

Повышение эффективности кислотных обработок на верейском объекте Гремихинского месторождения

Н.С. Булдакова

к.х.н., ведущий инженер ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

О.А. Овечкина

заместитель директора по ИД
OAOvechkina@udmurtneft.ru

Н.В. Новикова

инженер 2 кат. ОМТП
NVNovikova@udmurtneft.ru

Е.Ю. Коробейникова

инженер 2 кат. КЛ
EYKorobejnikova@udmurtneft.ru

Э.З. Короткова

ведущий инженер КЛ
EZKorotkova@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»,
Ижевск, Россия

Ухудшение структуры запасов углеводородов на месторождениях Удмуртии, характеризующихся осложненными геологическими условиями, высоковязкой и парафинистой нефтью, сделало невозможным обеспечение высокой эффективности традиционных методов обработки призабойной зоны пласта. Применение солянокислотных обработок вызывает ряд осложнений на скважине, что приводит к снижению ее дебита. В данной работе предлагается использование усовершенствованных кислотных составов, содержащих многофункциональные реагенты-модификаторы. Предлагаемые кислотные составы протестированы на совместимость с пластовыми флюидами; определены способности новых составов к образованию эмульсии, осадка к стабилизации железа (III), а также проведена оценка скорости распространения коррозии в исследуемых композициях. Определены оптимальные соотношения добавок к ингибированной соляной кислоте для верейского объекта Гремихинского месторождения.

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что на всех стадиях разработки залежей и добычи нефти проницаемость пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) ухудшается. Основными причинами этого являются: уплотнение пород в призабойной зоне за счет гидродинамического воздействия, разрушение глинистого цемента пород-коллекторов, увеличение водонасыщенности пород ПЗП, снижение фазовой проницаемости для нефти при смене пластовой минерализованной воды на пресный буровой фильтрат, выпадение солей и асфальтосмолистых веществ [1].

В условиях ухудшения структуры запасов основных нефтяных месторождений Удмуртской республики, характеризующихся осложненными геологическими условиями, высоковязкой и парафинистой нефтью, все большее значение приобретают разработка и внедрение новых и высокоэффективных технологических решений извлечения нефти из низкопродуктивных карбонатных пластов. Их сложное геологическое строение, высокая неоднородность по проницаемости приводят к недостаточному полному использованию продуктивного потенциала скважин. В связи с увеличивающейся потребностью в рентабельном повышении производительности скважин все более широкое распространение получает их кислотная обработка [2].

Однако существует несколько факторов, снижающих эффективность традиционных методов кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. К ним можно отнести, во-первых, возникновение сладжей, вызванных воздействием кислоты, содержащей нестабильные ионы железа (II), которые после снижения кислотности до $\text{pH}=3,5$ (в результате реакции) преобразуются в объемный осадок гидроксида железа или основных его солей, являющихся кольматантами;

во-вторых, возможной проблемой является формирование блока из стойких высоковязких нефтекислотных эмульсий, образующихся в результате несовместимости кислотных составов и пластовых флюидов в ПЗП [3]. В третью очередь, к ним относятся проблемы, связанные с образованием осадков асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО). Известно, что АСПО находятся в нефти в мелкодисперсном коллоидном состоянии, образуя за счет межмолекулярного взаимодействия устойчивую коллоидную структуру, которая разрушается при взаимодействии нефти с кислотой, что и приводит к образованию слипшихся частиц АСПО, выпадающих в осадок; кроме того, частицы АСПО способны стабилизировать водонефтяные эмульсии [4].

Перечисленные проблемы, как правило, способствуют кольматации порового пространства коллектора и становятся причиной получения после ОПЗ дебитов нефти, ниже запланированных. Устранить вышеперечисленные осложнения можно путем применения кислотных составов, содержащих, помимо соляной кислоты, антисладжевые и железостабилизирующие агенты, а также специальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие диспергированию АСПО и обладающие деэмульгирующими свойствами.

В данной работе предложены варианты оптимизации кислотного состава реагентами-модификаторами (таб. 1), представляющими из себя добавки к ингибированной соляной кислоте и предназначенные для повышения эффективности кислотно-стимулирующих работ в карбонатных коллекторах.

