

**Исследование дисперсных и реологических свойств
углеводородсодержащих кислотных эмульсий и их эффективности
в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений**

М. Ю. Шумахер*, В. В. Коновалов, А. П. Мельников

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

**e-mail: marya9630@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время одним из наиболее распространенных мероприятий по интенсификации притока нефти является обработка призабойной зоны пласта кислотными составами. С целью повышения эффективности кислотных обработок применяются различные модифицированные кислотные составы, в том числе и содержащие углеводородные растворители, которые способствуют более эффективному удалению органических кольматантов, влияют на скорость реакции реагента с породой и технологическим оборудованием, изменяют фильтрационно-емкостные свойства коллектора и т. д.

В работе представлены результаты экспериментальных исследований, направленных на установление влияния состава углеводородсодержащих кислотных эмульсий, состоящих из водного раствора соляной кислоты, толуола и Неонола АФ 9-10, на их дисперсные и реологические свойства, а также эффективность в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: кислотные углеводородсодержащие эмульсии; Неонол АФ 9-10; толуол; соляная кислота; реологические и дисперсные свойства; асфальтосмолопарафиновые отложения

**Studying dispersed and rheological properties
of hydrocarbon-containing acid emulsions and their efficiency
in removing asphalt-resin-paraffin deposits**

Maria Yu. Shumakher*, Viktor V. Konovalov, Andrei P. Melnikov

Samara State Technical University, Samara, Russia

**e-mail: marya9630@mail.ru*

Abstract. Currently, the treatment of the bottomhole formation zone with acidic compositions is one of the most common methods to intensify the oil inflow. The use of various modified acid compositions increases the efficiency of acid treatments on the bottomhole formation zone. Acid compositions, including those

containing hydrocarbon solvents, which contribute to more efficient removal of organic colmatants, affect the reaction rate of the reagent with the rock and processing equipment, change the reservoir properties, etc.

The article presents the results of experimental studies, which are aimed at establishing the effect of the composition of hydrocarbon-containing acidic emulsions consisting of an aqueous solution of hydrochloric acid, toluene and Neonol AF 9-10 on their dispersed and rheological properties, as well as their efficiency in removing paraffin deposits.

Key words: acidic hydrocarbon-containing emulsions; Neonol AF 9-10; toluene; hydrochloric acid; rheological and dispersed properties; asphalt-resin-paraffin deposits

Введение

В процессе добычи нефти с течением времени неизбежно происходит кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП) различными компонентами, среди которых часто встречаются органические отложения различного типа, соли, продукты коррозии и другие загрязнители [1], способствующие снижению дебитов скважин и их производительности за счет ухудшения проницаемости. С целью повышения проницаемости ПЗП и интенсификации притока флюидов к забою добывающей скважины необходимо своевременно проводить мероприятия по очистке призабойной зоны. Одним из наиболее распространенных и часто применяемых методов воздействия на ПЗП является кислотная обработка (КО). Обычные КО обладают рядом недостатков: коррозионная активность кислот по отношению к внутрискважинному оборудованию; вероятность процессов вторичного осадкообразования; возможное формирование эмульсий; проникновение кислоты в наиболее дренированные интервалы с повышенной водонасыщенностью, приводящее к росту обводненности скважин; высокая скорость реакции кислоты с поверхностью трещин в трещинно-поровых коллекторах, при этом существенно не затрагивается нефтенасыщенная матрица, и т. д. [2], поэтому с целью повышения эффективности КО активно ведутся разработки модифицированных кислотных составов (МКС). МКС представляют собой композиции, в которых, помимо самих кислот, присутствуют модифицирующие добавки, придающие составу необходимые технологические свойства, такие как снижение скорости реакции с породой, исключение образования вторичных осадков и эмульсий, снижение межфазного натяжения на границе «кислотный состав — нефть», придание «самоотключающихся» свойств и т. д. [2–4].

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) также часто являются причиной снижения проницаемости ПЗП [5, 6]. На месторождениях Урало-Поволжья наблюдается устойчивая тенденция к повышению количества осложнений скважин по причине образования АСПО, которая в настоящий момент достигает 35 % от общего фонда действующих скважин. В случае кольматации ПЗП АСПО, обычные КО будут малоэффективными, так как кислота не способна справиться с растворением органических отложений, соответственно, кислотный состав не проникнет на достаточную глубину для создания новых червоточин и повышения проницаемости [4]. В сложившейся ситуации для увеличения проницаемости ПЗП часто применяют сочетание КО с предварительной закачкой углеводородных растворителей [7]. С целью эффективного воздействия на ПЗП в одну стадию предлагаются МКС, обладающие повышенной эффективностью в удалении органических отложений. К таким соста-

вам можно отнести кислотные углеводородсодержащие эмульсии, в состав которых входят соляная кислота, углеводородный растворитель и эмульгатор. При этом подбор оптимальных компонентов для состава и изучение зависимости основных технологических свойств эмульсий от концентрации компонентов являются важной задачей с точки зрения выбора оптимального состава под конкретные геолого-физические условия объекта испытаний.

