

Использование продукта жидкофазного окисления углеводородного сырья для стабилизации и подавления набухания глин.

Ш.А. Гафаров

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Известно, что большинство продуктивных коллекторов нефти и газа содержат в своем составе то или иное количество глины, которое может находиться в виде порового цемента, прожилок, пропластков. Определенное количество глины может привноситься искусственно в призабойную зону скважины вместе с фильтратом бурового раствора при разбуривании продуктивной части пласта, капитальных и текущих ремонтах, при заводнении.

В процессе разработки залежи глина может изменять свой объем и тем самым существенно влиять на нефтеотдачу. В практике разработки нефтяных месторождений известны случаи, когда из-за набухания глинистого материала исключалась возможность заводнения или освоения нефтяных коллекторов.

В данной работе предлагается продукт (реагент) для подавления набухания глин /1/, состоящий из смеси монокарбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной, янтарной) и органических растворителей (метилэтилкетон, ацетон, метил и этицетаты и т. д.). Процесс получения продукта освоен отечественной химической и нефтехимической промышленностями. В качестве сырья для его получения используется как широкая фракция C_1 - C_7 газобензиновых заводов и установок стабилизации, так и конденсат газоконденсатных месторождений.

В зависимости от режима работы установки окисления продукт может содержать в своем составе по весу: кислот – 28...81%, органических растворителей – 1,6...50,0% и воды – 11...63%. Продукт хорошо растворим в воде в любых соотношениях.

Лабораторные исследования показали /1/, что при закачке в пласт реагент взаимодействует с нефтью (за счет кислот и растворителей) и породой-карбонатами (за счет кислот). Реакция взаимодействия кислот с породой ведет к образованию тепла, двуокиси углерода, солей монокарбоновых кислот, хорошо растворимых в воде и обладающих свойствами поверхностно-активных веществ.

С целью оценки влияния продукта на состояние естественных пластовых глин и глин, попавших в пласт вместе с фильтратом бурового раствора, с закачиваемой с поверхности водой, в процессе глушения и освоения скважин были выполнены специальные исследования.

Эксперименты проводились с использованием прибора Жигача К.Ф. и Ярова А.Н. /2/, по методике Городного В.Д. /3/. Сущность предлагаемой методики заключалась в измерении объемных изменений глинопорошка в

исследуемом реагенте. Выбор указанной методики обосновывался тем, что она позволяла фиксировать истинную величину прироста набухшей пробы глины без учета в ней иммобилизованной жидкости, которая механически задерживается набухшим веществом в виде отдельных включений и практически в набухании не принимает никакого участия. Кроме того, начальный объем сухой пробы зависит не только от веса, но и пористости или степени уплотнения глинопорошка, что также не учитывается другими методиками.

Жидкостями вызывающими набухание глин являлись пластовая и пресная вода, закачиваемые в пласт для поддержания пластового давления, и исследуемый реагент с суммарным содержанием монокарбоновых кислот 42% мас.(муравьиной - 4,5%, уксусной - 30%, пропионовой - 5%, масляной - 1,5%, янтарной - 1%), углеводов - 1,6%, остальное - вода.

Принятая методика исследований требовала для получения надежных результатов значительного количества глинистого материала, так как повторное использование глины невозможно. Учитывая сравнительно небольшой вынос кернового материала, а также непостоянство его состава по месторождению, в исследованиях использовали глинопорошок бентонит (Ильского месторождения) и каолинит. Выбор этих глин обосновывался тем, что бентонит относится к хорошо набухающим глинам, как и монтмориллонит, входящий в состав пластовых глин. При этом основной составляющей бентонита является монтмориллонит. Кроме того, в состав пластовых глин входит каолинит и гидрослюдистые глины, относящиеся к слабо набухающим глинам. Одновременно изучалась набухаемость глин Нурлатовского и Куганакского месторождений глинистого материала Башкирии, используемых для производства глинопорошка, применяемого при бурении скважин.

Для исключения коррозии прибора все узлы его были изготовлены из кислотостойких материалов: эбонита и нержавеющей стали. Опыты проводились при атмосферных условиях и температуре 30 градусов характерной для залежей Башкирии.

Для оценки подавляющей способности реагента были выполнены несколько серий экспериментов:

В первой серии экспериментов сухие образцы глин контактировали отдельно с пластовой, пресной водой, активным и нейтрализованным реагентом. После прекращения набухания глин в каждой из жидкостей оценивали коэффициент набухания.

Во второй серии экспериментов каждый образец глины приводился в контакт с пластовой водой до прекращения набухания глин, затем пластовая вода замещалась пресной водой и, после наступления стабилизации в набухании глин, пресная вода замещалась реагентом. Опыт считался завершенным, когда показания прибора, фиксирующего изменение объема глины в реагенте, оставались неизменными во времени. По результатам измерений вычислялся коэффициент набухания.

Третья и последующие серии экспериментов были идентичны второй (табл. 1). Различие состояло в том, что в этих сериях изменялась последовательность замещения жидкостей: например, в начале глины контактировали с пластовой водой, затем с активным и нейтрализованным реагентом, который в последующем замещался пресной водой или в начале с пресной водой затем с реагентом и снова с пресной водой.

Выбор последовательности замещения одной жидкости другой в сериях не случаен и соответствует реальному замещению жидкостей в продуктивных пластах. При этом полнота замещения одной жидкости на другую в случае кислот проверялась объемным титрованием на кислотность, а пластовой воды на пресную до отсутствия ионов хлора (реакция AgNO_3). Результаты проведенных исследований приведены в табл.1.

Анализ табл. 1 показывает, что все типы глин набухают в исследуемых жидкостях. При этом значения коэффициентов набухания для различных типов глин отличаются и зависят от химического состава исследуемых жидкостей. Наибольшее значение $K_{\text{наб}}$ (глины показывают в пресной воде, наименьшее в пластовой и в растворах реагента). Из опытных данных видно, что глинистые частицы каолинита, глин Нурлатовского и Куганакского месторождений относятся к слабонабухающим глинам и имеют близкие значения коэффициентов набухания. Процесс набухания каолинита в пресной воде во времени продолжается 17...20 суток, для глин Нурлатовского и Куганакского месторождений - 5... 6 суток. Значения $K_{\text{наб}}$ пресной воде для этих глин близки к коэффициенту набухаемости в пластовой воде, а продолжительность набухания составила от двух до четырех суток.

Бентонит обладает значительно большей набухающей способностью. Коэффициент набухания его в пресной воде - 4,88, а продолжительность набухания составляет 22...25 суток. При этом на 90 - 95% он набухает в течении 5... 7 суток. Значительно ниже коэффициент набухания бентонита в пластовой воде, в активных и нейтрализованных растворах реагента, где он равен соответственно 0,91; 0,74 и 1,01. Длительность набухания бентонита в этих растворах в 3...4 раза короче по сравнению со временем набухания его в пресной воде.

Значительный интерес представляет изучение набухаемости указанных глин при последовательной смене исследуемых жидкостей, так как приближает процесс к реальным условиям закачки реагента в пласт.

Результаты опытов подтвердили (табл.1, поз.5), что закачка пресной воды в нефтяные пласты вызывает набухание глин. Так, после смены пластовой воды на пресную коэффициент набухаемости бентонита увеличивается в 4,2 раза, для каолинита на 8%, для глин Нурлатовского и Куганакского месторождений соответственно на 13,4 и 8,3%. Замена пресной воды на реагент привело к подавлению и некоторому снижению набухания глин: бентонита - на 11,8%, каолинита - на 3,7%, глин Нурлатовского и Куганакского месторождений соответственно на 13,6 и 4,9%.

Таблица 1.

| Исследуемая жидкость, в которой изучалось набухание глин | Коэффициент набухаемости глин | | | |
|---|-------------------------------|------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Бентонит | Каолинит | Глина Нурлатовского месторождения | Глина Куганакского месторождения |
| Первая серия экспериментов | | | | |
| 1. Пластовая вода | 0,91 | 0,76 | 0,67 | 0,76 |
| 2. Пресная вода | 4,88 | 0,84 | 0,80 | 1,12 |
| 3. Раствор реагента (активный, содержание кислот 40%) | 0,74 | 0,70 | 0,63 | 0,57 |
| 4. Раствор реагента (нейтрал., с исходной кислотностью 20%) | 1,01 | 0,69 | – | – |
| Вторая серия экспериментов | | | | |
| 5. Пластовая вода → пресная вода → раствор реагента (активное содержание кислоты 40%) | 0,91→* 3,9→ 3,4 | 0,76→ 0,82→ 0,79 | 0,67→ 0,68→ 0,76 | 0,76→ 0,82→ 0,78 |
| Третья серия экспериментов | | | | |
| 6. Пластовая вода → раствор реагента (активн. кислотность 40%) → пресная вода | 0,91→ 1,07→ 1,17 | 0,76→ 0,78→ 0,80 | – | – |
| Четвертая серия экспериментов | | | | |
| 7. Пластовая вода → раствор реагента (нейтрал., исходная кислотн. 20%) → пресная вода | 0,91→ 1,24→ 1,50 | 0,76→ 0,79→ 0,82 | – | – |
| Пятая серия экспериментов | | | | |
| 8. Пресная вода → раствор реагента (актив. содержание кислот 40%) → пресная вода | 4,88→ 3,10→ 3,84 | 0,84→ 0,77→ 0,80 | 0,80→ 0,70→ 0,76 | 1,12→ 0,81→ 0,99 |

* Примечание: стрелками показана последовательность замещения жидкостей в опытах и соответствующие им коэффициенты набухаемости глин.

Дальнейший анализ показал, что на набухаемость глин большое влияние оказывает очередность контакта глин с исследуемыми жидкостями. Так, для схемы «пластовая вода - реагент - пресная вода», набухающая способность глин в пресной воде значительно уменьшается по сравнению со схемой «пластовая вода - пресная вода - реагент». Следовательно при воздействии на пласт продуктом, с целью максимального подавления набухания глин, схема «пластовая вода - реагент - пресная вода» будет наиболее эффективная.

При закачке реагента в карбонатные коллектора происходит его нейтрализация. В связи с этим представлял интерес изучение поведения глин при контакте с нейтрализованными растворами реагента. Исследования показали (табл.1, поз. 4,7), что и после нейтрализации растворы реагента обладают высокими подавляющими набухание глин свойствами.

Таким образом, предлагаемый продукт может быть рекомендован в качестве реагента для воздействия на терригенные и карбонатные пласты для подавления набухающей способности естественных и искусственно попавших в пласт глин. При этом монокарбоновые кислоты и растворители, содержащиеся в реагенте будут обеспечивать торможение ионообменного процесса и уменьшения толщины гидратного слоя на поверхности частичек глинистого материала. Растворение кислотами карбонатных составляющих глин и низкие значения поверхностного натяжения на границах раздела фаз будут способствовать разрушению структуры естественных и попавших в пласт глин с последующим их удалении из ПЗС.

Литература:

1. Мархасин И.Л., Гафаров Ш.А., Жданов А.Г., Лейберт Б.М. Смеси монокарбоновых кислот и растворители - реагент для интенсификации добычи нефти. / Тез. докл. республ. науч.- техн. конферен. «Проблемы нефти и газа» /Уфим. нефт. Ин-т. - Уфа, 1989.-с. 43-45.
2. Жигач К.Ф., Яров А.,Н. Об оценке набухаемости глин. Изв. ВУЗов « Нефть и газ», 1959, №10, с. 31-33.
3. Городнов В.Д. К оценке набухания дисперсоидов. Изв. ВУЗов « Нефть и газ », 1964, №2, с. 31-33.