Испытания исследуемых реагентов проведены на нефти Гремихинского месторождения (верейский объект) с массовым содержанием воды в образце 4%. Нефть верейских отложений в пластовых условиях характеризуется как высоковязкая: динамическая вязкость изменяется от 57,0 до

| Реагент | ТУ [5, 6] | Назначение |
|--|---------------------------|---|
| Стимулятор нефтеотдачи X-1 Стимулятор нефтеотдачи X-2 | ТУ 2458-029-30099585-2014 | Для использования в качестве многофункциональной добавки в технологические жидкости, в том числе, кислоты в нефтедобыче для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин |
| Стабилизатор X-3 | ТУ 2458-030-30099585-2014 | Для использования в качестве многофункциональной добавки в технологические жидкости, в том числе, кислоты в нефтедобыче для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин |

Таб. 1 — Химические реагенты, предназначенные для модификации кислотных составов
Tab. 1 — Chemicals, intended for changing acid components

Материалы и методы

Моделирование процессов взаимодействия кислотных составов для ОПЗ с нефтью верейского объекта Гремихинского месторождения.

Ключевые слова

обработка призабойной зоны пласта, кислотная обработка, стимулятор нефтеотдачи

146,2 мПа·с, составляя в среднем 78,7 мПа·с, со средней плотностью 910,6 кг/м³, изменяющейся в пределах от 902,2 до 921,7 кг/м³. В поверхностных условиях нефть верейских отложений характеризуется как тяжёлая (средняя плотность 913,4 кг/м³); высокосернистая (среднее содержание серы 3,24%); высокосмолистая (среднее содержание силикагелевых смол 23,9%); парафинистая (среднее содержание парафина 3,75%) [7].

В процессе тестирования кислотных составов на основе комплексных добавок на совместимость с пластовыми флюидами определены способности новых составов к образованию эмульсии, осадка и к стабилизации железа (III) в исследуемых растворах, а также проведена оценка скорости распространения коррозии [8, 9].

В качестве основы для кислотного состава использовался рабочий раствор кислоты соляной ингибированной марки А, произведенный в соответствии с ТУ 2458-030-13693708 с изм. 1 и предназначенный для обработки призабойной зоны пласта [10].

Исследования модернизированных кислотных составов начинали с проведения теста на стабильность композиций, основанного на выдерживании пробы композиции в течение 30 мин. при температуре 28°C, соответствующей температуре забоя скважины [8].

Для изучения свойств кислотных составов

по способности стабилизации железа к исследуемым композициям добавляли раствор трехвалентного железа в количестве, необходимом для создания концентрации Fe³⁺ равной 4000 ppm, тщательно перемешивали и выдерживали при температурах 20 и 28°C 30 мин. Дополнительно проведено аналогичное исследование после снижения кислотности исследуемых составов, для чего в испытуемые растворы с ионами железа добавляли расчетное количество 10 М раствора гидроксида натрия до остаточной концентрации соляной кислоты 3% по массе. Параллельно с описанными выше тестами с подогревом проб проводилось исследование контрольного образца, выдержанного при 20°C.

По истечении времени термостатирования пробы проверяли на предмет разделения фаз, помутнения, изменения цвета или осадкообразования. По результатам тестирования во всех исследуемых кислотных композициях данных признаков несоответствия не обнаружено, следовательно, составы при пластовой температуре верейского объекта Гремихинского месторождения являются стабильными растворами, способными удерживать железо (III) в концентрации 4000 ppm (таб. 2).

Перед проведением теста на образование устойчивой эмульсии пробу нефти Гремихинского месторождения фильтровали через

| № п/п | Кислотный состав | Объем кислотного состава, см ³ | Концентрация Fe ³⁺ , ppm | T, °C | Результат | Результат после нейтрализации HCl до 3% масс. |
|-------|---|---|-------------------------------------|-------|-----------|---|
| 1 | Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 2 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 3 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 4 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор X-3(0,5% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 5 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор X-3 (1,0% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 6 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.)+Стабилизатор X-3 (0,5% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| 7 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.)+Стабилизатор X-3 (1,0% масс.) | 50 | 0 | 20 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 0 | 28 | Стабилен | Стабилен |
| | | 50 | 4000 | 28 | Стабилен | Стабилен |

Таб. 2 — Тест на стабильность кислотных композиций и стабилизацию железа в кислотных растворах
Tab. 2 — The stability test of acid compositions and the iron stabilization in acids