По сравнению с обычными кислотными составами МКС обладают многочисленными преимуществами, такими как замедленная реакция с породой, отклоняющие свойства, пониженная коррозионная агрессивность и др. Как правило, для достижения этих эффектов применяют эмульсии обратного типа (внешняя фаза — углеводород, внутренняя — кислота), содержащие в качестве эмульгатора маслорастворимые поверхностно-активные вещества (ПАВ) [8, 9]. В целом для приготовления кислотных эмульсий применяют ПАВ различных классов, среди которых высокую эффективность показали сульфонаты и сульфокислоты [10], длинноцепочечные амины [11], а также смеси жирного амина и диэтаноламида олеиновой кислоты [12] и некоторые другие.

Исследования показали, что закачка эмульсии, содержащей углеводород и кислоту, в определенных случаях является более целесообразной, чем обработка ПЗП растворителем и кислотой в две стадии [13].

Исследованию свойств углеводородсодержащих кислотных составов посвящено ограниченное число работ [14–20]. Так, в работах [14, 15] рассмотрены реологические свойства кислотных эмульсий обратного типа, в том числе приведены результаты изменения вязкости составов при различных температурах и скоростях сдвига, однако, зависимость этих свойств от концентрации компонентов в системе не рассматривается. Авторы статей [16–20] приводят результаты исследования стабильности эмульсионных составов, их вязкости при различных условиях и изменение этих характеристик в зависимости от концентраций компонентов системы. Однако в большинстве опубликованных работ не раскрываются типы используемых реагентов, применяемых для приготовления эмульсий.

Целью данного исследования является изучение реологических и дисперсных свойств кислотных систем, содержащих углеводород (толуол) и неионогенные ПАВ. Основные задачи заключаются в изучении влияния состава на стабильность образованных эмульсий, их динамическую вязкость и дисперсные свойства, а также растворяющую способность по отношению к АСПО.

Объект и методы исследования

Для приготовления эмульсий применяли следующие компоненты: соляная кислота по ГОСТ 3118-77¹, в качестве углеводородного растворителя УВ — толуол марки ХЧ по ГОСТ 5789-78², поверхностно-активное вещество — Неонол АФ 9-10 по ТУ 2483-077-05766801-98³.

Для определения растворяющей способности состава использовались АСПО парафинового типа (тип II согласно классификации АСПО [21], отношение парафинов к сумме смол и асфальтенов составляет более 1,1). Групповой состав АСПО определяли по методике, приведенной в работе [22].

¹ ГОСТ 3118-77 (СТ СЭВ 4276-83). Реактивы. Кислота соляная. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 1979-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200017281>.

² ГОСТ 5789-78. Реактивы. Толуол. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 1979-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200017484>.

³ ТУ 2483-077-05766801-98. Неонолы. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 2001-03-20. – Режим доступа: <https://elarum.ru/info/standards/tu-2483-077-05766801-98/>.

Существует классификация методов приготовления эмульсионных систем, согласно которой выделяют высоко-, низкоэнергетические и комбинированные методы [23, 24]. Приготовление эмульсий производилось по комбинированной методике следующим образом: расчетное количество ПАВ и соляной кислоты добавлялось в колбу и перемешивалось до полного растворения ПАВ. Затем при постоянном перемешивании механической мешалкой пропеллерного типа при скорости перемешивания 700 об/мин в колбу добавлялось расчетное количество толуола в течение 30 минут, после чего эмульсия перемешивалась до полной готовности еще 10 минут.

Исследование дисперсных свойств эмульсий осуществлялось с помощью микроскопа Altami по следующей методике: на чистое предметное стекло наносили каплю исследуемого состава, сверху помещали покровное стекло, далее образец помещался на столик микроскопа, после настройки получалось четкое изображение капель эмульсии. С помощью программного обеспечения Altami Studio производилась последующая обработка полученных изображений, в результате были получены данные о диаметрах капель дисперсной фазы эмульсий и значениях дисперсии.

Реологические свойства полученных эмульсий определяли с помощью реометра MCR 52 Anton Paar с использованием измерительной системы «плита — плита» PP50. Исследование проводилось при температуре 20 °С и скорости сдвига 100 с⁻¹.

Определение растворяющей способности составов по отношению к АСПО выполнялось статическим методом корзинок⁴ при температуре 20 °С.

