

52.47.27 УДК 622.276.6

М.А. Силин, д.х.н., профессор; **Л.А. Магадова**, д.х.н., профессор;
В.А. Цыганков, e-mail: vadichjob@mail.ru, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

СУХОКИСЛОТНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КАРБОНАТОВ

Основной задачей нефтедобывающих компаний является получение наибольшей прибыли за счет добычи максимально возможного количества нефти из земных недр путем повышения продуктивности нефтяных скважин. Для интенсификации добычи применяются кислотные обработки, однако положительный эффект не всегда достижим.

Неправильный подбор жидкостей для кислотного воздействия или неточные данные о минералогическом составе зоны, на которую должна быть направлена обработка, или просто сложная минералогия нефтяного коллектора зачастую становятся причинами либо образования объемных закупоривающих поры пласта осадков, либо разрушения матрицы пласта, которое может привести к выносу породы на поверхность, либо разрушению самой скважины [1]. Все перечисленные проблемы заставляют инженеров-исследователей создавать безопасные технологические жидкости, с оптимальными рабочими характеристиками и показателями. Как известно, грязевая кислота (ГК) состоит из смеси двух неорганических кислот: это реакционноактивная соляная кислота и менее активная плавиковая кислота. В некоторых случаях применение активных кислот очень нежелательно и требует замены на замедленную кислоту [1]. Ниже представлены проблемы и трудности,

возникающие при обработках пластов быстрореагирующей агрессивной грязевой кислотой.

1. Образование закупоривающих осадков при применении в коллекторах со сложными минералогическими условиями, в частности в высококарбонатных коллекторах.
2. Образование нежелательных осадков, вызванное взаимодействием грязевой кислоты с жидкостями капитального ремонта скважин (КРС) и жидкостями заканчивания, оставляемыми в пласте при КРС.
3. Риск разрушения матрицы, особенно в пластах с низкой проницаемостью, низким давлением разрыва либо в пластах, содержащих чувствительный глинистый или карбонатный цемент. Активное реагирование в начальный период времени определяет расходование большей части кислоты в непосредственной близости к стволу скважины.
4. Неравномерность обработки больших интервалов нефтенасыщенных зон с разной проницаемостью.

5. Быстрое расходование кислоты при обработках скважин с повышенными пластовыми температурами, не позволяющее охватить всю зону, требующую кислотной обработки.

6. Формирование вторичных осадков, обусловленное нейтрализацией кислот, содержащих повышенное количество ионов железа.

7. Повышенная тенденция к образованию нефтяных эмульсий и нефтешламов, возникающих при контакте минеральных кислот с нефтью.

8. Высокая скорость коррозии скважинного оборудования.

9. Сложность исполнения обработки в технологическом плане, обусловленная большим количеством стадий такой обработки.

10. Высокий риск для здоровья технического персонала, связанный с агрессивностью среды применяемой жидкости.

Технологическая жидкость, приготовленная при помощи разработанной сухокислоты, представляет собой кислоту

замедленного действия, лишённую недостатков грязевой кислоты, которая с малой скоростью воздействует на все породы (табл. 1), слагающие нефтяной коллектор, при этом не образуя закупоривающих поры осадков.

Данные таблицы 1 показывают, что средняя скорость растворения рабочего раствора сухокислотной композиции в несколько раз меньше, чем у грязевой кислоты, при этом осадкоудерживающая способность такой композиции на 18% выше.

Также разработанная сухокислота упрощает процесс подготовки к кислотному воздействию на призабойную зону пласта, снижая время, необходимое на приготовление технологической жидкости, а также уменьшая влияние человеческого фактора, присутствующего в процессе этого приготовления. Как известно, для приготовления обычных кислотных составов для матричной обработки используется до 10 типов различных химических добавок. Разработанный состав сильно упрощает процесс приготовления, сочетая в себе все необходимые компоненты.

Сухокислотный состав, разработанный на основании проведенных лабораторных исследований [2], представляет собой сухую кислотную композицию замедленного действия, основными компонентами которой являются:

- кислотный агент, воздействующий на кварцевую и глинистую составляющую терригенного коллектора;
- хелатообразующий агент аминокарбоксилатного типа, помогающий предотвращать выпадение нежелательных осадков кальция и железа;

Таблица 1. Характеристики рабочего раствора сухокислотной композиции в сравнении с ГК при 95 °С

Состав	Средняя скорость растворения кварца за 1 ч, г/(м ² ·ч)	Средняя скорость растворения глины за 0,25 ч, г/(м ² ·ч)	Средняя скорость растворения карбоната за 1 ч, г/(м ² ·ч)	Степень осадкоудержания за 9 ч, %
ГК (3%НCl/0,5%HF) с ингибитором коррозии ИКУ 118	5,2	19,3	2150	77%
Рабочий раствор сухокислотной композиции	1	7,6	460	95%

• поверхностно-активное вещество на основе оксиэтилированных жирных спиртов, являющееся одновременно понизителем межфазного натяжения, способствующим притоку нефти в скважину, а также ингибитором коррозии. Такую сухокислотную композицию необходимо просто размешать в заранее подготовленной соляной кислоте, перевести pH системы в необходимый рабочий диапазон путем добавки дополнительного количества соляной кислоты для его снижения или гидроксида натрия для его повышения – и технологическая жидкость готова к работе. Приготовленная на основе такой кислотной композиции технологическая жидкость обладает следующими характеристиками, приведенными в таблице 2. Из таблицы 2 видно, что ингибированная грязевая кислота сопоставима с разработанной сухокислотой по единственному показателю – скорости коррозии стали, которая для обоих составов находится в допустимом для использования пределе. В отличие от разработанного КС, ГК в данном случае не совместима

