинах // НТВ, Каротажник. – 2007. – № 3.
2. Курочкин Б.М., Яковлева С.С., Давлетшин Р.В., Кандаурова Э.Р. Изоляционные работы в низкопроницаемых пластах с применением ГПТС и ВНП // НТЖ, Нефтепромысловое дело, 2004.
3. Патент № 2286448 БИ. № 30 от 27.10.2006 г.
4. Лукманов Р., Попов В. Исследования. Изоляция поглащающих пластов при бурении и подготовке ствола к креплению // НТЖ, Бурение-нефть. – 2006. – № 2.
5. Курочкин Б.М., Черепанова Н.А. Расширение области применения гидрофобного полимерного тампонажного состава // НХ. – 2007. – № 3.

References:

1. Nazarov V.F., Mukhutdinov V.K., Patskov L.L., Nurdinov F.F. Definition of an interval of behind-the-casing circulation up from punched layers in delivery wells // NTV, Logger. – 2007. – № 3.
2. Kurochkin B.M., Yakovlev S.S., Davletshin R.V., Kandaurova E.R. Insulating works in low-permeability layers with application of GPTS and GNP // NTZh, Oil-field business, 2004.
3. BI patent № 2286448. № 30 of 27.10.2006.
4. Lukmanov R., Popov V. Researches. Isolation of the absorbing layers during the drilling and preparation of a trunk for fastening // NTZh, Drilling oil. – 2006. – № 2.
5. Kurochkin B.M., Cherepanova N.A. Expansion of a scope of hydrophobic polymeric grouting structure // NH. – 2007. – № 3.