сито 100 меш (рис. 1). Образцы кислотных составов с введенным раствором трехвалентного железа (4000 ppm) добавляли к нефти в объемных соотношениях 1:3, 1:1 и 3:1 и тщательно перемешивали 30 сек. Затем пробы выдерживали в термостате, нагретом до температуры забоя скважины в течение 5 мин. и проверяли на предмет разделения фаз кислоты и нефти. Далее проводили аналогичное повторное термостатирование исследуемых составов и наблюдения, после чего снова помещали пробы в термостат на статический отстой, общее время которого составляло 30 мин., включая приведенные выше периоды. Измерение объемов отделившейся кислоты и нефти, определение качества границы раздела фаз позволили

сделать заключение о том, что за исключением рабочего раствора ингибированной соляной кислоты и состава, полученного при смешении базового раствора со стимулятором нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.) в объемном соотношении 1:1, все исследуемые кислотные композиции не образуют вторичной эмульсии (таб. 3).

При проведении теста на осадкообразование использовали образцы, прошедшие исследование на совместимость с нефтью Гремичинского месторождения. Каждый образец фильтровали через сито 100 меш и проверяли наличие сгустков или осадков. Следует отметить, что только после введения исследуемых модифицирующих добавок базовый кислотный состав показывает удовлетворительный

результат при оценке осадкообразования (таб. 3).

С целью изучения агрессивности товарных форм исследуемых кислотных составов проведен тест на скорость распространения коррозии. Скорость коррозии определяли по изменению массы образца стали, приходящейся на единицу поверхности, в единицу времени:

$$V_{кор} = (m_1 - m_2) / (S \cdot \tau) \quad (1)$$

где $V_{кор}$ — скорость коррозии, г/(см²·ч), m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м²; τ — время испытания, ч.

Все тестируемые кислотные составы, включая базовую кислоту, по показателю

| № п/п | Кислотный состав | Объем кислотного состава, см ³ | | | | | | Результат | |
|-------|---|---|---|--------------------------------------|--------------------------------|---------------------|-------------------------|--|--|
| | | Объем нефти, см ³ | Объем отделившейся кислоты, см ³ | Объем нефтяной фазы, см ³ | Образование вторичной эмульсии | Граница раздела фаз | Фильтрование через сито | | |
| 1 | Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.) | 25 | 75 | 0 | 100 | Да | Отсутствует | Эмульсия не фильтруется даже при помощи фильтровальной бумаги | |
| | | 50 | 50 | 45 | 55 | Да | Неровная | Кислотная фаза фильтруется быстро; нефтяная фаза густая, не проходящая через сито эмульсия | |
| | | 75 | 25 | 68 | 32 | Да | Неровная | Кислотная фаза фильтруется быстро; нефтяная фаза густая, не проходящая через сито эмульсия | |
| 2 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 47 | 53 | Да | Неровная | Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, на сите остаются частички АСПО | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Неровная | Фильтруется менее 2 мин., сито чистое, АСПО отсутствуют | |
| 3 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 50 | 50 | Нет | Ровная | Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Ровная | Жидкость медленно проходит через фильтр (около 3 мин.), АСПО отсутствуют | |
| 4 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор X-3 (0,5% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 54 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 50 | 50 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито в течение 2 мин., АСПО отсутствуют | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито в течение 2 мин., АСПО отсутствуют | |
| 5 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор X-3 (1,0% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 50 | 50 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 2 мин., АСПО отсутствуют | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют | |
| 6 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор X-3 (0,5% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 60 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 50 | 50 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 15 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 25 сек., АСПО отсутствуют | |
| 7 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи X-2 (1,0% масс.)+ Стабилизатор X-3 (1,0% масс.) | 25 | 75 | 25 | 75 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 1 мин. 45 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 50 | 50 | 50 | 50 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 19 сек., АСПО отсутствуют | |
| | | 75 | 25 | 75 | 25 | Нет | Ровная | Жидкость проходит через сито за 30 сек., АСПО отсутствуют | |

Таб. 3 — Тест на образование устойчивых эмульсий
Tab. 3 — The test formation of the stable emulsion

скорость распространения коррозии за 12 ч. не превышают нормативного значения 0,09765 г/см² (таб. 4).

