

Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка

Шумахер М.Ю.¹, Коновалов В.В.¹, Хафизов В.М.²

¹ООО «СамарНИПИнефть», ²АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Эффективность обработки призабойной зоны скважины (ПЗС) напрямую зависит от кислотного состава, который подбирают исходя из геолого-физической характеристики объекта обработки с учетом технологических характеристик самой кислотной композиции. В настоящее время наряду с обычными кислотными составами активно применяются модифицированные композиции, в том числе эмульсионного типа. Кислотные углеводородсодержащие эмульсии обладают рядом преимуществ, обеспечивающих повышение эффективности обработки ПЗС. В данной работе представлены результаты исследования основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и приведена их сравнительная оценка.

Материалы и методы

В ходе исследования характеристик кислотных составов применяли различные методики и лабораторное оборудование. Вязкость составов определяли с помощью реометра Anton Paar, дисперсные свойства выявлены с применением цифрового микроскопа Altami и ПО для обработки цифровых данных.

Технологические характеристики составов определяли по методическим указаниям ПАО НК «Роснефть».

Растворяющую способность по отношению к асфальтосмолопарафиновым отложениям (АСПО) исследовали статическим методом корзинок на образце АСПО парафинового типа. Коррозионную активность составов определяли путем погружения в них стальных пластин и дальнейшей оценки потери массы пластин.

Совместимость составов с нефтью оценивали путем смешивания их с образцом водонефтяной эмульсии повышенной вязкости и фильтрации через сито с ячейкой 100 меш.

Скорость реакции кислотных составов с карбонатной породой определяли с помощью мраморных кубиков, путем погружения их в состав и дальнейшего вычисления скорости растворения на основании потери массы мрамора.

Ключевые слова

соляно-кислотный состав, прямые эмульсии, обратные эмульсии, технологические характеристики, коррозионная активность, растворяющая способность, совместимость с нефтью, скорость реакции с мрамором

Для цитирования

Шумахер М.Ю., Коновалов В.В., Хафизов В.М. Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 44–48. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10101

Поступила в редакцию: 11.09.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

The study of the main technological properties of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment

Shumakher M.Yu.¹, Konovalov V.V.¹, Khafizov V.M.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia
ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The effectiveness of the bottom-hole treatment directly depends on the acid composition, which is selected on the assumption of both reservoir and composition characteristics. Nowadays modified acid compositions, including emulsions, are actively used along with traditional acid compositions. Acid hydrocarbon-containing emulsions have a number of advantages, promoting the increase of the effectiveness of acid treatment. This paper presents the results of a study of the main technological characteristics of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment.

Materials and methods

Different methods and laboratory equipment were used during the study of the properties of acid compositions. Viscosity of the compositions was determined using the Anton Paar rheometer, dispersed properties were detected using the digital microscope Altami and the software for digital data processing. The technological properties of the compositions were identified using

the guidelines of the “Rosneft” PJSC.

Ability of the compositions to dissolve asphalt-resin-paraffin deposits was investigated using the static basket method with the paraffin type asphalt-resin-paraffin deposits. Corrosiveness of the compositions was defined immersing the steel plates into them with the further evaluation of the weight loss of plates.

Compatibility of the compositions with oil was evaluated mixing them with the sample of the high viscosity oil-water emulsion and filtering the mixture through a 100 mesh sieve. Reaction rate of the acid compositions with the carbonate rock was identified immersing the marble cubes into them with the further evaluation of the dissolution rate based on the weight loss of the marble.

