

Разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10067

А.Ю. Дмитриевак.т.н., научный сотрудник ЭРС
audmitrieva@tatnipi.ru**М. Х. Мусабилов**Д.т.н., зав. лабораторией ОПЗиВИР
musabirov@tatnipi.ru**Н.И. Батурин**Инженер лаборатории ОПЗиВИР
BaturinNI@tatnipi.ruИнститут "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть"
им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Статья посвящена лабораторным исследованиям в области нефтепромысловых химии. Объектом исследования является кислотно-углеводородная эмульсионная система (далее — КУЭС), на основе исходных химических реагентов различных классов, для комплексных обработок прискважинных зон карбонатных коллекторов. Цель работы — научно-обоснованная разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородной эмульсионной системы для повышения эффективности обработки карбонатного нефтяного пласта за счет увеличения глубины проникновения гидрофобной эмульсии в глубь пласта, в следствие кратного (на порядок) замедления скорости реакции микроглобул кислоты в эмульсии с породой пласта, отмыва пленки нефти, насыщенной асфальтено-смолистыми веществами, с поровой поверхности пласта и регулирования реологических параметров гидрофобной эмульсии во времени. В результате проведенных исследований была разработана рецептура кислотно-углеводородная эмульсионная система с конкретным компонентным и концентрационным диапазоном

Актуальной задачей интенсификации процессов добычи нефти является разработка новых технологий стимуляции прискважинной зоны пласта, одной из которых является комплексная кислотная обработка.

Кислотная обработка скважин — один из наиболее распространенных видов воздействия на прискважинную зону пласта с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора. В целях повышения охвата пласта кислотным воздействием существует множество составов и технологических приемов, основными задачами которых являются блокировка высокопроницаемых зон и перераспределение активного кислотного раствора в менее проницаемые и более нефтенасыщенные, закольматированные участки прискважинной зоны пласта (далее — ПЗП).

Обратные кислотные эмульсии (далее — ОКЭ) [1] представляют собой дисперсию кислотных растворов в углеводородной среде, стабилизированную маслорастворимыми поверхностно-активными веществами (далее — ПАВ) [2–4]. Часто в промысловых условиях ОКЭ готовят только на основе товарных нефтей без вспомогательных эмульгаторов и получают нефтекислотные эмульсии (далее — НКЭ), в которых роль ПАВ выполняют нефтяные высокомолекулярные полярные компоненты (как правило, асфальтены, смолы и нафтеновые кислоты). Такой путь получения НКЭ является простым только на первый взгляд, поскольку резко сужает возможность варьирования стабильностью, дисперсностью и вязкостью эмульсий, а, следовательно, их реакционной и проникающей способностью в ПЗП. Использование же специальных эмульгаторов при соответствующем научно-обоснованном выборе их природы и концентрации позволяет включить в состав ОКЭ не только нефти, но и легкие нефтепродукты, углеводороды с улучшенными растворяющими свойствами по отношению к органо-минеральным кольматантам, целенаправленно изменять другие характеристики этих коллоидных систем.

Эмульгированная кислота в дизельном топливе использовалась в технологиях ОПЗ много лет. Известно, что эмульгированная кислота должна быть стабильной в условиях окружающей среды в течение длительного периода времени. Она должна быть стабильной также и в скважинных условиях в течение достаточно длительного периода времени, чтобы применять эмульгированную кислоту, не вызывая эксплуатационные проблемы. Современное состояние исследований и технологических решений в области предлагаемых эмульсионных систем и технологии ОПЗ показывает, что существующие известные эмульсионные кислотные составы не позволяют

получать потенциальные результаты при стимуляции порово-трещинных карбонатных коллекторов, так как используемые кислотные составы не отвечают всему комплексу требований к ним: проявляют коррозионную активность, не обладают достаточной глубиной проникновения в пласт, характеризуются низким охватом кислотным воздействием ПЗП, обладают маловязкой консистенцией, а главное — недостаточно активны по отношению к органическим асфальтено-смолистым веществам, адсорбирующимся на породе ПЗП, тем самым блокирующим доступ активной соляной кислоты к материалу коллектора.

В большинстве случаев карбонатный природный коллектор с самого начала эксплуатации представляет собой макронеоднородную порово-трещинную (кавернозную) структуру с наличием поровой матрицы, пронизанной системой природных трещин. Поэтому кроме прямого назначения кислотную эмульсию можно одновременно использовать и для блокирования трещиноватых проницаемых участков продуктивного пласта, при этом необходимо, чтобы эмульсия имела достаточно высокую вязкость [5].

Гидрофобная кислотная эмульсия, выполняя основную задачу по увеличению проницаемости ПЗП, временно блокирует высокопроницаемые участки пласта, после выполнения блокирующей функции, реализует свой химический потенциал, вступая в реакцию с коллектором. Это значительно упрощает технологию и организацию работ по интенсификации притока, так как готовится один тип раствора.