Таким образом, предлагаемые в работе модификаторы кислотных составов дают возможность исключить появление нежелательных процессов, происходящих в ПЗП после соляно-кислотных обработок.

Итоги

Проведено исследование кислотных составов, состоящих из ингибированной соляной кислоты с добавлением модифицирующих присадок; показана возможность увеличения эффективности соляно-кислотных ОПЗ при использовании данных реагентов.

Выводы

1. Лабораторные исследования показали, что применяемая в ОАО «Удмуртнефть» ингибированная соляная кислота в условиях Гремихинского месторождения при температурах 20 и 28°C способна стабилизировать ионы железа (III) в концентрации 4000 ppm. Однако взаимодействие рабочего раствора кислоты с добываемой нефтью в объемных соотношениях кислота:нефть = 1:1, 1:3, 3:1 приводит к образованию вторичной эмульсии, что не может не оказывать негативного влияния на эксплуатацию скважин после соляно-кислотных обработок ПЗП.

2. При добавлении модификаторов может быть достигнут положительный эффект, но только при определенном содержании добавок. Применительно к верейскому объекту Гремихинского месторождения могут быть рекомендованы составы №3–7. Эти кислотные составы не вызывают образования АСПО и, как следствие, снижают возможность образования вторичных эмульсий. Помимо того, скорость коррозии стали в рекомендованных составах значительно ниже, чем в рабочем растворе ингибированной соляной кислоты.

3. Предложенные кислотные составы, содержащие наряду с применяемой в ОАО «Удмуртнефть» ингибированной соляной кислотой стимулятор нефтеотдачи Х-1 или Х-2 и стабилизатор Х-3, обеспечивают высокую эффективность ОПЗ даже в осложненных геологических условиях и при добыче высоковязкой и парафинистой нефти.

Список литературы

1. Магадов Р.С., Силин М.А., Паевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки Нефтенола К // Нефть, Газ и Бизнес. 2007. №1–2. С. 93–97.

2. Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Стимулятор для моделирования и оптимального проектирования большеобъемных селективных кислотных обработок карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. №2. С. 16–20.

3. Хасанова Н.А., Перунов Г.А., Насибулин И.М., Баймашев Б.А. Решение для кислотных обработок скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти в условиях образования стойких нефтекислотных эмульсий // Нефтепромысловое дело. 2015. №3. С. 21–25.

4. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Макарова Н.С. Технологические жидкости для направленных кислотных обработок карбонатного коллектора // Нефтепромысловое дело. 2006. №12. С. 7–11.

5. ТУ 2458-029-30099585-2014 Стимуляторы нефтеотдачи Эфрил S.

6. ТУ 2458-030-30099585-2014 Стабилизатор Эфрил R.

7. Дополнение к технологической схеме разработки Гремихинского нефтяного месторождения Удмуртской республики. Книга 1. Ижевск. 2013. 554 с.

| № п/п | Кислотный состав | Скорость распространения коррозии за 12 ч, г/см ² |
|-------|---|--|
| 1 | Базовая кислота. Рабочий раствор кислоты соляной ингибированной (10,7% масс.) | 0,02081 |
| 2 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) | 0,00019 |
| 3 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) | 0,00030 |
| 4 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.) | 0,00007 |
| 5 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.) + Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.) | 0,00013 |
| 6 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.) | 0,00034 |
| 7 | Базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-2 (1,0% масс.) + Стабилизатор Х-3 (1,0% масс.) | 0,00014 |