Keywords

hydrochloric acid composition, oil-in-water emulsions, water-in-oil emulsions, technological properties, corrosiveness, solvent power, compatibility with oil, reaction rate with the marble

For citation

Shumakher M.Y., Konovalov V.V., Khafizov V.M. The study of the main technological properties of hydrochloric acid compositions of different types and their comparative assessment. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 44–48 (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10101

Received: 11.09.2020

Введение

Загрязнение призабойной зоны скважины (ПЗС) различными веществами является неизбежным процессом, возникающим в результате изменения термобарических условий в залежи и выпадения солей из пластовых вод, продуктов коррозии, органических отложений и других колюматантов [1]. В результате этого наблюдается значительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗС, а также снижение эффективности работы скважин. Как правило, в настоящее время для улучшения проницаемости наиболее часто производят обработку ПЗС различными кислотными композициями, среди которых наибольшее распространение получили соляно-кислотная и глиноукислотная [2–3]. В определенных условиях такие составы могут быть эффективными, однако опыт их применения показал также наличие ряда недостатков, которые способствуют снижению эффективности обработки [4]. С целью повышения эффективности кислотных обработок ведутся активные разработки модифицированных кислотных составов (КС), которые содержат специальные добавки, нивелирующие недостатки обычных КС [4–6]. Среди таких составов можно выделить «самоотклоняющиеся» композиции, составы мицеллярного, эмульсионного типов и другие. Например, кислотные эмульсии могут содержать в составе углеводородный растворитель, что способствует повышению эффективности обработок ПЗС с отложениями асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [7]. Исследование свойств кислотных углеводородсодержащих эмульсий вызывает интерес у многих ученых, однако большинство работ посвящено изучению характеристик эмульсий обратного типа [8–14]. Стоит отметить, что эмульсии прямого типа также достойны особого внимания.

Эффективность кислотной обработки напрямую связана с выбором состава для закачки. С точки зрения выбора оптимальной кислотной композиции необходимо учитывать такие параметры, как реологические и дисперсные свойства состава, его стабильность в пластовых условиях, а также основные технологические характеристики, среди которых следует выделить коррозионную агрессивность, совместимость с пластовыми флюидами и скорость реакции с карбонатами. Основной целью представленной работы является исследование и сравнение основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различных типов, а именно: обычного соляно-кислотного состава (СКС) и кислотной углеводородной эмульсии прямого типа и обратного типа.

Таб. 1. Параметры кислотных эмульсий
Tab. 1. Parameters of the acid emulsions

Концентрация, % масс.			Стабильность составов	Средний диаметр частиц, мкм	Вязкость при 20°С, мПа·с	Концентрация, % масс.			Стабильность составов
ПАВ	Соляная кислота	Толуол				ПАВ	Толуол	Соляная кислота	
Прямые эмульсии						Обратные эмульсии			
0,5	10	остальное	+	14,2	415	5	15	остальное	+
	20	остальное	+	12,3	219		25	остальное	-
	30	остальное	-	26,3	110		40	остальное	-
1,0	10	остальное	-	10,9	508	6	25	остальное	-
	20	остальное	+	11,6	213		30	остальное	-
	30	остальное	+	20,9	117	7	20	остальное	+
	40	остальное	+	17,0	100		25	остальное	-
2,0	10	остальное	+	7,3	848	8	25	остальное	-
	20	остальное	+	7,6	300				
	30	остальное	+	13,0	110				
	40	остальное	+	15,3	88				
4	10	остальное	-	19,9	1251				
	20	остальное	+	16,8	354				
	30	остальное	+	12,1	121				
6	10	остальное	+	20,5	358				
	20	остальное	+	24,2	580				
	30	остальное	+	33,6	150				

Объекты и методы исследования

Получение кислотных углеводородсодержащих эмульсий осуществлялось с помощью механической мешалки пропеллерного типа. Для их приготовления были использованы следующие компоненты: концентрированная соляная кислота по ГОСТ 3118-77, углеводородный растворитель — толуол марки ХЧ по ГОСТ 5789-78, неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) — Неолы по ТУ 2483-077-05766801-98 с различной степенью оксиэтилирования, анионное ПАВ.

Прямые эмульсии готовили в следующей последовательности: необходимые количества соляной кислоты и ПАВ перемешивали в колбе до однородной консистенции, затем в смесь постепенно вводили УВ растворитель при перемешивании состава в механической мешалке со скоростью 700 об/мин. Время перемешивания в среднем составляло 30 мин.