Нефтяные коллекторы с пластовой температурой в широкой области (30–90°) обрабатывают гидрофобными нефтекислотными эмульсиями, что способствует увеличению охвата пластов за счет замедления скорости растворения карбонатов. Время выдержки кислотной эмульсии в пласте зависит от стабильности эмульсии. Скорость растворения замедляется в 100 и более раз по сравнению с обычной кислотой [3, 5, 6].

В отличие от чистой соляной кислоты кислотная эмульсия не образует больших каналов в породе, ее действие пролонгировано и ориентировано на увеличение проницаемости коллектора в более удаленной части пласта. В этом случае коэффициент восстановления проницаемости составляет 35–40 % [5].

Исходя из актуальности создания гидрофобной эмульсии с заданными свойствами были проведены работы по организации отбора и приобретения компонентных исходных материалов для разработки рецептур КУЭС.

Были определены следующие компоненты:

1) эмульгаторы — Э1, Э2, Э3;

компонентов, которая характеризуется оптимальным комплексом физико-химических показателей. Ожидаемые результаты — повышение эффективности и успешности ОПЗ скважин на объектах разработки ПАО «Татнефть».

Материалы и методы

Проведены исследования по тестированию исходных ингредиентов класса углеводородные растворители, ПАВ-эмульгаторы, кислоты. Оптимизирован подбор лучших по свойствам исходных компонентов КУЭС. Разработана методика приготовления композиционного состава на эмульсионной основе с заданной агрегативной и седиментационной стабильностью во времени. С применением современной аппаратурно-измерительной, приборной и методической основы изучены основные физико-химические, реологические и дисперсные характеристики и свойства КУЭС. На модельных установках, имитирующих движение (фильтрацию) КУЭС разных рецептур через карбонатный материал пласта протестированы механизм отклонения и обработки кислотными эмульсиями ядерного материала разной проницаемости.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, лабораторные исследования, физико-химические свойства, гидрофобная эмульсия, компонентный состав, оптимальная рецептура

2) растворители — P1, P2.

Составы КУЭС готовились в лабораторных условиях с применением пропеллерной мешалки типового образца путем последовательного растворения определенного

количества эмульгатора в расчетном количестве растворителя, их перемешивания в течение 5–10 мин (два компонента взаиморастворимы), затем в перемешивающийся раствор дозированно (постепенно)

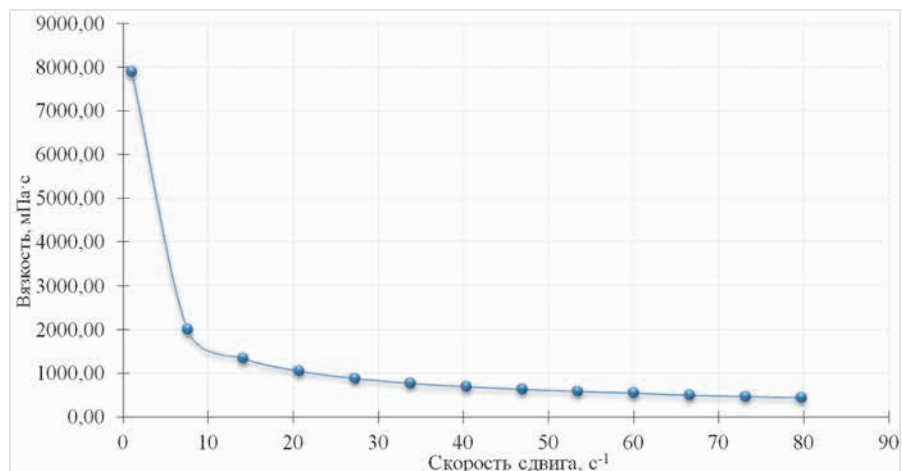


Рис. 1 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №7 (1) при температуре 23°С

Fig. 1 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.7 (1) at a temperature of 23°С

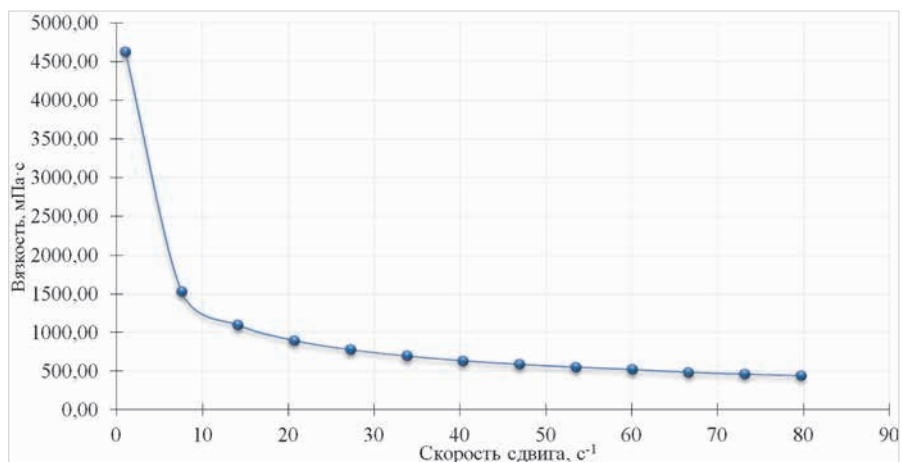


Рис. 2 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №9 (1) при температуре 23°С