Таб. 4 — Скорости распространения коррозии в тестируемых кислотных составах

Tab. 4 — The propagation rate of the corrosive action in testing acid components

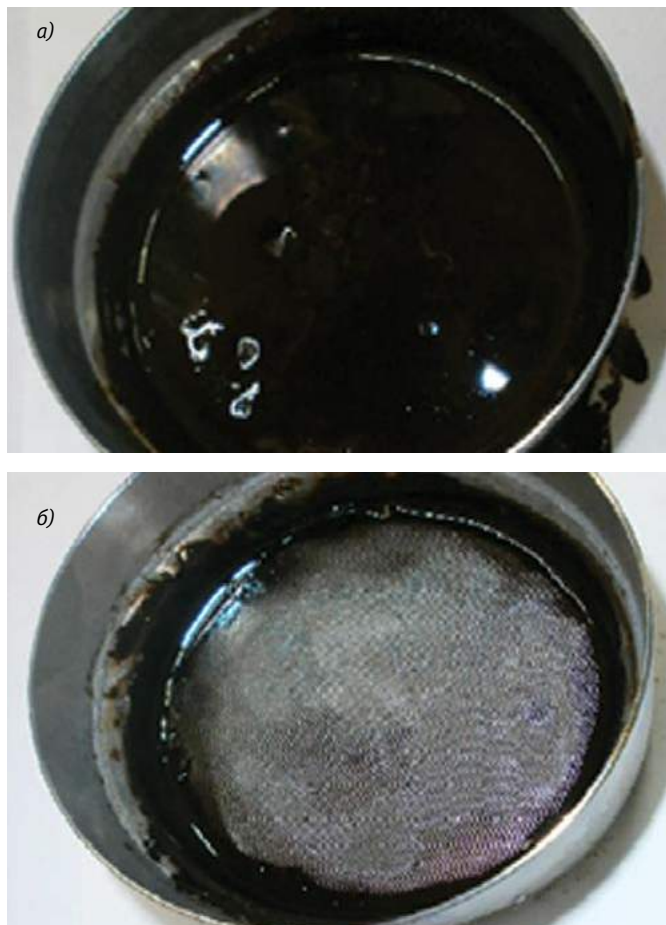


Рис. 1 — Тест на осадкообразование: а — базовая кислота; б — базовая кислота+Стимулятор нефтеотдачи Х-1 (3,5% масс.)+Стабилизатор Х-3 (0,5% масс.)

Fig. 1 — The sedimentation test: a — the basic acid; b — the basic acid+ the stimulating agent of the production rate Х-1 (3,5% wt)+ stabilizer Х-3 (0,5% wt)

8. Инструкция №П1-01.03 ТИ-002 Обеспечение и контроль качества при гидроразрыве пласта, кислотном гидроразрыве пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны. Приложение 8. Тестирование кислотных

составов при проведении ГРП и БОПЗ. 9. МУК №П1-01.03 М-0016 Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин. Приложение 2. Определение состава кольматанта и выбор реагента при

планировании химических обработок скважины. Тесты на качество и совместимость кислот со скважинной жидкостью. 10.ТУ 2458-030-13693708 Кислота соляная ингибированная.

The efficiency increasing of acid treatments on the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe field

UDC 622.276

Authors:

Nadezhda S. Buldakova — the leading engineer; NSBuldakova@udmurtneft.ru
Olga A. Ovechkina — the deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru
Nadezhda V. Novikova — 2nd category engineer; NVNovikova@udmurtneft.ru
Elena Y. Korobejnikova — 2nd category engineer; EYKorobejnikova@udmurtneft.ru
Elvira Z. Korotkova — the leading engineer; EZKorotkova@udmurtneft.ru

JSC "Izhevsk Oil Research Center", Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The reserves deterioration of hydrocarbons on the Udmurtiya fields, which is characterized by abnormal geological conditions, high-viscosity and paraffin-base oil, caused the low efficiency of traditional methods of bottom-hole formation zone treatment. The using of hydrochloric acid treatments usually causes a number of well problems that leads to the production rate decrease. We suggest using improved acidic compositions, containing multifunctional reagents-modifiers in the article. The acid compositions were tested for compatibility with reservoir fluids; the abilities of new compounds for the formation of emulsions, sediments, and the stabilization of iron (III) were determined; the estimation of the corrosion spreading rate in the compositions was carried out. The optimal proportions of additives in the inhibited hydrochloric acid for the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield are defined.

Materials and methods

The imitation of interaction processes of acidic compounds for bottom-hole treatment on the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield.

Results

The researches of acid compositions, consisting of inhibited hydrochloric acid with the addition of modifying additives, were carried out, the possibility of increasing the efficiency of hydrochloric acid bottom-hole formation zone treatment, using these reagents, was shown.

