

Некоторые из композиций, известных на данный момент, при промышленном испытании в условиях разработки нефтяных залежей России осуществили уменьшение обводненности до нескольких десятков процентов [9, 11, 13], а также увеличили добычу нефти на несколько тонн в день [11, 13].

Проблема, касающаяся увеличения степени извлечения нефти актуальна уже на протяжении нескольких десятилетий. Ученые работают над развитием новых технологий и решением этой проблемы. Однако, в заключении следует отметить, что большинство технологий, известных на данный момент, для применения весьма дороги, и обладают несоответствующим пласту и флюиду свойствами, поэтому исследователям приходится, на самом деле, решать две параллельные задачи – увеличения нефтеотдачи, благодаря улучшению свойств композиций и удешевления технологии, применяемой с этой целью, соблюдая при этом экологические и экономические ограничения. Именно в этом и заключается перспективность развития новых технологий, включающих в себя легкодоступные неорганические полимеры.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007 - Т. 76, № 10
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 285с.
3. Ганеева З.М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения: диссертация. кандидат технических наук: 25.00.17 / Ганеева Зильфира Мунаваровна. – Бугульма, 2013 – 132 с.
4. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаяев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – 138 с.
5. Крынев Д., Жданов С. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011 - № 5
6. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико- химическими методами. -М.: Недра, 1998. –394 с.
7. Пат. 2144978 (РФ) МПК – E21 В 33/138 (2000.01). Гелеобразующий состав/ Ганиев Р.Р., Лукьянова Н.Ю., Рамазанов Р.Г., Ибрагимов Р.Г., Хлебников В.Н., Мухаметзянова Р.С., Ленченкова Л.Е. Заявлено: 17.04.1997; Оpubл. 27.01.2000; Бюл. № 3
8. Пат. 2181427 (РФ) МПК – E21 В 33/138 (2000.01). Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов/Селимов Ф.А., Хайрединов Н.Ш., Блинов С.А., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чупров Н.М., Кононова Т.Г., Качин В.А., Кузин С.Л., Пахомов И.М., Шакиров А.Н. Заявлено: 27.03.2001; Бюл. № 11
9. Пат. 2182654 (РФ) МПК – E21 В 43/22 (2000.01). Способ регулирования проницаемости неоднородного пласта / Якименко Г.Х., Лукьянов Ю.В., Гафуров О.Г., Имамов Р.З., Абызбаев И.И., Хисаева Д.А. Заявлено: 02.11.2000; Оpubл. 20.05.2002; Бюл. №14
10. Пат. 2194157 (РФ) МПК – E21 В 44/22 (2000.01) Замедленный кислотный и гелеобразующий состав/ Хлебников В.Н., Тахаутдинов Р.Ш., Овчинников Р.В., Ахмадишин Р.З. Заявлено: 20.03.2002; Оpubл. 10.12.2002; Бюл. №34
11. Пат. 2291890 (РФ) МПК – C09K 8/76 (2006.01) Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов/Мухаметшин М.М., Хасанов Ф.Ф., Шувалов А. В., Емалетдинова Л. Д., Камалетдинова Р.М., Ягафаров Ю. Н., Жадаев Ю. В., Галлямов И. И., Халиков И. Ш. Заявлено: 28.04.2005; Оpubл. 20.01.2007; Бюл. №2
12. Пат. 2428451 (РФ) МПК – C09K 8/504 (2006.01) Гелеобразующий состав/ Ленченкова Л.Е., Ленченков Н.С., Кузнецов А.А. Заявлено: 25.11.2009; Оpubл. 10.09.2011; Бюл. №25
13. Пат. 2597383 (РФ) МПК – E21 В 43/22 (2006.01) Состав для повышения добычи нефти вытеснением/ Мухаметзянов Р.Н., Фахретдинов Р.Н. Заявлено: 12.11.2015; Оpubл. 10.09.2016; Бюл. №25
14. Раупов И.Р. Технология внутрпластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: диссертация. кандидат технических наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. - Санкт-Петербург, 2016. - 143с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Р.С. Михалев, Ю.А. Максимова

Научный руководитель – доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Во время добычи нефти на месторождении, нефть которого характеризуется высокой вязкостью, часто происходит прорыв воды от нагнетательной скважины к добывающей. Для того, чтобы устранить существует технология адресного тампонирувания интервала прорыва. При опытно-промышленных работах по ограничению водопритока подбираются и тестируются реагенты для ограничения водопритока – эмульсионный состав на основе эмульгатора и полимерного состава NGT-Chem-3, а также существует дизайн работ. Проведение работ по ограничению водопритока показывает, что доля нагнетаемой воды в продукции сокращается вдвое, а по добывающей скважине отмечается снижение обводненности, что подтверждает эффективность технологии.

Работы по ограничению водопритока проводятся обычно на нескольких скважин, эксплуатирующих нефтегазоконденсатное месторождение, которое приурочено к терригенным породам верхней части сеноманских отложений. Эффективная длина горизонтальной добывающей скважины порядка 700 м, горизонтальной нагнетательной скважины – около 600 м, расстояние между ними должно быть не менее 100 м. Средняя глубина залегания продуктивного горизонта должна составлять порядка 1000 м. Добываемая нефть должна характеризоваться высокой вязкостью и высоким содержанием смол [1].

В период после начала заводнения и прокачки менее 1% от нефтенасыщенного порового объема возможен прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине при повышенных давлениях закачки воды. На прорыв воды

чаще всего указывают такие факторы как почти мгновенный рост обводненности до 90% и повышение забойного давления в добывающей скважине, резкое снижение давления закачки в нагнетательной скважине при постоянном темпе закачки, а также снижение обводненности до 50-60% в добывающей скважине при остановке нагнетательной скважины [2].

По результатам проводимых трассерных исследований, закачко1 индикатора в нагнетательную скважину, можно оценить диаметр трубок тока и их объем, которые могут составить порядка 400 мм и 40 м³ соответственно, а также проницаемость, которая может составить 15500 мкм². Установка датчиков температуры по стволу как добывающей, так и нагнетательной скважин с закачкой горячей воды в нагнетательную скважину можно определить интервал притока воды в добывающую скважину и интервал максимального водопоглощения в нагнетательной скважине.

Лабораторные исследования тампонажных составов

Схема ОИР включает в себя подбор и тестирование полимерного (тампонажного) состава, эмульсионного состава, проведение ограничение водопритока и оценку их результатов. Тампонажный состав подбирается исходя из результатов тестирования.

Состав должен соответствовать следующим требованиям: высокие прочностные характеристики, стойкость к механической и солевой деструкции, отсутствие коррозионной активности, совместимость с пластовыми флюидами и отсутствие отрицательного влияния на систему сбора и подготовки нефти. Кроме того, тампонажный состав должен обладать устойчивостью к термической деструкции ввиду разработки месторождения высоковязкой нефти с закачкой горячей воды в нагнетательную скважину с температурой до 115°C. Наилучшие реологические свойства показывает состав NGT-Chem-3 с комплексным органическим сшивателем. Этот реагент представляет собой одноупаковочный материал, который не требует введения каких-либо иных реагентов. Его растворение занимает порядка 30-40 минут при температуре 25°C. Время гелеобразования реагента в пластовых условиях регулируемое.

NGT-Chem-3 формирует прочные гели от «умеренно деформируемых» до «звонящих» и обладает высокой устойчивостью к температурной и механической деструкции [3]. При выдерживании NGT-Chem-3 в пластовой воде при 90°C гель остается прочным и однородным. Он не подвергается термодеструкции при температуре 80-90°C в течение 16 месяцев [4].

Чтобы защитить горизонтальную часть ствола скважины от попадания полимерного состава, существует «жидкий пакер» – эмульсионный состав на основе эмульгатора марки 3. Эмульсионный состав образует стабильные и вязкие эмульсии, позволяет максимально сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта, селективно изолирует промытые участки и дает возможность подключить в разработку слабодренлируемые пропластки.

Разработка дизайна рип и проведение работ

С учетом условий месторождения и наличием в конструкции нагнетательной скважины нецементированного хвостовика с сетчатым фильтром существует технология адресного тампонирувания заданного интервала нагнетательной скважины с защитой остальной части горизонтального ствола от воздействия полимерного состава. Ограничение водопритока проводится в три этапа.

На первом этапе эмульсионный состав закачивается в горизонтальный участок скважины. Объем эмульсионного состава при этом должен соответствовать объему горизонтальной части ствола скважины.

На втором этапе производится закачка тампонажного состава в зону интенсивного водопоглощения. Объем состава рассчитывается на основании данных объема трещины.

На третьем этапе эмульсионный состав должен быть вымыт из горизонтального участка скважины посредством обратной циркуляции.

В результате проведения ограничения водопритока обводненность продукции добывающей скважины обычно снижается со 95 до 18% при совместной работе с нагнетательной скважиной. Максимальная скорость прихода индикатора снижается примерно в 30 раз, средняя – в 15 раз. Максимальная проницаемость трубок тока снижается примерно в 120 раз, средняя – в 70 раз. Объем воды добывающей скважины, поступающей от нагнетательной скважины, чаще всего сокращается вдвое.

После ограничения водопритока скважина работает с низкой обводненностью около двух месяцев, после чего снова происходит превышение давление закачки сверх проектного и происходит новый мгновенный рост обводненности добывающей скважины до 95% с образованием нового прорыва.

Анализ причин прорыва воды чаще всего показывает, что снижение риска прорыва воды при заводнении может быть достигнуто за счет выбора оптимального давления, темпа и объемов закачки воды в пласт. При неблагоприятном развитии ситуации, когда прорыв воды все-таки произошел, необходимо применять технологию ограничения водопритока.

Литература

1. Туленков С.В. и др. Особенности планирования, проведения и интерпритации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 70-73.
2. Туленков С.В. и др. Особенности планирования, проведения и интерпритации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 40-43.
3. Стрижнев В.А. и др. Совершенствование технологии РИР в сложных геолого-промысловых условиях. // Инженерная практика. – 2015. – №8. – С. 32-36.
4. Каразеев Д.В. и др. Адресный подход к решению вопросов ВПП, РИР и борьбы с осложнениями с помощью линейки реагентов NGT-Chem // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №6. – С. 38-44.