Fig. 2 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.9 (1) at a temperature of 23°С

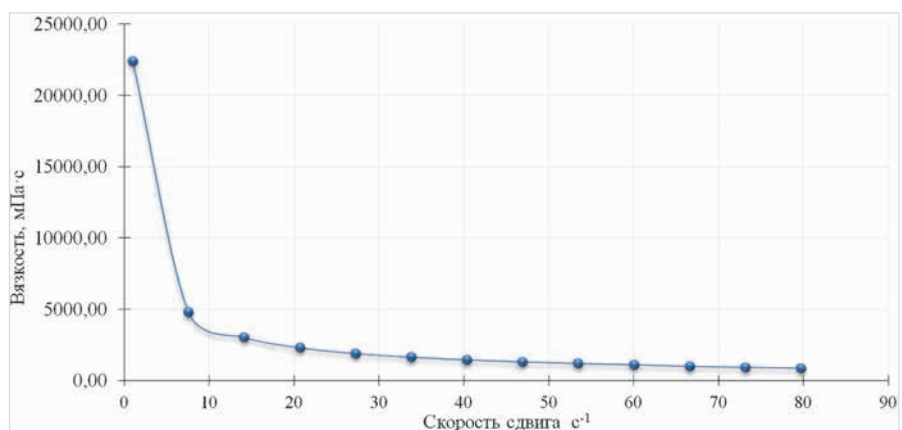


Рис. 3 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №10 (1) при температуре 23°С

Fig. 3 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.10 (1) at a temperature of 23°С

добавляют определенное количество водного раствора ингибированной соляной кислоты 10–15 %-ной концентрации, при этом постепенно увеличивают скорость (темп) перемешивания с 400–500 мин⁻¹ до 1000–1200 мин⁻¹. При этом консистенция эмульсии визуально растет. Процесс эмульгирования продолжают до приготовления однородной эмульсии светло-желтого (кремового) цвета с характерной вязкостью (консистенцией). Готовность эмульсии определяют периодическим измерением величины электростабильности и контролем за дисперсностью путем фотографирования капли эмульсии на микроскопе. Процесс эмульгирования продолжают до приготовления однородной эмульсии светло-желтого (кремового) цвета с характерной вязкой консистенцией. Время перемешивания до готовности КУЭС

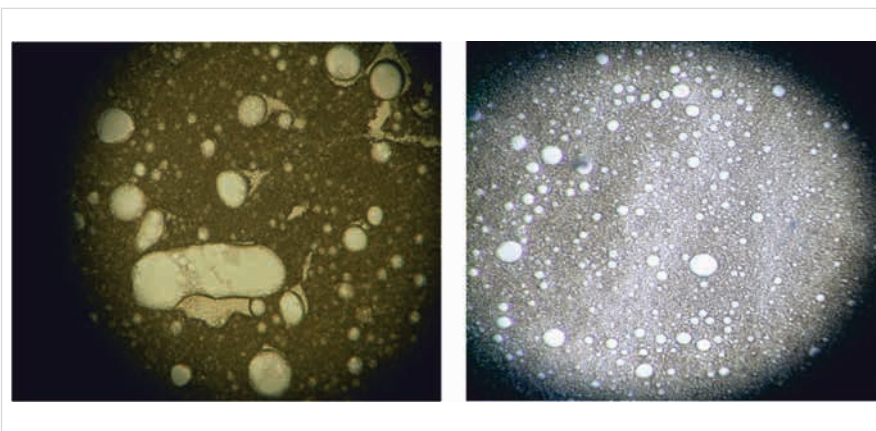


Рис. 4 — Микроструктура кислотно-углеводородной эмульсионной системы 1 (1), 2 (1)
Fig. 4 — Microstructure of acid-hydrocarbon emulsion system 1 (1), 2 (1)

Таб. 1 — Результаты лабораторных исследований по определению рецептуры КУЭС
Tab. 1 — The results of laboratory studies to determine the recipe KES

| № Опытного образца | Объем эмульгатора, %/мл | Объем HCL (15%), %/мл | Объем растворителя, %/мл | Электростабильность, В | Внешний вид КУЭС | Агрегативная устойчивость |
|--------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------|---|---|
| 1 (1) | Э1 5% /15 | 78% /234 | P1 17% /51 | 132 | Текущая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 2 (1) | Э1 5% /15 | 75% /225 | P1 20% /60 | 67 | Текущая эмульсия кремового цвета (ОПЗ) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 3 (1) | Э25% /15 | 75% /225 | P1 20% /60 | 29 | Текущая эмульсия кремового цвета (ОПЗ) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 4 (1) | Э2 5% /15 | 78% /234 | P1 17% /51 | 18 | Текущая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 5 (1) | Э35% /15 | 75% /225 | P1 20% /60 | 29 | Эмульсия не получилась | – |
| 6 (1) | Э3 5% /15 | 78% /234 | P1 17% /51 | 32 | Эмульсия не получилась | – |
| 7 (1) | Э1 5%/10 | 70% /140 | P2 25% /50 | 164 | Эмульсия кремового цвета, жидко-текучая | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 8 (1) | Э1 5% /10 | 80% /160 | P2 15% /30 | 61 | Эмульсия не получилась | – |
| 9 (1) | Э1 5% /10 | 75% /150 | P2 20% /40 | 81 | Текущая эмульсия кремового цвета (ОПЗ) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |
| 10 (1) | Э1 5% /10 | 78% /155 | P2 17% /35 | 59 | Текущая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.) | Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч |

Таб. 2 — Результаты опытов по замедлению скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%)

Tab. 2 — The results of experiments to slow down the reaction rate in the emulsion compared to HCL (15%)

| Время (t), мин | Масса образца (m), г | | Растворимость, % | |
|----------------|----------------------|--------|------------------|------|
| | HCL (15%) | КУЭС | HCL (15%) | КУЭС |
| 0 | 19,547 | 20,259 | - | - |
| 5 | 10,331 | 20,223 | 47 | 1,7 |
| 20 | 0 | 20,024 | | |

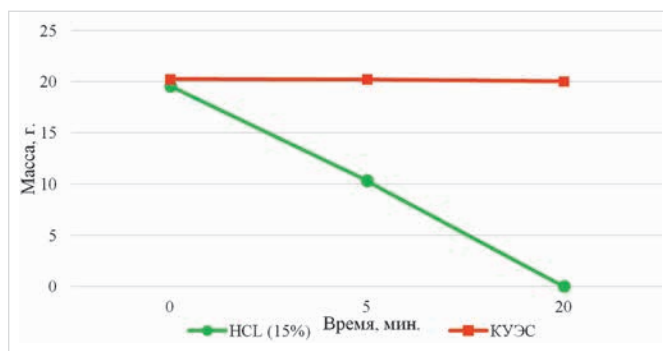


Рис. 5 — Результаты опытов по замедлению скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%)
Fig. 5 — The results of experiments to slow down the reaction rate in the emulsion compared to HCL (15%)

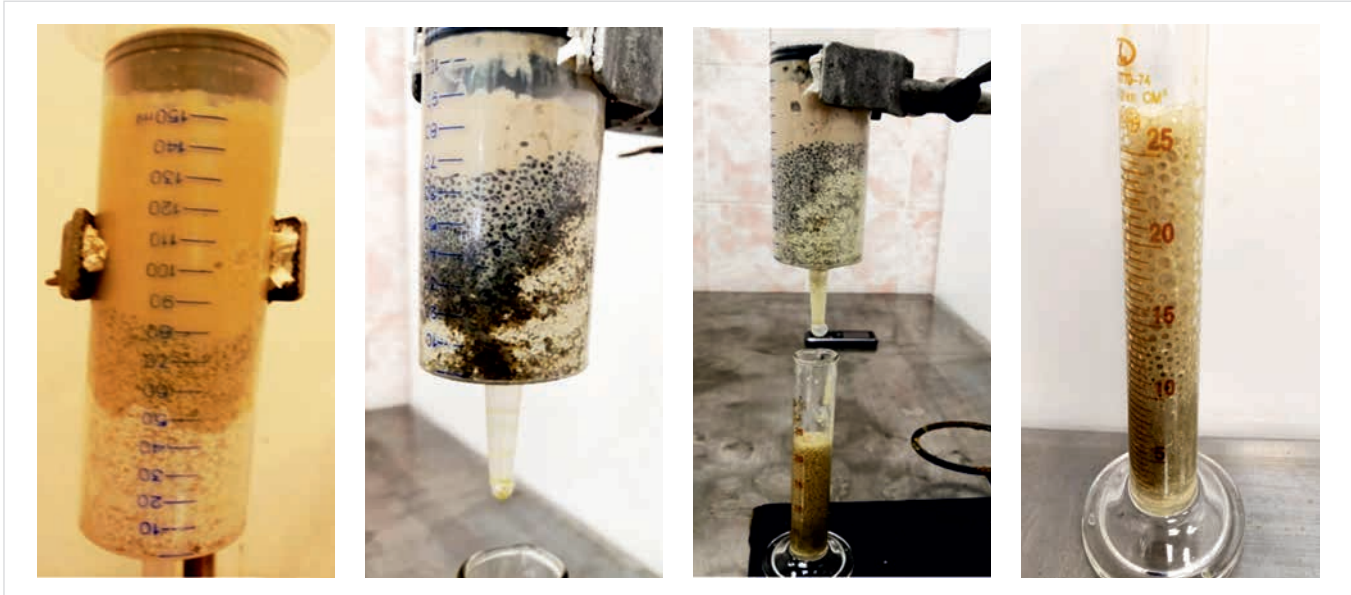


Рис. 6 — Кисотно-углеводородная эмульсионная система (первая рецептура)
 Fig. 6 — Acid-hydrocarbon emulsion system (first recipe)

(определено экспериментально) составляет 18–20 мин. Дальнейшее увеличение времени эмульгирования не приводит к возрастанию параметров, они стабилизируются на одном уровне.

Для определения степени отмыва пленки нефти, насыщенной асфальтено-смолистыми веществами (далее — АСВ), в нативную свежееотобранную скважинную нефть помещали образцы керна на 1 сут, затем образцы высушивали в течение 1 сут для образования твердообразной пленки АСВ на кернах, взвешивали, затем эти керны помещали в растворители, соляную кислоту или КУЭС различных рецептур. Через определенное время фиксировали степень отмыва пленки нефти с АСВ от поверхности кернов или определяли остаточную массу керна после реагирования в кислоте или КУЭС путем периодического взвешивания. Таким образом, гравиметрическим методом определяли степень отмыва пленки с кернового материала или степень

растворения керна с пленкой АСВ.

Скорость растворения (растворяющую способность) КУЭС по карбонату оценивали гравиметрическим методом на естественных кернах, при котором кубик кернового материала с определенной площадью и массой помещали в испытуемый состав. По изменению массы за фиксированное время определяли скорость растворения карбонатного материала. Сравнивали с показателем скорости растворения 15%-ной соляной кислоты на аналогичном керновом материале (геометрические размеры всех кубиков в опытах были одинаковые).

Агрегативная стабильность определялась временем начала выделения кислоты (как отдельной фазы) из эмульсии и полного выделения кислоты, что фиксировалось визуально.

Результаты экспериментальных исследований по определению рецептуры КУЭС отражены в таб. 1, 2 и на рис. 1–8.

Также были определены показания

динамической вязкости различных рецептур КУЭС и влияние скорости сдвига.

Результаты показывают, что динамическая вязкость изменяется (можно управлять в зависимости от скорости закачки (скорости сдвига)). Можно предварительно выделить рецептуры с относительно низкими величинами вязкости и структуры (они содержат больше углеводородного растворителя), со средним диапазоном величин (осредненное содержание углеводородов) и рецептуры с относительно высокими значениями вязкости и структуры (увеличенная концентрация углеводородов). Эту найденную нами тенденцию (определенное соотношение углеводород/кислота) можно использовать для дифференциации рецептур для областей применения: ОПЗ, кислотный гидроразрыв, отклонение + ОПЗ. Графический материал более четко визуализирует вышеотмеченную тенденцию и возможность управления вязкостно-реологическими и структурными свойствами КУЭС,

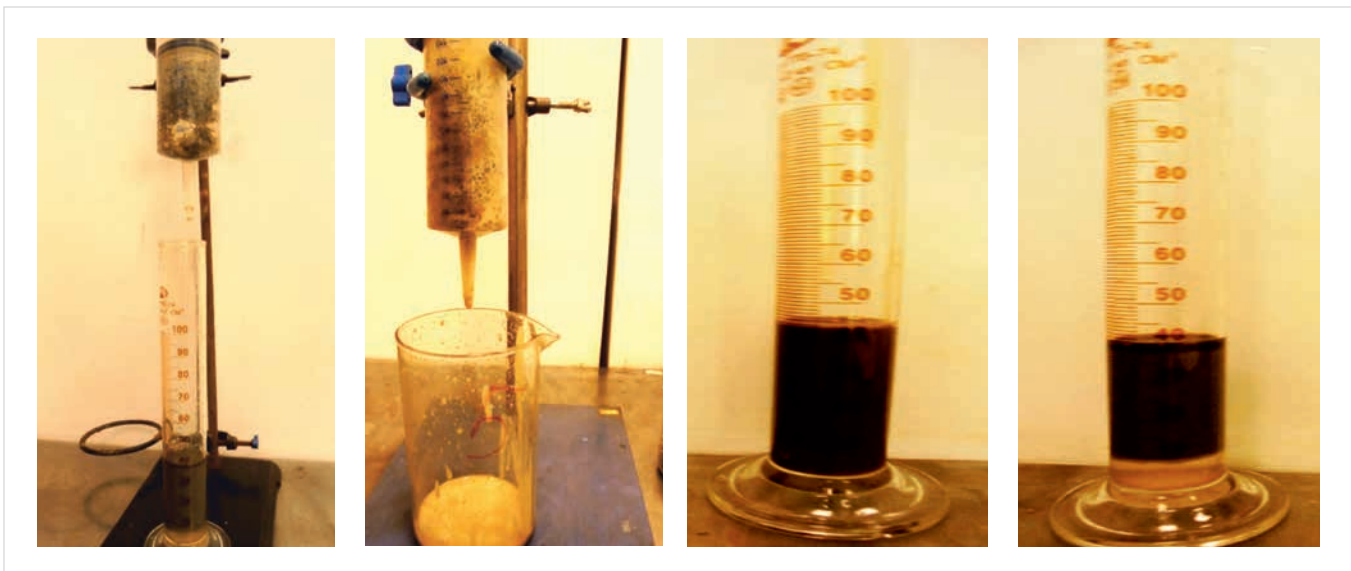


Рис. 7 — Кисотно-углеводородная эмульсионная система (вторая рецептура)
 Fig. 7 — Acid-hydrocarbon emulsion system (second formulation)