с используемой нефтью за счет образования устойчивой эмульсии, также она обладает меньшим показателем pH, что характеризует опасность работы при ее использовании. Кроме того, грязевая кислота проигрывает разработанному кислотному составу по показателю межфазного натяжения, что, следовательно, будет выражаться в осложнении вызова притока нефти после кислотной обработки. Помимо всего перечисленного, еще одной важной характеристикой качества кислотного состава является его способность удерживать осадки гидрата окиси Fe³⁺ при обработке породы пласта, которые также могут в случае их образования привести к падению проницаемости коллектора. Из приведенных результатов видно, что кислотный состав, по сравнению с грязевой кислотой, удерживает в 5 раз больше вторичных осадков.

Все вышесказанное характеризует грязевую кислоту как нежелательный агент для кислотных обработок в сравнении с разработанным сухокислотным реагентом.

Таблица 2. Технологические параметры рабочего раствора сухокислотной композиции в сравнении с ГК

Состав	Вторичное осадкообразование при 95 °С, г FeCl3	Скорость коррозии стали, г/(м ² ·ч)	Межфазное натяжение, мН/м	pH	Плотность, кг/м ³	Термостабильность при 95 °С	Совместимость	
							с нефтью	с пластовой водой
ГК (3%НCl/0,5%HF) с ингибитором коррозии ИКУ 118	0,05	< 0,2	9,8	1	1010	Стаб.	Не всегда совм.	Не всегда совм.
Рабочий раствор сухокислотной композиции	0,25	< 0,2	0,5	5,5	1064	Стаб.	Совм.	Совм.



Рис. 1. Изменение фактора сопротивления после закачки технологической жидкости на основе разработанной сухокислотной композиции

В лаборатории моделирования пластовых процессов научно-образовательного центра (НОЦ) «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина на установке высокого давления и температуры НР-CFS были проведены эксперименты по исследованию влияния рабочего раствора полученного сухокислотного состава на фильтрационно-емкостные характеристики образца керна терригенного коллектора с высокой карбонатностью.

В качестве модели был взят керн терригенного коллектора Ярактинского месторождения Иркутской области с карбонатностью 15%. Длина модели – 3,421 см; диаметр модели – 2,934 см; площадь поперечного сечения – 6,758 см²; поровый объем – 3,055 см³; пористость – 13,21%.

В графическом виде все этапы фильтрационного эксперимента отображены на рисунке 1.

На этапе предварительной подготовки к эксперименту модельный керн был насыщен жидкой фазой, в качестве которой, согласно методике, использовали 3% масс. водный раствор хлорида аммония. После установки

образца в кернодержатель начали производить нагрев системы. По достижении температуры эксперимента 95 °С определяли величину коэффициента эффективной проницаемости по раствору хлорида аммония при противодавлении 2,5 МПа и давлении обжима 3,2 МПа, которая составила 0,0246 мкм². Расход жидкости на протяжении всего эксперимента держали постоянным 80 см³/ч.

Затем производилась фильтрация кислотной композиции через образец керна также при температуре эксперимента 95 °С, противодавлении 2,5 МПа и давлении обжима 3,2 МПа. При закачке кислотной композиции происходил рост перепада давления, связанный с вытеснением из модели жидкости с низкой вязкостью (хлорид аммония) на жидкость с более высокой вязкостью (кислотный состав). После прокачки 66 поровых объемов кислотной композиции была достигнута постоянная величина перепада давления, означающая, что произошло полное замещение раствора хлорида аммония кислотной композицией в поровом пространстве образца керна. Так как состав работа-

ет достаточно медленно, было решено оставить его на реагирование в течение 24 часов.

По истечении 24 часов была произведена промывка керна водным раствором хлорида аммония. Фильтрация производилась до достижения постоянного перепада давления. По окончании промывки была определена величина остаточной проницаемости по хлориду аммония 0,02652 мкм² и остаточный фактор сопротивления, который составил 0,93.

Приведенные факты свидетельствуют о положительном стимулирующем эффекте воздействия разработанной кислотной композиции на керна образец породы и количественно отражают рост проницаемости керна в результате такой обработки на 8%.

ВЫВОДЫ

1. Для упрощения процесса подготовки кислотной обработки и обеспечения необходимых рабочих и технологических свойств кислотного состава при повышенных температурах и сложных минералогических условиях разработана сухокислотная система комплексного действия.
2. Определены преимущества технологической жидкости, приготовленной на основе полученной сухокислотной композиции, над обычной грязевой кислотой.
3. Экспериментально установлено, что воздействие разработанного реагента на терригенный керн с повышенным содержанием карбонатов приводит к улучшению фильтрационно-емкостных свойств породы, выражающееся в увеличении проницаемости обработанного керна на 8%.

Проведение НИР в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

Литература:

1. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обзорная информация / Гейхман М.Г., Исаев Г.Л., Середа Н.Е., Малышев С.В., Нифантов В.И., Джафаров К.И. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 104 с.
2. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М. Кислотная композиция для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов // Технологии нефти и газа. – 2010. – №1. – С. 41.

Ключевые слова: терригенный коллектор, кислотная обработка, кислотная композиция, сухокислота, хелатный агент.



21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА



МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com



21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com