Обратные эмульсии готовили аналогичным образом, с изменением последовательности добавления компонентов: в колбе смешивали растворитель и ПАВ, затем при

перемешивании механической мешалкой добавляли соляно-кислотный раствор до получения стабильной эмульсии.

Обычный СКС получали добавлением в водный раствор соляной кислоты ПАВ.

Вязкость составов определяли с помощью реометра MCR 52 Anton Paar при заданных параметрах скорости сдвига и температуры.

Дисперсные характеристики исследовали при помощи цифрового микроскопа и специального ПО Altam Studio.

Основные технологические характеристики составов исследовали по методическим указаниям ПАО НК «Роснефть» [15].

Растворяющую способность по отношению к АСПО изучали по потере массы отложений АСПО парафинового типа статическим методом корзинок.

Коррозионную активность кислотных композиций оценивали по потере массы стальных пластин, погруженных в состав.

Совместимость составов с нефтью оценивали путем смешивания их с образцом вязкой нефти месторождения Самарской

Таб. 2. Сравнительная характеристика технологических свойств КС
Tab. 2 Comparative characteristic of technological properties of the acid compositions

Состав	Растворяющая способность по отношению к АСПО	Коррозионная агрессивность	Совместимость с ВНЭ	Скорость реакции с мрамором	Самоотклоняющая способность
КС	-	высокая	плохая, потеря подвижности	высокая	-
Эмульсии прямого типа	повышенная	пониженная	хорошая совместимость	пониженная	-
Эмульсии обратного типа	низкая	низкая	хорошая совместимость	пониженная/низкая, возможность получения составов с регулируемым временем реакции	резкий рост вязкости при контакте с водой

области и фильтрации через сито с ячейкой 100 меш.

Скорость взаимодействия кислотных композиций с карбонатами исследовали по потере массы мраморных кубиков, погруженных в состав, путем дальнейших вычислений скорости растворения мрамора.

Результаты исследований и обсуждение

В ходе получения стабильных кислотных составов были приготовлены композиции с различным содержанием компонентов. Было выявлено, что получение стабильных эмульсий обратного типа ограничено более узким диапазоном концентраций ПАВ и растворителя. Исследования реологических и дисперсных свойств обратных эмульсий рассмотрены во многих научных трудах, в данной работе проведены исследования по изучению этих свойств для прямых эмульсий (таб. 1).

Эмульсии, не разрушающиеся в течение 24 часов после приготовления, считались стабильными. Эти образцы были подвергнуты дальнейшим исследованиям.

Для прямых эмульсий средние диаметры капель дисперсной фазы зависят от концентрации ПАВ: с ростом содержания ПАВ диаметры сначала уменьшаются, затем, достигнув минимального значения, вновь начинают возрастать (таб. 1). При этом увеличение концентрации кислоты способствует росту диаметров капель.

Анализ значений динамической вязкости показывает, что рост концентраций ПАВ и растворителя способствует увеличению вязкости прямых эмульсий.

Для обратных эмульсий выявлена не менее интересная особенность: при добавлении

воды в состав вязкость эмульсии резко возрастает, что придает ей так называемую самоотклоняющую способность. Это способствует блокировке водонасыщенных интервалов в ПЗС и отклонению новых порций состава вглубь пласта, обеспечивая обработку удаленной от ПЗС зоны.

Таким образом, существует возможность получения кислотных эмульсий с широким диапазоном вязкостных характеристик для выбора оптимального состава в зависимости от геолого-физических характеристик объекта воздействия.

На следующем этапе работ была исследована растворяющая способность кислотных систем по отношению к АСПО парафинового типа.

В результате взвешивания образцов АСПО после выдержки их в кислотных составах было выявлено, что максимальная потеря массы отложений для эмульсий прямого типа составила 38 %, это значение ниже, чем для толуола в чистом виде (48 %), однако можно сделать вывод об эффективности прямых эмульсий в отношении растворения отложений АСПО.