Рис. 8 — Жидкости, выделившиеся из кислотно-углеводородных эмульсионных систем
 Fig. 8 — Liquids released from acid-hydrocarbon emulsion systems

которые являются яркими примерами неньютоновских жидкостей. Характер динамики показателя вязкость как функция скорости сдвига показывает псевдопластическое реологическое поведение КУЭС. Изменение визуального агрегативного состояния эмульсий во времени показывает тенденцию к расслоению и постепенному распаду эмульсионной системы.

Проведенные микроскопические исследования показали тонкодисперсную структуру КУЭС, выделяются глобулы в диапазоне от 1–2 мкм до 10–20 мкм.

Была приготовлена эмульсия по рецептуре: 7% — эмульгатор, 25% — растворитель P2, 68% — HCL (15%). Определены значения скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%) с образцами карбонатного кернa Ерсубайкинского месторождения при н.у. Продолжительность исследования составила 20 мин., т.к. базовая кислота HCL (15%) полностью растворила образец кернa за данное время.

Результаты лабораторных исследований приведены в таб. 2 и на рис. 5.

Замедление скорости реакции растворения за 5 мин. образцов кернa в HCL (15%) и КУЭС определены по формуле:

$$\vartheta = \frac{\Delta m_{HCL} \cdot \tau}{\Delta m_{КУЭС} \cdot \tau} = \frac{(19,547 - 10,331) \cdot 5}{(20,259 - 20,223) \cdot 5} = 256$$

Таким образом, скорость растворения образца кернa в КУЭС в 256 раз медленнее, чем в HCL (15%), что обеспечивает глубинную доставку кислоты в отдаленные участки пластов.

Вышеуказанные результаты исследований позволили смоделировать процессы прохождения кислотно-углеводородной эмульсионной системы в пласте. Были проведены два опыта:

- 1) объект исследования — КУЭС с рецептурой: 5% — эмульгатор Э1 (10 мл), 70% — соляная кислота HCL (15%) (140 мл), 25% — растворитель P2 (50 мл). Материал исследования: мел и речной песок;
- 2) объект исследования — КУЭС с рецептурой: 7% — эмульгатор Э1 (21 мл), 68% — соляная кислота HCL (15%) (204 мл), 25% — растворитель P1 (75 мл). Материал исследования: карбонатные осколки.

Установлено, что время дэмульсации КУЭС на кислоту и углеводородную фазу составляет 20 ч и носит пролонгированный характер.

Таким образом, с ростом времени реакция не будет затухать, а скорость реакции будет стабильно низкой и будет достигнута планируемая растворимость, обеспечивающая глубинность кислотной ОПЗ.

В трещиноватых прослоях коллектора глубокое воздействие будет оказывать инфильтрат КУЭС, представляющий собой грубодисперсную эмульсию (первый цилиндр).

Из рис. 8 видно, что во втором цилиндре инфильтрат из пористой среды через 20 ч представлен выделившейся из микроэмульсии соляной кислотой (нижний слой) и растворителем с частью эмульсии (верхний слой).

Таким образом, можно утверждать, что по мере движения в глубь коллектора КУЭС распадается на исходные компоненты — кислоту

и растворитель — активные обрабатывающие ингредиенты эмульсии, обеспечивающие комплексное физико-химическое воздействие на глубинные интервалы пласта-коллектора. При увеличении содержания растворителя в эмульсии снижается агрегативная стабильность и электростабильность. При уменьшении содержания растворителя увеличивается вязкость, снижается отмыв нефти, изменяется дисперсность, стабильность также снижается. Снижение концентрации эмульгатора Э1 ниже 3% мас. приводит к снижению агрегативной стабильности и электростабильности, увеличиваются размеры глобул кислоты, замедление реакции и отмыв снижаются. При снижении концентрации соляной кислоты менее 10% наблюдается уменьшение растворяющей способности эмульсии. Увеличение концентрации соляной кислоты более 15% мас. приводит к снижению агрегативной стабильности, электростабильности, к увеличению скорости реагирования, вязкость эмульсии резко снижается.

Найденное сочетание растворителя (P1 или P2) и эмульгатора Э1 в соотношении 15–35 / 3–5 придает внешней, дисперсионной среде эмульсии новое техническое свойство — эффективно растворять пленку нефти, насыщенную смолисто-асфальтовыми веществами (АСВ), обволакивающую поровую поверхность породы коллектора, что усиливает эффект повышения проницаемости породы в ПЗП. Этот эффект обусловлен химизмом усиления процесса растворения, диспергирования и удаления пленочной нефти с АСВ в растворителях, содержащих ароматические углеводороды; по-видимому, в этом аспекте проявляется синергизм действия компонентов и концентраций ПАВ-эмульгатора Э1 и растворителя P1 или P2.