Результаты исследований и обсуждение

В ходе работы были приготовлены эмульсии с различным содержанием соляной кислоты, толуола и ПАВ. В таблице 1 приведены данные о реологических и дисперсных свойствах эмульсий с различным компонентным составом, а также их стабильности.

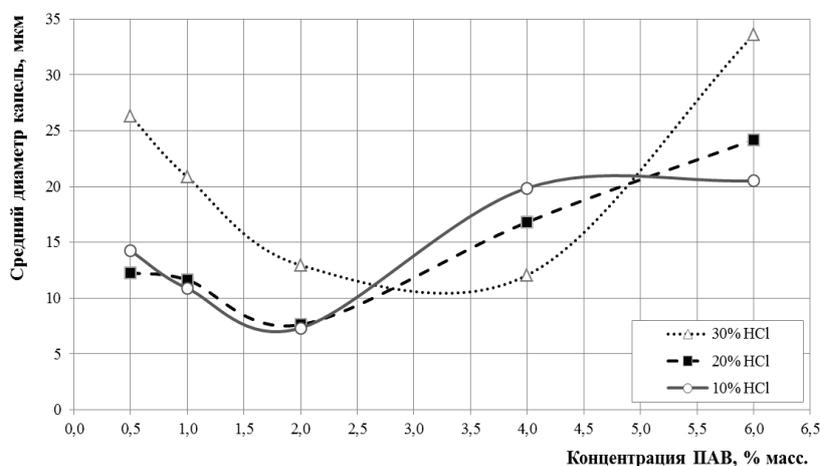


Рис. 1. Зависимость изменения среднего диаметра капель дисперсной фазы эмульсий от концентрации ПАВ

⁴ СТП 03-153-2001. Методика лабораторная по определению растворяющей и удаляющей способности растворителей АСПО // Стандарт предприятия АНК Башнефть, 2001.

Реологические и дисперсные свойства эмульсий с различным компонентным составом и их стабильность

Концентрация, % масс.			Стабильность эмульсии в течение 24 часов*	Средний диаметр частиц, мкм	Дисперсия	Вязкость при 20 °С, мПа · с
Соляная кислота	ПАВ	Толуол				
10,0	0,5	89,5	+	14,2	84	415
10,0	1,0	89,0	+	10,9	53	508
10,0	2,0	88,0	+	7,3	174	848
10,0	4,0	86,0	+	19,9	389	1251
10,0	6,0	84,0	+	20,5	553	358
20,0	0,5	79,5	–	12,3	56	219
20,0	1,0	79,0	+	11,6	54	213
20,0	2,0	78,0	+	7,6	32	300
20,0	4,0	76,0	+	16,8	166	354
20,0	6,0	74,0	+	24,2	602	580
30,0	0,5	69,5	–	26,3	463	110
30,0	1,0	69,0	+	20,9	189	117
30,0	2,0	68,0	+	13,0	65	110
30,0	4,0	66,0	+	12,1	46	121
30,0	6,0	64,0	+	33,6	1 096	150
40,0	1,0	59,0	+	17,0	87	100
40,0	2,0	58,0	–	15,3	52	88

Примечание. *При оценке стабильности введены следующие обозначения: «+» — эмульсия устойчива при температуре 20 °С в течение 24 часов и не расслаивается; «–» — эмульсия нестабильна, при температуре 20 °С в течение 24 часов выявлено расслоение системы с выделением кислотной/углеводородной фазы.

В результате оценки стабильности эмульсионных составов определено, что большинство из них являются устойчивыми и не расслаиваются в течение 24 часов с момента приготовления. Снижают устойчивость эмульсии концентрация ПАВ менее 0,5 % масс. и повышение содержания кислоты в эмульсии (более 40 %).

На следующем этапе работы был проведен анализ влияния концентрации компонентов на реологические и дисперсные свойства эмульсий. Результаты исследования представлены на рисунках 1–6.

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что размер капель дисперсной фазы и дисперсия существенно зависят от концентрации ПАВ. Для эмульсий с содержанием кислоты до 30 % масс. (см. рис. 1, 2) с увеличением концентрации ПАВ средний диаметр капель дисперсной фазы и дисперсия снижаются, а затем, достигнув минимального значения, начинают возрастать.

Существует определенная концентрация ПАВ, которая зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты, для которой характерны минимальные дисперсия и диаметр капель дисперсной фазы, причем при повышении содержания соляной кислоты в эмульсии наблюдается смещение минимума и увеличение размеров капель дисперсной фазы. Вне зависимости от содержания соляной кислоты и ПАВ в эмульсии наблюдается взаимосвязь между дисперсностью эмульсии и размером капель дисперсной фазы (см. рис 3).