Обратные эмульсии показали низкую растворяющую способность по отношению к АСПО.

Важной характеристикой КС является коррозионная агрессивность по отношению к внутрискважинному оборудованию. Скорость коррозии определяли путем погружения в составы стальных пластинок и оценки потери их массы. Тестирование проводили для обычного КС, прямой эмульсии и двух образцов обратной эмульсии в отсутствие ингибитора коррозии (рис. 1).

Скорость коррозии для эмульсионных составов ниже, чем для КС. Минимальное значение скорости коррозии характерно для обратных эмульсий, оно составило 4,79 г/(м²*час), что в 2 раза меньше значения для КС (9,7 г/(м²*час)) (рис. 1).

Еще одной важной характеристикой является совместимость КС с нефтью. В данной работе был проведен тест на совместимость КС, прямой эмульсии и обратной эмульсии с образцом высоковязкой водонефтяной эмульсии (ВНЭ) месторождения Самарской области. В ходе исследования КС смешивали с ВНЭ, оставляли смесь на 30 мин, после чего фильтровали ее через сито ячейкой 100 меш (рис. 2).

При добавлении ВНЭ в КС смесь потеряла подвижность без возможности фильтрации через сито. Вязкость смеси составила 1896,5 мПа*с при скорости сдвига 100 с⁻¹, состав несовместим с нефтью. Смеси кислотных эмульсий с ВНЭ показали хорошую совместимость, легко фильтруясь через сито без осадков. Вязкость ВНЭ с обратной эмульсией составила 124,5 мПа*с. Минимальная вязкость характерна для смеси прямой эмульсии с ВНЭ, она составила 1,4 мПа*с. Таким образом, эмульсионные составы не только хорошо совместимы с данным образцом нефти, но и перспективны в отношении обработки залежей высоковязкой нефти (ВВН).

Для всех типов составов была определена скорость реакции с мрамором. В ходе исследования в составы погружали мраморные кубики, через определенные промежутки времени кубики доставали и определяли потерю массы мрамора. Также было определено время полной нейтрализации составов (рис. 3).

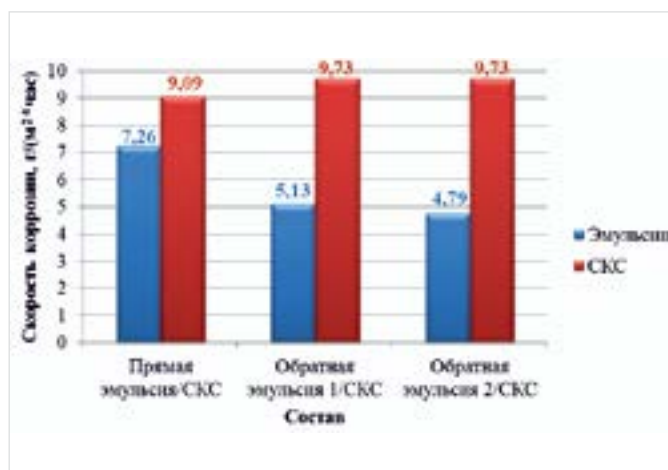


Рис. 1. Скорость коррозии стальных пластин для составов различного типа
Fig. 1. Corrosion rate of steel plates for different types of compositions