Итоги

Разработанные рецептуры КУЭС отличаются новым набором физико-химических свойств, позволяющим качественно и эффективно проникать глубоко в пласт и транспортировать активную кислоту в более глубокие интервалы коллектора. Этот технический результат достигается тем, что найденная совокупность компонентно-рецептурных соотношений ингредиентов обеспечивает эффект замедления скорости реакции кислотной эмульсии в 200–250 раз по сравнению с 15%-ным водным раствором соляной кислоты.

Выводы

Разработанная рецептура КУЭС с конкретными компонентным и концентрационным диапазонами ингредиентов характеризуется оптимальным комплексом физико-химических показателей согласно критериям ТЗ. Она обладает большей величиной замедления скорости реакции с карбонатами (на порядок по сравнению с известными техническими решениями), а также большей степенью электростабильности (более 40–50 В по прибору ПУЭС 2000), и временным периодом распада на компоненты — от 26 до 36 ч в зависимости от рецептуры, оптимальным диапазоном дисперсности (от 1 до 10 мкм), хорошим диапазоном регулирования вязкости (относительно низкими величинами динамической вязкости — 150–300 мПа·с, как основная обрабатываемая жидкость для ОПЗ, до регулируемых величин вязкости в диапазоне 300–400 мПа·с

(для кислотных ГРП) и относительно высоких величин динамической вязкости — от 400 до 1500 мПа·с — для блокирования трещиноватых интервалов коллектора; а также удовлетворительными характеристиками по отмывающим свойствам пленочной нефти, насыщенной АСВ.

Другим отличительным признаком является установленный микродисперсионный механизм обработки пористых разрознанно-материалов коллектора разработанной кислотной эмульсией. По относительно высокопроницаемым поровым каналам (трещинам и микротрещинам) движется и глубоко проникает в пласт сама гидрофобная кислотная эмульсия, т.к. ее дисперсные характеристики эмульгированных глобул находятся в диапазоне от 1–3 мкм до 8–10 мкм; эти размеры глобул как минимум в 3–5 раз меньше характерных размеров трещин и микротрещин, такое соотношение дисперсий к диаметрам каналов обеспечивает их прохождение в глубь коллектора.

Состав и качество КУЭС видоизменяется при движении в относительно малых поровых каналах с меньшей проницаемостью. Установлено, что при закачке и нагнетании в подобные каналы движется уже не первоначальная эмульсия, а микроэмульсия (та часть дисперсий, которая обладает дискретностью от 1–3 мкм до 4–5 мкм). Именно эта микроэмульсия транспортирует глобулы кислоты по коллектору и обеспечивает кислотную обработку по глубине.

Известные решения в этой области, например, кислотная эмульсия для обработки призабойной зоны нефтяного пласта [7], гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного нефтяного пласта [8], характеризуются замедлением лишь в 20–25 раз. Эффективность (качество) новой гидрофобной кислотной эмульсии в этом аспекте увеличена на порядок.

Работа выполнена по программе НИОКР.

Литература

1. Глуценко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
2. Глуценко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. М.: Интерконтакт Наука, 2008. 360 с.
3. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче М.: Недра, 1991. 225 с.
4. Шерман Ф. Эмульсии. Л.: Химия, 1972. 488 с.
5. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра-Бизнесцентр. 2004. 711 с.
6. Мусабилов М.Х. Сохранение и увеличение продуктивности нефтяных пластов. Казань: «Фэн» АН РТ, 2007. 424 с.
7. Патент RU №2525399. Кислотная эмульсия для обработки призабойной зоны нефтяного пласта, приоритет от 17.09.2013, кл. Е 21 В 43/27.
8. Патент RU №2304710. Способ обработки призабойной зоны скважины, приоритет от 19.09.2006, кл. Е 21 В 43/27.

Development and study of the physicochemical properties of acid-hydrocarbon emulsion systems for complex SCR carbonate reservoirs

Authors

Alina Yu. Dmitrieva — Ph.D., research associate ERS; oav@tatnipi.ru

Munavir Kh. Musabirov — Sc.D., head of laboratory OPZIVIR; musabirov@tatnipi.ru

Nikita I. Baturin — engineer of laboratory OPZIVIR; BaturinNI@tatnipi.ru

“TatNIPIneft”, PJSC “Tatneft”, Bugulma, Russian Federation

Abstract

The article is devoted to laboratory research in the field of oilfield chemistry. The object of the study is an acid-hydrocarbon emulsion system (KUES), based on the initial chemical reagents of various classes, for complex treatments of borehole zones of carbonate reservoirs.

The purpose of the work is the scientifically-based development and study of the physicochemical properties of an acid-hydrocarbon emulsion system to increase the efficiency of processing a carbonate oil formation by increasing the depth of penetration of a hydrophobic emulsion into the depth of the formation, as a result of a multiple (an order of magnitude) slowdown of the reaction rate of acid microglobules in the emulsion with the formation rock, washing off the oil film saturated with asphaltene-resinous substances from the pore surface of the formation and regulating the rheological parameters of hydrophobic first emulsion over time.

As a result of the studies, a formulation of an acid-hydrocarbon emulsion system with a specific component and concentration range of components was developed, which is characterized by an optimal set of physicochemical parameters. Expected results — improving the efficiency and success of the oil production facilities at wells developed by PJSC TATNEFT.

Materials and methods

Studies have been conducted to test the starting ingredients of the class hydrocarbon solvents, surfactants, emulsifiers, acids. Optimized the selection of the best properties of the initial components of the KUES. A technique has been developed for preparing a composition on an emulsion basis with a given aggregative and sedimentation stability over time. Using

the modern instrumentation, instrumentation and methodological basis, the basic physicochemical, rheological and dispersed characteristics and properties of the CES are studied. On model installations simulating the motion (filtration) of KUES of different formulations through the carbonate material of the formation, the mechanism of deflection and treatment of core material of different permeability with acidic emulsions was tested.

Keywords

carbonate reservoir, laboratory tests, physicochemical properties, hydrophobic emulsion, component composition, optimal formulation

Results

The developed KESP formulations are distinguished by a new set of physicochemical properties, which allows qualitatively and efficiently penetrating deep into the reservoir and transporting active acid to deeper reservoir intervals. This technical result is achieved by the fact that the found combination of component-recipe ratios of ingredients provides the effect of slowing down the reaction rate of an acid emulsion by 200–250 times in comparison with a 15% aqueous hydrochloric acid solution.

Conclusions

The developed KUES formulation with specific component and concentration ranges of ingredients is characterized by an optimal set of physicochemical parameters according to the criteria of TK. It has a greater slowdown in the rate of reaction with carbonates (an order of magnitude compared with the known technical solutions), as well as a greater degree of electrical stability (more

than 40–50 V using a PUES 2000 device), and a time period of decomposition into components from 26 to 36 hours depending on the formulation, the optimal dispersion range (from 1 to 10 μm), a good range of viscosity control (relatively low dynamic viscosity values — 150–300 mPa·s, as the main processing fluid for SCR, to adjustable viscosity values in the range of 300–400 mPa·s (for acidic fracturing) and relatively high values of dynamic viscosity - from 400 to 1500 mPa·s — for blocking the fractured intervals of the reservoir; as well as satisfactory washing properties of film oil saturated with ASB. Another distinguishing feature is the established microdispersion mechanism for processing porous, differently permeable reservoir materials with an acid emulsion. Through relatively highly permeable pore channels (cracks and microcracks), the hydrophobic acid emulsion itself moves and deeply penetrates the formation, since its dispersed characteristics of emulsified globules are in the range from 1–3 microns to 8–10 microns; these globule sizes are at least 3–5 times smaller than the characteristic sizes of cracks and microcracks; this ratio of dispersions to channel diameters ensures their passage into the interior of the collector. The composition and quality of the CESP changes when moving in relatively small pore channels with lower permeability. It was established that during the injection and injection into such channels, it is not the initial emulsion that moves, but the microemulsion (that part of the dispersions, which has a resolution of 1–3 microns to 4–5 microns). It is this microemulsion that transports acid globules through the collector and provides acid treatment in depth.

This work was performed according to the R&D program.

References

1. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftepromyslovaya khimiya. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry. Acid treatment of wells]. Moscow: Intercontact Science, 2010, 703 p.
2. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. *Tekhnologicheskie protsessy vskrytiya plastov i dobychi nefi s ispol'zovaniem obratnykh emul'siy* [Technological processes of drilling and oil recovery using inverse emulsions]. Moscow: Intercontact Science, 2008, 360 p.
3. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. *Primenenie obratnykh emul'siy v nefedobyche* [The use of reverse emulsions in oil production]. Moscow: Nedra, 1991, 225 p.
4. Sherman F. *Emul'sii* [Emulsions] Leningrad: Chemistry, 1972, 488 p.
5. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Tekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlya povysheniya produktivnosti neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Process fluids and formulations to increase the productivity of oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr LLC, 2004, 711 p.
6. Musabirov M.Kh. *Sokhranenie i uvelichenie produktivnosti neftyanykh plastov* [Preservation and increase of productivity of oil reservoirs]. Kazan: "Fen" AN RT, 2007, 424 p.
7. Patent RU №2525399. *Kislotnaya emul'siya dlya obrabotki prizabonnoy zony nefyanogo plasta* [Acidic emulsion for treatment of the bottom-hole zone of an oil reservoir]. Priority from 17.09.2013, kl. E 21 V 43/27.
8. Patent RU №2304710. *Sposob obrabotki prizabonnoy zony skvazhiny* [The method of processing bottom-hole zone of the well]. Priority from 19.09.2006, kl. E 21 V 43/27.