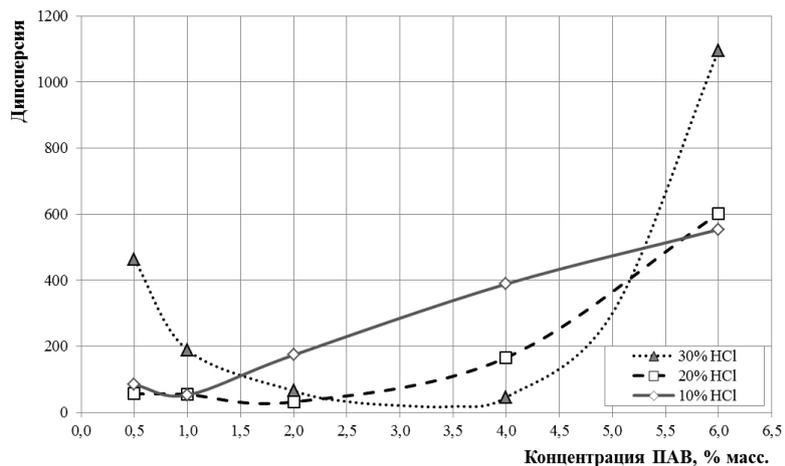


Рис. 2. Зависимость изменения дисперсии размера капель эмульсий от концентраций ПАВ

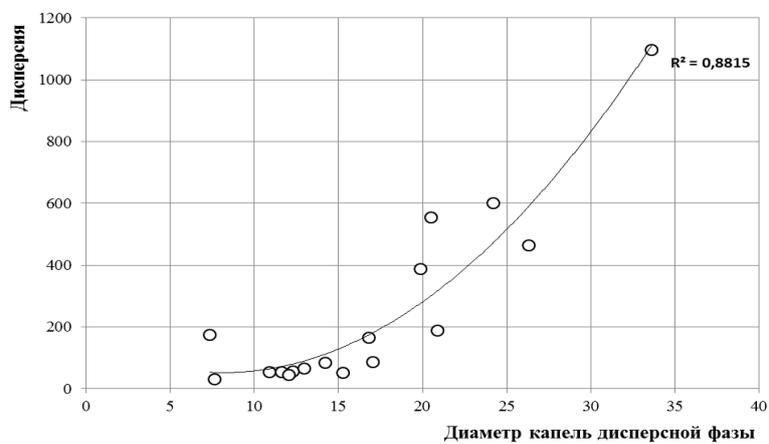


Рис. 3. Зависимость дисперсии от размера капель эмульсий

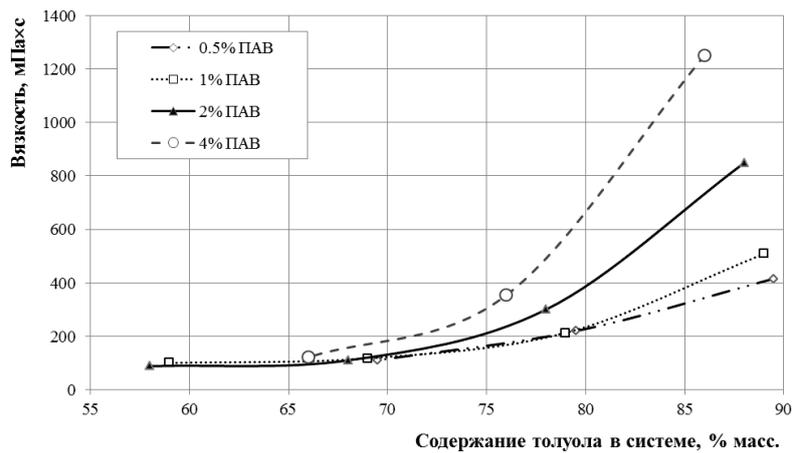


Рис. 4. Изменение динамической вязкости эмульсии с ростом концентрации толуола

Оценка изменения динамической вязкости эмульсий в зависимости от их состава показывает, что увеличение содержания углеводорода (толуола) приводит к повышению динамической вязкости эмульсии (см. рис. 4), а рост концентрации соляной кислоты — к ее снижению (см. рис. 5).

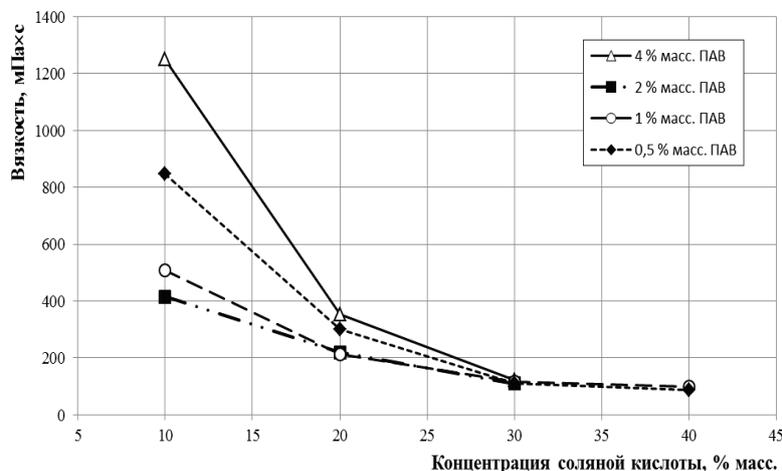


Рис. 5. Изменение динамической вязкости эмульсии с ростом концентрации соляной кислоты

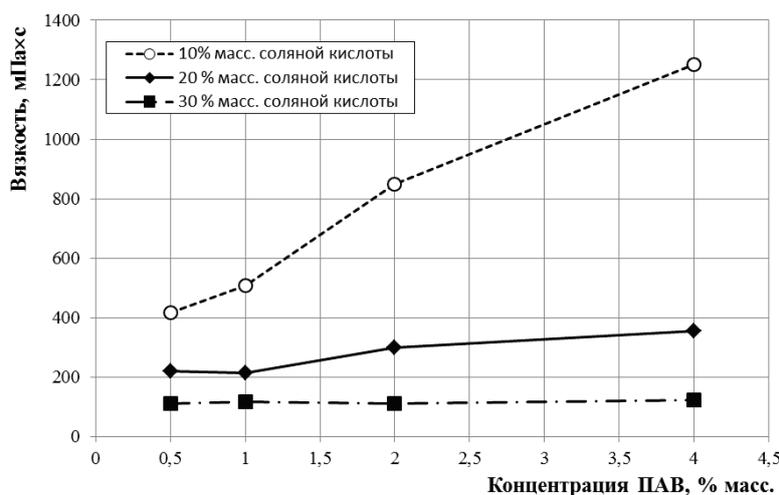


Рис. 6. Изменение динамической вязкости при изменении концентрации ПАВ в эмульсии

Влияние ПАВ на реологические свойства кислотной эмульсии проиллюстрировано на рисунке 6. Чем выше концентрация ПАВ, тем больше динамическая вязкость эмульсии, но при этом характер изменения вязкости зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты. При ее концентрации 10 % масс. наблюдается резкий набор вязкости, при концентрации в эмульсии соляной кислоты 20 % масс. вязкость эмульсии возрастает плавно, еще менее выражен

набор вязкости при ее содержании 30 % масс. Таким образом, при повышении содержания в эмульсии соляной кислоты требуется увеличение концентрации ПАВ для ее эмульгирования.

На следующем этапе исследования выполнена оценка растворяющей способности эмульсий по отношению к АСПО, тестирование проводилось на эмульсиях с содержанием ПАВ 1 и 2 % масс. при различной концентрации соляной кислоты. Результаты представлены в таблице 2 и на рисунках 7, 8.

Таблица 2

Растворяющая способность составов по отношению к АСПО

Концентрация, % масс.			Потеря массы отложений АСПО, %	Вязкость эмульсии при 20 °С, мПа · с
Неонол АФ 9-10	Толуол	Соляная кислота		
1	99	–	54,7	–
1	89	10	37,6	508
1	79	20	33,4	213
1	69	30	23,7	117
1	59	40	16,1	100
2	88	10	48,1	848
2	78	20	38,2	299
2	68	30	30,4	110
2	58	40	24,0	89
12 %-й водный раствор HCl			0,9	–

Наибольшая растворяющая способность характерна для толуола с добавкой 1 % масс. ПАВ; все кислотные эмульсии обладают более низкой растворяющей способностью. Эффективность растворения АСПО снижается по мере повышения концентрации кислоты и уменьшения количества углеводорода (см. рис. 7) в кислотной эмульсии. Повышение концентрации ПАВ с 1 до 2 % масс. приводит к росту растворяющей способности эмульсий.

Для всех исследованных кислотных эмульсий наблюдается тенденция увеличения растворяющей способности по отношению к АСПО с ростом динамической вязкости (см. рис 8).