Conclusions

1. The laboratory researches showed, that the inhibited hydrochloric acid, used in Udmurtneft', is able to stabilize iron ions (III) at the concentration of 4000 ppm at a temperature of 20 and 28°C under the conditions of the Gremikhinskoe oilfield. However, the interaction of the acid working solution with the produced oil at the ratio of acid:oil = 1:1, 1:3, 3:1, leads to the formation of secondary emulsion, the influence of which on the well operation after the hydrochloric acid bottom-hole formation zone treatment can be negative.
2. The positive effect after the adding of modifiers can be achieved only with a

certain additives content. In relation to the Vereyskiy object of the Gremikhinskoe oilfield the compositions №3–7 can be recommended (tab. 2). These acid compositions do not cause the formation of heavy oil sediments and, consequently, they reduce the possibility of secondary emulsions formation. In addition, the corrosion rate of steel in the compositions is lower than in the working solution of inhibited hydrochloric acid.

3. These acid compositions, containing not only the inhibited hydrochloric acid, using in Udmurtneft', but also the stimulating agent of oil recovery X-1 or X-2 and stabilizer X-3, ensure high efficiency of the bottom-hole formation zone treatment even under the abnormal geological conditions and during the production of high-viscosity and paraffin-base oil.

Keywords

bottom-hole formation zone treatment, acid treatment, the stimulating agent of oil recovery

References

1. Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoy E.G., Magadova L.A., Pakhomov M.D., Davletshina L.F., Mishkin A.G. *Sovershenstvovanie kislotnykh obrabotok skvazhin putem dobavki Neftenola K* [The development of well acidizing using the additive Neftenol K]. *Neft', Gaz i Biznes*, 2007, issue 1–2, pp. 93–97.
2. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V. *Stimulyator dlya modelirovaniya i optimal'nogo proektirovaniya bol'sheob'emnykh selektivnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov* [The stimulating agent for imitation of optimal design of large-volume selective acidizing of carbonate basins]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK Rosneft'*, 2010, issue 2, pp. 16–20.
3. Khasanova N.A., Perunov G.A., Nasibulin I.M., Baymashev B.A. *Reshenie dlya kislotnykh obrabotok skvazhin na mestorozhdeniyakh s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti v usloviyakh obrazovaniya stoykikh neftekislotnykh emul'siy* [How to perform wells acid treatment at fields with hard-to-recover oil reserves in conditions of formation of stable oil-acid emulsions]. *Neftpromyslovoe delo*, 2015, issue 3, pp. 21–25.
4. Magadova L.A., Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoy E.G., Makarova N.S. *Tekhnologicheskie zhidkosti dlya napravlenykh kislotnykh obrabotok karbonatnogo kollektora* [Process liquids for direct acid treatments of the carbonate basin]. *Neftpromyslovoe delo*, 2006, issue 12, pp. 7–11.
5. Specification 2458-029-30099585-2014 *Stabilizator Efril R* [The stimulating agent of oil recovery Efril R].
6. Specification 2458-030-30099585-2014 *Stabilizator Efril R* [The stimulating agent of oil recovery Efril R].
7. *Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Gremikhinskogo neftyanogo mestorozhdeniya Udmurtskoy respubliki. Kniga 1* [RMP Addenda of the Gremikhinskoe oilfield of the Udmurtian Republic]. Izhevsk, 2013, 554 p.
8. Instruksiya №P1-01.03 TI-002 *Obespechenie i kontrol' kachestva pri gidrorazryve plasta, kislotnom gidrorazryve plasta i bol'sheob'emnoy obrabotke pri zaibnoy zony. Prilozhenie 8. Testirovanie kislotnykh sostavov pri provedenii GRP i BOPZ* [The instruction №P1-01.03 TI-002 QA/QC during the hydraulic fracturing, acid fracturing and large-volume bottom-hole treatment. The application №8. Testing of acid compounds during fracturing and large-volume bottom-hole treatment].
9. *MUK №P1-01.03 M-0016 Khimicheskaya obrabotka prizaboynykh zon plasta dobyvayushchikh skvazhin. Prilozhenie 2. Opredelenie sostava kol'matanta i vybor reagenta pri planirovanii khimicheskikh obrabotok skvazhiny. Testy na kachestvo i sovmestimost' kislot so skvazhinnoy zhidkost'yu* [MG chemical treatment of BHZ of producers. The Application №8. Composition analysis of the colmatant and choosing of the chemical agent while designing the down-the-hole treatment. Quality tests for compatibility of the acid with the borehole fluid].
10. Specification 2458-030-13693708 *Kislota solyanaya ingibirovannaya* [The inhibited hydrochloric acid].