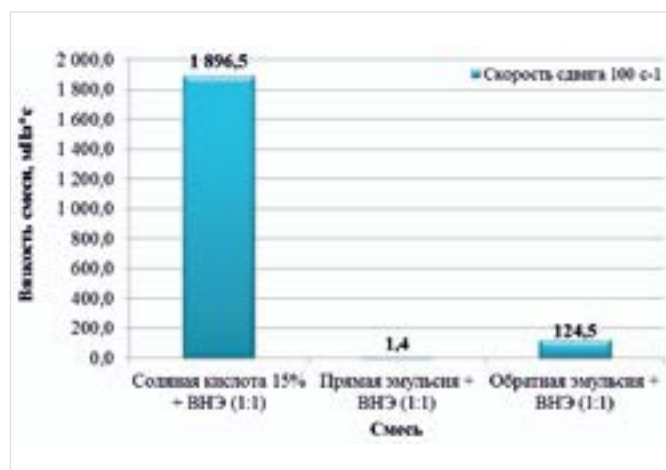


Рис. 2. Совместимость кислотных составов различного типа с водонефтяной эмульсией
Fig. 2. Compatibility of acid compositions of various types with oil-water emulsion

Наибольшей скоростью реакции с мрамором обладает обычный соляно-кислотный состав, при этом максимальная скорость проявляется в начальный момент времени (рис. 3). Уже через 3,5 часа СКС оказывается полностью нейтрализован. Эмульсионные составы обладают замедленным действием.

Прямая эмульсия обладает меньшей скоростью реакции с карбонатами, с течением времени скорость уменьшается. Состав полностью нейтрализуется через 6,5 часа.

Обратная эмульсия 1 в начальный момент времени практически не реагировала с мрамором, скорость постепенно росла по мере высвобождения кислоты, которая составляет внутреннюю фазу эмульсии (рис. 3). Однако данный образец начал разрушаться и скорость реакции в определенный момент резко возросла, обеспечивая полную нейтрализацию состава также в течение 6,5 часа.

Для сравнения исследованию был подвергнут образец обратной эмульсии 2, который содержал другую пропорцию смеси ПАВ (рис. 3). Данная эмульсия не подверглась разрушению и реагировала с мрамором при очень низкой скорости до полной нейтрализации более 2 суток.

Таким образом, эмульсионные составы как прямого, так и обратного типов обладают пониженной скоростью реакции с карбонатами. При этом выявлена возможность приготовления обратных эмульсий с контролируемым временем распада, обеспечивая регулирование времени реакции состава с породой.

Итоги

Таким образом, в результате исследований были выявлены основные технологические характеристики обычных СКС в сравнении с характеристиками прямых и обратных эмульсий. Выявленные преимущества и недостатки обеспечивают возможность адресного подбора оптимального кислотного состава с необходимыми характеристиками под конкретные условия объекта разработки в условиях карбонатного коллектора.

Выводы

В результате исследований основных технологических характеристик кислотных составов различных типов было выявлено, что композиции эмульсионного типа обладают повышенной эффективностью по сравнению с обычным СКС по многим параметрам (таб. 2). Обычный СКС значительно уступает эмульсионным составам по многим характеристикам (таб. 2). Стоит отметить, что эмульсии обладают различными достоинствами в зависимости от типа.

Так, прямые эмульсии показали эффективность в растворении АСПО, обладают пониженной коррозионной агрессивностью и скоростью реакции с карбонатами, а также хорошо совместимы с образцом ВНЭ с месторождения Самарской области.

Обратные эмульсии плохо справляются с растворением АСПО, однако для них характерна самая низкая коррозионная агрессивность и скорость реакции с мрамором. Помимо этого, обратные эмульсии также хорошо совместимы с ВНЭ и обладают «самоотклоняющей» способностью, что обеспечивает более эффективное проникновение состава в нефтенасыщенные интервалы и в удаленные от ПЗС участки. Важной особенностью является



Рис. 3. Скорость растворения мраморных кубиков кислотными составами различного типа

Fig. 3. Dissolution rate of marble cubes with acid compositions of various types

возможность приготовления обратных эмульсий с регулируемым временем распада и, соответственно, временем реакции с карбонатами, в зависимости от состава.

Кислотные составы эмульсионного типа могут быть интересны в условиях обработки ПЗС на залежах ВВН.