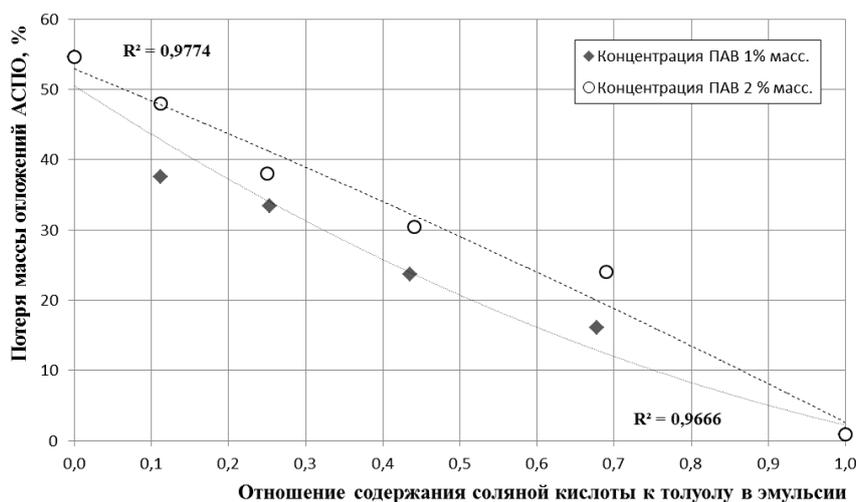


Рис. 7. Изменение потери массы АСПО от отношения содержания соляной кислоты к углеводороду в эмульсии

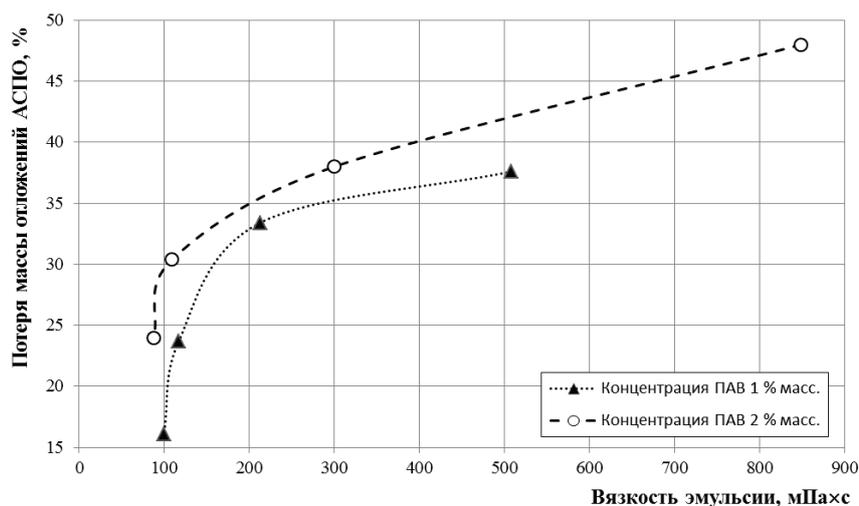


Рис. 8. Изменение потери массы АСПО от динамической вязкости кислотной эмульсии

Выводы

Проведенные экспериментальные исследования показывают возможность приготовления углеводородсодержащих кислотных эмульсий на основе водного раствора соляной кислоты, толуола и неионогенного ПАВ (Неонола АФ 9-10).

Определены закономерности изменения дисперсных и реологических свойств кислотных эмульсий различного состава. Показано, что в зависимости от содержания соляной кислоты в эмульсии существует определенная концентрация ПАВ, при которой наблюдаются минимальные дисперсия и диаметр дисперсной фазы. Экспериментально установлено, что увеличение среднего диаметра дисперсной фазы приводит к повышению полидисперсности эмульсии.

Оценка изменения динамической вязкости эмульсий в зависимости от их состава показывает, что увеличение содержания углеводорода (толуола) приводит к повышению динамической вязкости эмульсии, а рост концентрации соляной кислоты — к ее снижению. Повышение содержания ПАВ приводит к росту динамической вязкости эмульсии во всем исследованном диапазоне концентрации ПАВ, но при этом характер изменения вязкости существенно зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты.

Сопоставление растворяющей способности кислотных эмульсий по отношению к АСПО показывает, что все кислотные эмульсии обладают более низкой растворяющей способностью по сравнению с толуолом, содержащим 1 % масс. ПАВ. Эффективность растворения АСПО снижается по мере увеличения концентрации кислоты и снижения содержания углеводорода в кислотной эмульсии, а повышение концентрации ПАВ с 1 до 2 % масс. приводит к росту растворяющей способности эмульсий. Для всех исследованных кислотных эмульсий выявлена зависимость роста растворяющей способности по отношению к АСПО с повышением динамической вязкости эмульсии.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для разработки и изучения свойств кислотных углеводородсодержащих эмульсий, предназначенных для обработки ПЗП с отложениями АСПО.

Библиографический список

1. Иванников В. И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 56–60.
2. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В. Н. Глушенко [и др.]. – Уфа: Гилем, 2010. – 387 с.
3. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора / Э. Э. Ахмерова [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2018. – Т. 25, № 3. – С. 86–92.
4. Келланд М. А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли / Пер. с англ., под ред. Л. А. Магадовой. – 2-е изд. – СПб.: Профессия, 2015. – 608 с.
5. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>.
6. Bimuratkyzy K., Sagindykov B. The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene // Brazilian Journal of Petroleum and Gas. – 2016. – Vol. 10, Issue 2. – P. 119–134. DOI: 10.5419/bjpg2016-0010
7. Петров И. А., Азаматов М. А., Дрофа П. М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. – 2010. – № 1 (33). – С. 7–10.
8. Buijse M., de Boer P., Klos M., Burgos G. Organic Acids in Carbonate Acidizing // SPE European Formation Damage Conference (May, 13–14), The Hague, Netherlands. – 2003. – 8 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/82211-MS>.
9. Frenier W. W., Fredd C. N., Chang F. Hydroxyaminocarboxylic Acids Produce Superior Formulations for Matrix Stimulation of Carbonates // SPE European Formation Damage Conference, (May, 21–22), The Hague, Netherlands. – 2001. – 15 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/68924-MS>.
10. Pat. U.S. 3779916. Acidizing composition / Crowe C. W. Applied: 04.11.71. Published: 18.12.73. United States: N. p.
11. Pat. U.S. 3962102. Appl. No. 05/425574. Composition and method for acidizing earthen formations / Crowe C. W. Applied: 17.12.1973. Published: 08.06.76. United States: N. p.
12. Pat. U.S. 4140640. Appl. No. 05/813367. Self-breaking retarded acid emulsion / Scherubel G. A. Applied: 06.07.1977. Published: 20.02.79. United States: N. p.
13. Boswood D. W., Kreh K. A. Fully Miscible Micellar Acidizing Solvents vs. Xylene, The Better Paraffin Solution // SPE Production and Operations Symposium (March, 27–29), Oklahoma City. – 2011. – 6 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>.
14. Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» / В. А. Елесин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2016. – № 4 (45). – С. 61–63.
15. Общие характеристики кислотно-углеводородной эмульсии на базе растворителя МИА-пром / В. Ю. Федоренко [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 13. – С. 141–145.
16. Al-Mutairi S. H., Hill A. D., Nasr-El-Din H. A. Effect of Droplet Size, Emulsifier Concentration, and Acid Volume Fraction on the Rheological Properties and Stability of Emulsified Acids // European Formation Damage Conference. – Scheveningen, the Netherlands, 2007. – 16 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>.
17. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs / M. A. I. Sayed [et al.] // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, Louisiana, USA, 2012. – 26 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>.
18. Sidaoui Z., Sultan A. S. Formulating a Stable Emulsified Acid at High Temperatures: Stability and Rheology Study // International Petroleum Technology Conference. – Bangkok, Thailand, 2016. – 17 p. – Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>.
19. Novel Emulsified Acid Boosts Production in a Major Carbonate Oil Field with Asphaltene Problems / D. Appicciutoli [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy, 2010. – 16 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>.
20. 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. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2008. – 7 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>.

21. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
22. Щербаков Г. Ю., Петухов А. В., Халикова Г. М. Состав для удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений в добывающих скважинах нефтегазоконденсатных месторождений на углеводородной основе // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 2. – С. 80–83.
23. Wang Y. Preparation of nano- and microemulsions using phase inversion and emulsion titration methods: a thesis presented in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Food Technology at Massey University, Auckland, New Zealand. – Massey University, New Zealand, 2014. – 181 p. – Available at: <http://hdl.handle.net/10179/5594>.
24. Королева М. Ю., Юртов Е. В. Наноэмульсии: свойства, методы получения и перспективные области применения // Успехи химии. – 2012. – Т. 81, № 1. – С. 21–43.

References

1. Ivannikov, V. I. (2011). Sedimentation and de-sedimentation of a formation bottom zone in wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 56-50. (In Russian).
2. Glushchenko, V. N., Ptashko, O. A., Kharisov, R. Ya., & Denisova, A. V. (2010). *Kislотноe obrabotka: sostavy, mekhanizmy reaktsiy, dizayn*. Ufa, Gilem Publ., 392 p. (In Russian).
3. Akhmerova, E. E., Shafikova, E. A., Apkarimova, G. I., Prochukhan, K. Yu., Prosochkina, T. R., Gaysin, I. S., & Prochukhan, Yu. A. (2018). Selection of Effective Acid Compound for Carbonate Collector Treatment. *Bashkir Chemical Journal*, 25(3), pp. 86-92. (In Russian).
4. Kelland, M. A. (2009). *Production chemicals for the oil and gas industry*. 1st edition. Boca Raton, Florida, CRC Press, 456 p. (In English).
5. Ivanova, L.V., Burov, E. A., & Koshelev, V. N. (2011). Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage. *Neftgazovoye delo*, (1), pp. 268-284. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>
6. Bimuratkzy, K., & Sagindykov, B. (2016). The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 10(2), pp. 119-134. (In English). DOI: 10.5419/bjpg2016-0010
7. Petrov, I. A., Azamatov, M. A., & Drofa, P. M. Complex approach to matrix acidizing as stimulation technique. *Geosursy*, (1(33)), pp. 7-10. (In Russian).
8. Buijse, M., de Boer, P., Klos, M., & Burgos, G. (2003). *Organic Acids in Carbonate Acidizing*. SPE European Formation Damage Conference (May, 13-14), The Hague, Netherlands, 8 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/82211-MS>
9. Frenier, W. W., Fredd, C. N., & Chang, F. (2001). Hydroxyaminocarboxylic Acids Produce Superior Formulations for Matrix Stimulation of Carbonates. *SPE European Formation Damage Conference* (May, 21-22), 15 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/68924-MS>
10. Crowe, C. W. Acidizing composition. Pat. U.S. 3779916. Applied: 04.11.71. Published: 18.12.73. United States: N. p. (In English).
11. Crowe, C. W. Composition and method for acidizing earthen formations. Pat. U.S. 3962102. Appl. No. 05/425574. Applied: 17.12.1973. Published: 08.06.76. United States: N. p. (In English).
12. Scherubel, G. A. Self-breaking retarded acid emulsion. Pat. U.S. 4140640. Appl. No. 05/813367. Applied: 06.07.77. Published: 20.02.79. United States: N. p. (In English).
13. Boswood, D. W., & Kreh, K. A. (2011). Fully Miscible Micellar Acidizing Solvents vs. Xylene, The Better Paraffin Solution. *SPE Production and Operations Symposium* (March, 27-29), Oklahoma City, 6 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
14. Elesin, V. A., Latypov, R. T., Schmidt, A. A., Marnosov, A. V., & Kulshov, S. P. (2016). Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in Samaraneftegas JSC. *Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4(45)), pp. 61-63. (In Russian).
15. Fedorenko, V. Yu., Nigmatullin, M. M., Petukhov, A. S., Gavrilov, V. V., Volkova, A. V., & Krupin, S. V. (2011). Obshchie kharakteristiki kislотно-uglevodorodnoy emul'sii na baze rastvoritelya MIA-prom. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, (13), pp. 141-145. (In Russian).

16. Al-Mutairi, S. H., Hill, A. D., & Nasr-El-Din, H. A. (2007). Effect of Droplet Size, Emulsifier Concentration, and Acid Volume Fraction on the Rheological Properties and Stability of Emulsified Acids. European Formation Damage Conference. Scheveningen, the Netherlands, 16 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>
17. Sayed, M. A. I., Nasr-El-Din, H. A., Almalki, H., Holt, S. P., & Zhou, J. (2012) A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 26 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
18. Sidaoui, Z., & Sultan, A. S. (2016). Formulating a Stable Emulsified Acid at High Temperatures: Stability and Rheology Study. International Petroleum Technology Conference. Bangkok, Thailand, 17 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>
19. Appicciutoli, D., Maier, R. W., Strippoli, P., Tiani, A., & Mauri, L. (2010). Novel Emulsified Acid Boosts Production in a Major Carbonate Oil Field with Asphaltene Problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 16 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>
20. Wael, A. F., & Hisham, A. N. (2008). Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 7 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>
21. Ibragimov, G. Z., Sorokin, V. A., & Khisamutdinov, N. I. (1986). Khimicheskie reagenty dlya dobychi nefli: spravochnik rabochego. Moscow, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
22. Shcherbakov, G. Yu., Petukhov, A. V., & Khalikova, G. M. (2015). Solvent for the removal of asphaltene-resin-paraffin deposits in hydrocarbons production of oil and gas-condensate fields. Neftegazovoye delo, 13(2), pp. 80-83. (In Russian).
23. Wang, Y. (2014). Preparation of nano- and microemulsions using phase inversion and emulsion titration methods: a thesis presented in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Food Technology at Massey University, Auckland, New Zealand. Massey University, New Zealand, 181 p. (In English). Available at: <http://hdl.handle.net/10179/5594>
24. Koroleva M. Yu., & Yurtov, E. V. (2012). Nanoemulsions: The properties, methods of preparation and promising applications. Russian Chemical Reviews, 81(1), pp. 21-43. (In English). DOI: 10.1070/RC2012v081n01ABEH004219

Сведения об авторах

Шумахер Мария Юрьевна, магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, e-mail: marya9630@mail.ru

Коновалов Виктор Викторович, к. х. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Мельников Андрей Петрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Information about the authors

Maria Yu. Shumakher, Master's Student at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University, e-mail: marya9630@mail.ru

Viktor V. Konovalov, Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University

Andrei P. Melnikov, Postgraduate at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University