Литература

- Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 4. С. 56–60.
- Минимухаметова А.А. Соляно-кислотная обработка скважин // Символ науки. 2016. № 8. С. 25–26.
- Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глиноукислотной обработки терригенных коллекторов // Известия Саратовского университета. 2007. Т. 7. № 1. С. 67–74.
- Глуценко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: Гилем, 2010. 387 с.
- Ахмерова Э.Э., Шафикова Е.А., Апкаримова Г.И., Прочухан К.Ю., Просочкина Т.Р., Гайсин И.С., Прочухан Ю.А. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора // Башкирский химический журнал. 2018. № 3. С. 86–92.
- Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли. СПб.: Профессия, 2015. 608 с.
- Boswood D.W., Kreh K.A. Fully miscible micellar acidizing solvents vs. xylene, The Better Paraffin Solution, SPE Production and operations symposium, Oklahoma City, OK. 2011. March, 27–29, P. 6, URL: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
- Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Шмидт А.А., Марносов А.В., Кулешов С.П. Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2016. № 4. С. 61–63.
- Федоренко В.Ю., Нигъматуллин М.М., Петухов А.С., Гаврилов В.В., Волкова А.В., Куприн С.В. Общие характеристики кислотно-углеводородной эмульсии на базе растворителя МИА-пром // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 13. С. 141–145.
- Saleh Haif Al-Mutairi, Alfred Daniel Hill, Hisham A. Nasr-El-Din. Effect of droplet size, emulsifier concentration, and acid volume fraction on the rheological properties and stability of emulsified acids. European formation damage conference, Netherlands, Scheveningen, 2007, May 30 – June 1, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>.
- Mohammed Ali Ibrahim Sayed, Hisham A. Nasr-El-Din, Hassan Almalki, Stuart Peter Holt, Jian Zhou. A New emulsified acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. SPE international symposium and exhibition on formation damage control. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, February 15–17, P. 26. URL: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
- Ziad Sidaoui, Abdullah S. Sultan. Formulating a stable emulsified acid at high temperatures: stability and rheology study. International Petroleum Technology Conference. Thailand, Bangkok, 2016, November 14–16, P. 17. URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>.
- Appicciutoli D., Maier R.W., Strippoli P., Tiani A., Mauri L. Novel emulsified acid boosts production in a major carbonate oil field with asphaltene problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Italy, Florence, 2010, September 19–22, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>.
- Wael A.F., Hisham A.N. Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. USA, Pennsylvania, Pittsburgh, 2008. October 11–15, P. 7. URL: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>.
- Методические указания ОАО «НК «Роснефть». Единые технические требования по основным классам химических реагентов № П1-01.05 М-0044. 2015. 183 с.

Results

Thus, the main technological properties of conventional acid compositions in comparison with the properties of oil-in-water and inverse emulsions were determined in the research. The identified advantages and disadvantages provide the possibility of targeted selection of the optimal acid composition with the necessary properties for the specific conditions of the object in the carbonate reservoir

Conclusions

The study of the main technological properties of acid compositions of different types showed that emulsions are more efficient than conventional acid compositions in many ways. Conventional acid compositions significantly inferior to the emulsions in many characteristics. The emulsions have different advantages depending on the type of the composition.

The oil-in-water emulsions showed the effectiveness in dissolving asphalt-resin-paraffin deposits, reducing corrosiveness and reaction rate with the carbonate rock and also have a good compatibility with the sample of high-viscosity oil from the field of the Samara region.

The inverse (water-in-oil) emulsions have low efficiency in dissolving asphalt-resin-paraffin deposits however they have the lowest corrosiveness and reaction rate with marble. Besides, the inverse emulsions also have a good compatibility with high-viscosity oil and have a “self-deflecting” ability, which provides the better penetration of the composition to the oil-saturated intervals and areas remote from the bottom-hole zone. Another one important feature of the inverse emulsions is the possibility of preparation of emulsions with adjustable time of destruction and reaction with carbonates.

Emulsion type acid compositions may be of interest in the conditions of bottom-hole zone treatment on high-viscosity oil deposits.

References

- Ivannikov V.I. Sedimentation and de-sedimentation of a formation bottom zone in wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2011, issue 4, P. 56–60 (In Russ).
- Minnimukhametova A.A. Hydrochloric-acid treatment of the wells. *Symbol of Science*, 2016, issue 8, P. 25–26 (In Russ).
- Kalinin V.F. Lithological and physical yardsticks on optimization technology of mud acid treatments terrigenous reservoirs. *Izvestiya of Saratov University*, 2007, Vol. 7, issue 1, P. 67–74 (In Russ).
- Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisova A.V. Acid treatment: the compositions, reaction mechanisms and design. *Ufa: Gilem*, 2010, 387 p. (In Russ).
- Akhmerova E.E., Shafikova E.A., Apkirimova G.I., Prochukhan K.Yu., Prosochkina T.R., Gaysin I.S., Prochukhan Yu.A. Selection of effective acid compound for carbonate collector treatment. *Bashkir Chemical Journal*, 2018, issue 3, P. 86–92 (In Russ).
- Kelland M.A. *Production chemicals for the oil and gas industry*. 1st edition. Boca Raton, Florida, CRC Press, 2009, 456 p.
- Boswood D.W., Kreh K.A. Fully miscible micellar acidizing solvents vs. xylene, The Better Paraffin Solution, SPE Production and operations symposium, Oklahoma City, OK. 2011. March 27–29, P. 6. URL: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
- Elesin V.A., Latypov R.T., Shmidt A.A., Marnosov A.V., Kuleshov S.P. Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in Samaraneftgas JSC. *Nauchno-tehnicheskiiy vestnik OAO “NK “Rosneft”*, 2016, issue 4, P. 61–63 (In Russ).
- Fedorenko V.Yu., Nigmatullin M.M., Petukhov A.S., Gavrilov V.V., Volkova A.V., Krupin S.V. General characteristics of acid-hydrocarbon emulsion MIA-prom, *Kazan Technological University Bulletin*, 2011, issue 13, P. 141–145 (In Russ).
- Saleh Haif Al-Mutairi, Alfred Daniel Hill, Hisham A. Nasr-El-Din. Effect of droplet size, emulsifier concentration, and acid volume fraction on the rheological properties and stability of emulsified acids. *European formation damage conference, Netherlands, Scheveningen*, 2007, May 30 – June 1, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>.
- Mohammed Ali Ibrahim Sayed, Hisham A. Nasr-El-Din, Hassan Almalki, Stuart Peter Holt, Jian Zhou. A New emulsified acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. *SPE international symposium and exhibition on formation damage control*. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, February 15–17, P. 26. URL: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
- Ziad Sidaoui, Abdullah S. Sultan. Formulating a stable emulsified acid at high temperatures: stability and rheology study. *International Petroleum Technology Conference*. Thailand, Bangkok, 2016, November 14–16, P. 17. URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>.
- Appicciutoli D., Maier R.W., Strippoli P., Tiani A., Mauri L. Novel emulsified acid boosts production in a major carbonate oil field with asphaltene problems. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Italy, Florence, 2010, September 19–22, P. 16. URL: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>.
- Wael A.F., Hisham A.N. Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. *SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting*. USA, Pennsylvania, Pittsburgh, 2008. October 11–15, P. 7. URL: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>.
- Methodical Instructions of OJSC “NK “Rosneft”. Common specifications for the main classes of chemicals. № P1-01.05 M-0044, 2015, 183 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шумахер Мария Юрьевна, инженер 1 категории лаборатории совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений отдела проектирования разработки, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Коновалов Виктор Викторович, к.х.н., начальник отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Хафизов Вадим Мирхатимович, заместитель начальника управления добычи нефти и газа — главный инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Maria Yu. Shumakher, 1st category engineer of reservoir engineering department, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding authors: ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Viktor V. Kononov, candidate of chemistry, head of department of new technologies implementation, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Vadim M. Khafizov, deputy head of oil and gas production department — chief engineer, “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia