

УДК 622.276.63

Л.Ф. Давлетшина¹, e-mail: luchiad@mail.ru; **Л.И. Толстых**¹, e-mail: litolstyh@mail.ru;
З.Р. Давлетов¹, e-mail: zaurdavletov@mail.ru; **В.Д. Власова**¹, e-mail: vica-vv@yandex.ru

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Исследование межфазного натяжения на границе между углеводородной фазой и кислотными составами на основе сульфаминовой кислоты и поверхностно-активных веществ

В настоящее время одним из основных методов восстановления и улучшения проницаемости призабойной зоны скважин является метод кислотных обработок (КО), однако его эффективность постоянно снижается. Значительное влияние на успешность КО оказывает введение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в кислотный состав, что обеспечивает снижение межфазного натяжения и предотвращение образования стойких нефтекислотных эмульсий и осадков при контакте кислотного состава с пластовой нефтью. В статье представлены результаты исследования межфазного натяжения на границе «кислотный состав – керосин» и «кислотный состав – нефть» в зависимости от типа и концентрации ПАВ, концентрации кислоты. На примере кислотных составов на основе сульфаминовой кислоты (САК) показано, что использование керосина в качестве модельной углеводородной фазы не всегда дает сопоставимые результаты по сравнению с применением нефти, не учитывает взаимодействие ПАВ, введенных в рецептуру кислотного состава, с нативными ПАВ нефти. Наряду с этим в работе представлены результаты оценки способности исследуемых ПАВ-кислотных составов разрушать нефтекислотные эмульсии при контакте с нефтью Ромашкинского месторождения. На основе сравнения межфазной активности и деэмульгирующей способности исследованных ПАВ показано отсутствие прямой зависимости рассматриваемых параметров от типа ПАВ, что указывает на невозможность разработки индивидуального ПАВ универсального действия и необходимость проведения лабораторной оценки в каждом отдельном случае. Среди исследованных ПАВ для условий Ромашкинского месторождения в кислотные составы на основе САК рекомендовано добавление анионного ПАВ «Нефтенол ВВД».

Ключевые слова: кислотная обработка, поверхностно-активное вещество, межфазное натяжение, нефтекислотная эмульсия.

.....

L.F. Davletshina¹, e-mail: luchiad@mail.ru; **L.I. Tolstyk**¹, e-mail: litolstyh@mail.ru;
Z.R. Davletov¹, e-mail: zaurdavletov@mail.ru; **V.D. Vlasova**¹, e-mail: vica-vv@yandex.ru

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

Study of Interfacial Tension at the Boundary between Hydrocarbon Phase and Acid Compositions based on Sulfamic Acid and Surfactants

Currently, one of the main methods for the restoration and improvement of permeability of the bottomhole well zone is the acid treatment method, however, its efficiency is constantly decreasing. A significant influence on the success of the acid treatments is the introduction of surfactants into the acid composition, which reduces the interfacial tension and prevents the formation of persistent oil-acid emulsions and precipitates upon contact of the acid composition with the formation oil. The article presents the results of studying the interfacial tension at the boundary of the acid composition-kerosene and acid composition-oil, depending on the type and concentration of surfactant, acid concentration. The example of acid compositions based on sulfamic acid (SAA) shows that the use of kerosene as a model hydrocarbon phase doesn't always give comparable results compared with the use of oil, does not take into account the interaction of surfactants introduced into the formulation of acid composition with native surfactants of oil. Along with this, the work presents the results of an evaluation of the ability of the surfactant-acid compositions to destroy oil-acid emulsions upon contact with the Romashkinskoye oil field. On the basis of the comparison of the interfacial activity and the demulsifying ability of the surfactants studied, the absence of a direct dependence of the parameters under consideration on the type of surfactant was shown, which indicates the impossibility of developing an individual surfactant of universal action and the need for a laboratory evaluation in each case. Among the surfactants studied for the conditions of the Romashkinskoye deposit, the addition of the anionic surfactant Neftenol VVD to acid compositions based on the SAA was recommended.

Keywords: acid treatment, surfactant, interfacial tension, oil-acid emulsion.

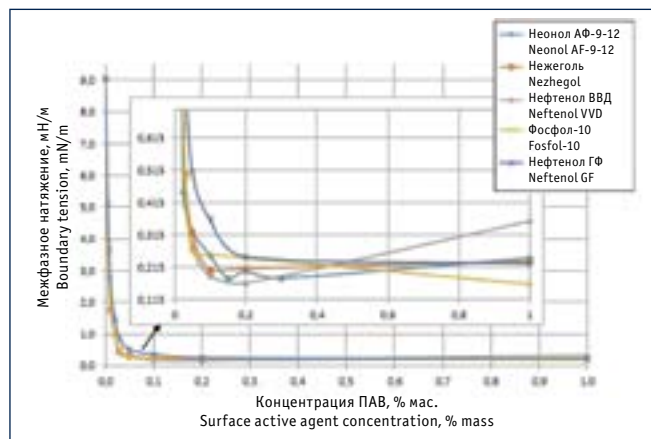


Рис. 1. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов от концентрации АПАВ: «Нежеголь», «Нефтенол ВВД» и «Фосфол-10»; НПАВ «Неонол АФ-9-12» и КПАВ «Нефтенол ГФ» – на границе с нефтью
Fig. 1. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the concentration of anionic surface active agents: Nezhegol, Neftenol VVD and Fosfol-10; non-ionic surface active agent Neonol AF-9-12 and cationic surface active agent Neftenol GF – on the boundary with oil

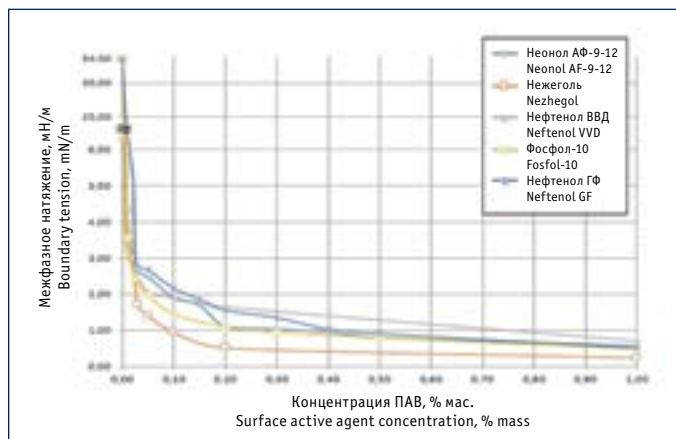


Рис. 2. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов от концентрации АПАВ: «Нежеголь», «Нефтенол ВВД» и «Фосфол-10»; НПАВ «Неонол АФ-9-12» и КПАВ «Нефтенол ГФ» – на границе с керосином
Fig. 2. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the concentration of anionic surface active agents: Nezhegol, Neftenol VVD and Fosfol-10; non-ionic surface active agent Neonol AF-9-12 and cationic surface active agent Neftenol GF – on the boundary with kerosene

Одними из основных показателей эффективности ПАВ при подборе его в качестве добавки в кислотную систему являются межфазное натяжение на границе кислотного состава с углеводородами, а также совместимость с пластовыми флюидами [1–2]. Соответственно, для увеличения эффективности КО необходимо снизить межфазное натяжение и минимизировать негативные последствия, возникающие при контакте кислоты с пластовыми флюидами, такие как образование стойких нефтекислотных эмульсий и выпадение осадков [3–4].

В промышленности обычно используют анализ межфазного натяжения на границе с базовыми жидкостями, например с керосином [5–6], толуолом [7–8], гептаном [4].

В нефти содержатся смолы и асфальтены, а также другие природные ПАВ, которые могут значительно влиять на межфазное натяжение на границе с кислотными составами. Подобным исследованиям посвящено недостаточное количество работ [9, 10–13], в то же время представляется, что развитие данного направления позволило бы глубже

понимать влияние состава и свойств нефти на эффективность КО. Изучение взаимодействия кислотного состава с нефтью определенного месторождения позволяет получить более точные данные, а также выявить специфические особенности взаимодействия нефти и кислотной системы, что является весьма важным на стадиях разработки и выбора ПАВ-кислотного состава.

В данной работе представлены результаты исследований кислотных систем на основе САК, обладающей рядом преимуществ по сравнению с соляной кислотой. Достоинства САК заключаются в более низкой коррозионной активности по отношению к стали и скорости взаимодействия кислоты с породой, в более низком межфазном натяжении на границе с нефтью, что свидетельствует о ее большей проникающей способности в нефтенасыщенный пласт в чистом виде по сравнению с другими кислотами [10]. Помимо этого САК выпускается в виде порошка, что облегчает ее транспортировку и хранение.

Исследования проводились с использованием 5%-го раствора САК. В качестве объектов были изучены ПАВ,

относящиеся к различным классам и рекомендованные для применения при КО: анионные (АПАВ) – «Нежеголь», «Нефтенол ВВД», «Фосфол-10», «Сульфол»; катионные (КПАВ) – «Катасол-28-6», «Нефтенол ГФ»; неионогенные (НПАВ) – «Неонол АФ-9-12», ОС-20 и амфолитные (АмфПАВ) – «Бетапав АП 18.30». Межфазное натяжение измерялось на границе с углеводородной фазой – керосином и нефтью, все исследования проводились при помощи автоматического стагмометра типа АЖЦ 2.784.001. Используемая в работе нефть Ромашкинского месторождения (плотность 0,861 г/см³) относится к высокопарафинистым и смолистым. Межфазное натяжение на границе раствора САК с керосином составляет 33,433 мН/м, а с нефтью – 9,051 мН/м. На рис. 1–4 представлены результаты определения зависимости межфазного натяжения исследованных кислотных составов от концентрации различных типов ПАВ.

На рис. 1, 2 представлены результаты исследований растворов АПАВ – «Нежеголь», «Нефтенол ВВД» и «Фосфол-10», НПАВ – «Неонол АФ-9-12» и КПАВ –

Ссылка для цитирования (for citation):

Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Давлетов З.Р., Власова В.Д. Исследование межфазного натяжения на границе между углеводородной фазой и кислотными составами на основе сульфаминовой кислоты и поверхностно-активных веществ // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 72–78.
Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Davletov Z.R., Vlasova V.D. Study of Interfacial Tension at the Boundary between Hydrocarbon Phase and Acid Compositions based on Sulfamic Acid and Surfactants (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 9, P. 72–78.

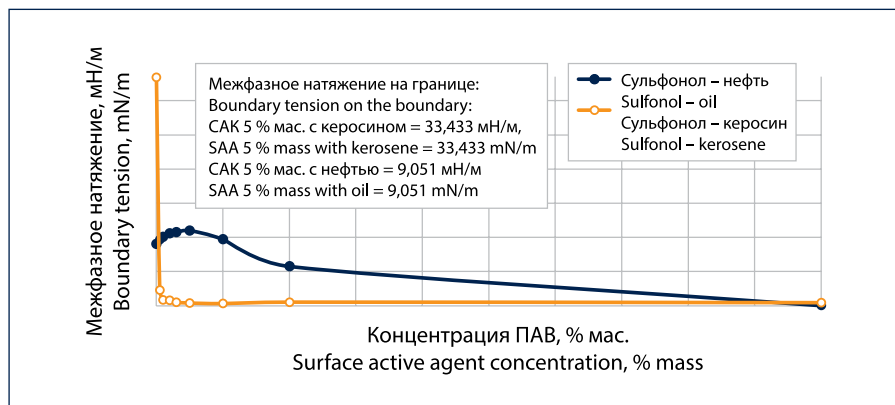


Рис. 3. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов от концентрации АПАВ «Сульфол» на границе с керосином и с нефтью

Fig. 3. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the concentration of anionic surface active agent Sulfonol on the boundary with kerosene and with oil

«Нефтенол ГФ», показавших практически одинаковое снижение межфазного натяжения с увеличением концентрации ПАВ как на границе с нефтью (рис. 1), так и на границе с керосином (рис. 2). Из представленных графиков следует, что значения межфазного натяжения для всех ПАВ на границе с нефтью оказались намного ниже, чем на границе с керосином, что может быть объяснено дополнительным влиянием находящихся в нефти природных ПАВ. Выбивается из данной зависимости только «Сульфол» (рис. 3), показавший минимальное межфазное натяжение на границе с ке-

росином и максимальное – на границе с нефтью, что, вероятно, можно объяснить образованием поверхностно-инактивных веществ при взаимодействии отрицательно заряженного иона «Сульфолола» со смолами и асфальтенами нефти, которые предположительно могут иметь локально положительные заряды [14]. Одинаковый характер имеют кривые зависимости межфазного натяжения от концентрации таких ПАВ, как «Бетапав АП 18.30» и «Катасол-28-6» (рис. 4). «Катасол-28-6» в концентрации 0,01 % мас. показывает максимальное снижение (0,860 мН/м) межфазного на-

тяжения (рис. 4), после чего значения несколько растут и далее практически не изменяются. Аналогичным образом ведет себя и «Бетапав АП 18.30», так как данный реагент относится к амфотерным ПАВ, которые в кислой среде ведут себя как КПАВ. «Бетапав АП 18.30» значительно снижает межфазное натяжение на границе с нефтью до минимального значения 0,123 мН/м при концентрации 0,02 % мас., после чего значения несколько увеличиваются и больше не изменяются.

ОС-20 (рис. 5) показал худший результат и недостаточное снижение межфазного натяжения на границе с керосином и нефтью, что соответствует данным, представленным в работе [11], где доказывается, что НПАВ, содержащие линейные углеводородные радикалы (например, оксипропилированные спирты), в отличие от тех, которые имеют алкилароматические радикалы (например, неололы), обладают меньшей поверхностной активностью, а область их критической концентрации мицеллообразования (ККМ) лежит в интервале более высоких концентраций. По представленным графикам были найдены значения ККМ и определены рабочие концентрации ПАВ (чем ККМ меньше, тем меньшая концентрация ПАВ требуется, что важно с экономи-

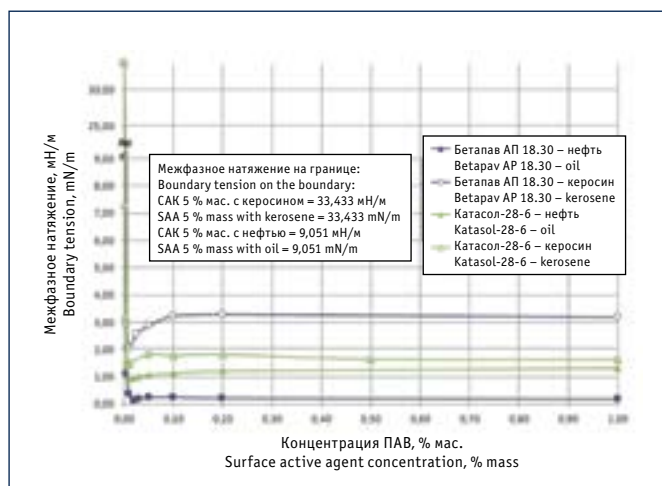


Рис. 4. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов от концентрации АмфПАВ «Бетапав АП 18.30» и КПАВ «Катасол-28-6» на границе с керосином и с нефтью

Fig. 4. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the concentration of amphoteric surface active agent Betapav AP 18.30 and cationic surface active agent Katasol-28-6 on the boundary with kerosene and with oil

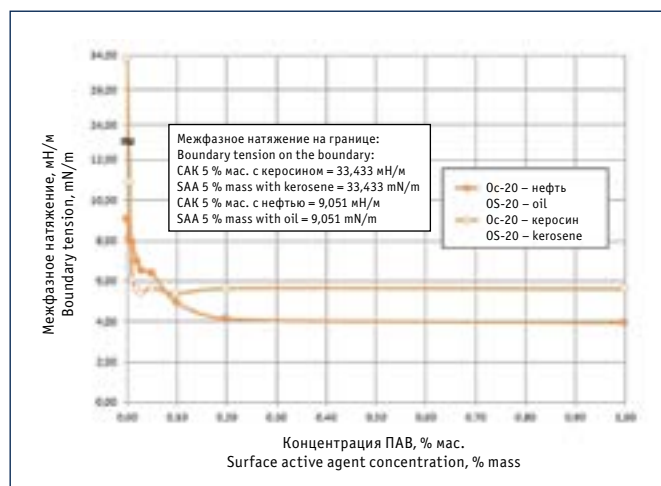


Рис. 5. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов от концентрации НПАВ ОС-20 на границе с керосином и нефтью

Fig. 5. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the concentration of non-ionic surface active agent OS-20 on the boundary with kerosene and with oil

Таблица 1. Характеристики исследуемых ПАВ в кислотных составах на основе 5 % мас. раствора САК

Table 1. Characteristics of the examined surface active agents in acid-based compositions on the basis of a 5% mass sulphonamic acid solution

№ No.	ПАВ Surface active agent	Тип Type	ККМ, % мас. CCM, % mass		Межфазное натяжение при ККМ, мН/м Boundary tension in CCM, mN/m		Минимальное межфазное натяжение, мН/м Minimum boundary tension, mN/m		Концентрация, при которой достигается минимальное межфазное натяжение, % мас. Concentration at which the minimum boundary tension is reached, % mass.	
			Н* О*	К** К**	Н О	К К	Н О	К К	Н О	К К
1	«Нежеголь» Nezhegol	АПАВ Anionic surface active agents	0,032	0,200	0,484	0,521	0,206	0,246	0,100	1,000
2	«Нефтенол ВВД» Neftenol VVD	АПАВ Anionic surface active agents	0,031	0,100	0,431	1,925	0,168	0,717	0,200	1,000
3	«Фосфол-10» Fosfol-10	АПАВ Anionic surface active agents	0,035	0,100	0,436	1,420	0,162	0,430	1,000	1,000
4	«Сульфонол» Sulfonol	АПАВ Anionic surface active agents	0,063	0,050	10,666	0,376	0,010	0,295	1,000	0,100
5	«Неонол АФ-9-12» Neonom AF-9-12	НПАВ Non-ionic surface active agent	0,031	0,120	0,416	1,132	0,181	0,431	0,150	1,000
6	ОС-20 OS-20	НПАВ Non-ionic surface active agent	0,050	0,028	6,387	5,445	3,930	5,365	1,000	0,100
7	«Нефтенол ГФ» Neftenol GF	КПАВ Cationic surface active agent	0,036	0,370	0,746	1,337	0,227	0,514	1,000	1,000
8	«Катасол-28-6» Katasol-28-6	КПАВ Cationic surface active agent	0,013	0,004	0,891	1,360	0,860	1,360	0,010	0,003
9	«Бетапав АП 18.30» Betapav AP 18.30	АмфПАВ Amphoteric surface active agent	0,017	0,008	0,194	2,401	0,123	1,982	0,020	0,010

* Н – на границе с нефтью.

O – on the boundary with oil.

** К – на границе с керосином.

K – on the boundary with kerosene.

ческой точки зрения), представленные в табл. 1.

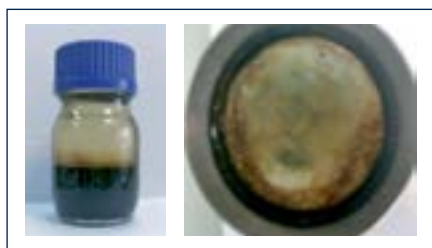
Поскольку межфазное натяжение на границе с керосином не совпадало с межфазным натяжением на границе с нефтью как по значению, так и по характеру зависимости от концентрации, а значит, являлось недостаточно информативным, при последующем анализе использовались показатели, полученные на границе ПАВ-кислотного состава с нефтью.

По представленным данным видно, что «Катасол-28-6» и «Бетапав АП 18.30» имеют минимальные значения ККМ среди всех исследуемых ПАВ, и значение межфазного натяжения при ККМ (0,194 мН/м) у «Бетапав АП 18.30» минимальное.

Значения ККМ и межфазного натяжения при ККМ на границе с нефтью для большинства АПАВ («Нежеголь», «Нефтенол ВВД» и «Фосфол-10»), а также НПАВ «Неонол АФ-9-12», оказались достаточно низкими и примерно одинаковыми. Кроме того, «Неонол АФ-9-12» и «Нефтенол ВВД» дают минимальные значения межфазного натяжения при концентрациях 0,15 и 0,2 % мас., соответственно. Поскольку межфазное натяжение практически не меняется при дальнейшем увеличении концентрации ПАВ, повышать концентрацию более 0,15 (0,2) % мас. для данных ПАВ экономически нецелесообразно. Именно на указанные ПАВ следует обратить внимание при дальнейших исследованиях.

На втором этапе были проведены тесты на совместимость кислотных составов с добавлением исследуемых ПАВ с нефтью и оценена, таким образом, вероятность образования эмульсии кислотных систем с нефтью.

Исследования показывают, что при смешении кислотного состава с нефтью в лабораторных условиях могут образовываться эмульсии с более высокой вязкостью, чем исходная нефть. Наличие таких эмульсий может отрицательно сказаться на результатах кислотной обработки за счет блокирования потока нефти, поступающей в ствол скважины, или ограничения доступа раствора кислоты к поверхности породы продуктивного пласта [5]. Это также может



a) a) б) b)

Рис. 6. Внешний вид нерасслоившейся эмульсии (а) через 30 мин после начала испытания и сита (б) после фильтрования эмульсии «кислотный состав/нефть» и промывки водой

Fig. 6. External view of the non-broken down emulsion (a) in 30 minutes after the beginning of the test and the sieve (b) after the filtration of the emulsion «acid-based composition/oil» and water washing

затруднить закачку кислотного состава в пласт [15]. К настоящему времени предложено множество способов разрушения нефтяных эмульсий, например применение деэмульгаторов [12] – ПАВ, способных вытеснить с поверхности капель воды природные эмульгаторы [16]. По стандартной методике BottleTest [17] проводились исследования совместимости кислотных составов при добавлении различных типов ПАВ с той же нефтью, с использованием которой проводился анализ межфазного натяжения. В работе [12] исследовалась взаимосвязь ККМ и эффективность дей-

ствия деэмульгаторов и были получены данные, свидетельствующие о том, что минимальное время деэмульсации коррелирует с областью ККМ, что позволяет контролировать расход деэмульгатора и таким образом улучшать технико-экономические показатели процесса. В настоящей работе концентрация ПАВ была выбрана 0,05 % мас. Исходный тест на совместимость кислотного состава с нефтью проводился без добавления ПАВ в 5 % мас. раствор САК.

При отсутствии ПАВ раствор САК образовывал нерасслаивающуюся эмульсию, которая легко проходила через сито 150 мкм, не образуя осадка (рис. 6). Разделение эмульсии произошло только при использовании в качестве добавок в кислотный состав АПАВ, таких как «Нефтенол ВВД», «Фосфол-10» и «Сульфол», а также КПАВ «Катасол-28-6», который является катионным ПАВ и межфазное натяжение которого при ККМ в 2 раза выше (0,891 мН/м), чем у исследуемых НПАВ и АПАВ. При пропускании через сито разделившихся эмульсий никаких осадков не возникло: сита чистые как до, так и после промывки водой. На рис. 7 представлен внешний вид расслоившихся эмульсий и поверхностей сита после фильтрования.

В табл. 2 представлены результаты совместимости ПАВ-кислотных составов с нефтью и межфазное натяжение этих

составов на границе с той же нефтью при концентрации ПАВ 0,05 % мас.

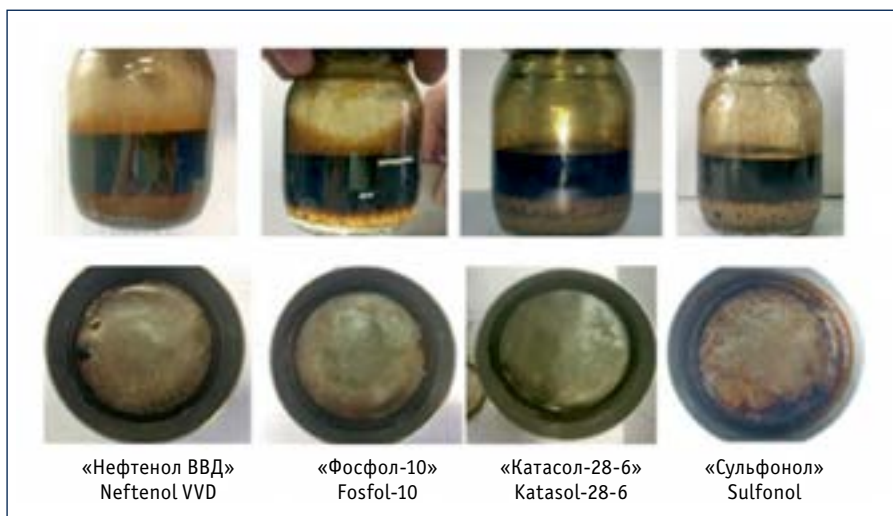
Согласно представленным данным нет прямой зависимости между эффективностью разделения эмульсии и значениями межфазного натяжения.

Наиболее эффективными ПАВ оказались АПАВ «Сульфол» и КПАВ «Катасол-28-6», составы на их основе показали 87 % расслоения эмульсии. Нефтенол ВВД также показал довольно высокую степень разрушения эмульсии (70 %).

На основании данных, представленных в работе [2], наиболее эффективными реагентами-деэмульгаторами для предотвращения образования нефтекислотных эмульсий (в присутствии солянокислотных составов) в случае нефтей месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми», ТПП «ТатРИТЭК-нефть», ОАО «Самаранефтегаз» оказались оксиэтилированные жирные спирты «Синтанолы» АЛМ-3 и АЛМ-7, «Неонол АФ-9-4» и карбоксимилэтоксифирированный «Неонол АФ 6.90». Согласно полученным нами результатам для нефти Ромашкинского месторождения похожие по структуре ПАВ (ОС-20, «Неонол АФ-9-12», «Нежеголь») не показали деэмульгирующую способность. Таким образом, можно сделать вывод, что все исследуемые ПАВ в зависимости от нефти и кислоты могут обладать различной эффективностью, и выделить наиболее универсальный реагент, подходящий для разных нефтей, из исследуемых ПАВ не представляется возможным.

Согласно нашим исследованиям наиболее подходящим ПАВ для проведения кислотных обработок на основе 5 % мас. САК для условий Ромашкинского месторождения является «Нефтенол ВВД». Была исследована зависимость изменения межфазного натяжения и степени расслоения в кислотном составе на основе 15%-го раствора САК, так как в промышленных условиях известно применение составов с более высокой концентрацией САК [18]. Результаты исследования межфазного натяжения ПАВ-кислотных составов на границе с керосином и нефтью представлены на рис. 8.

Из полученных данных следует, что концентрация САК мало влияет на



«Нефтенол ВВД» Neftenol VVD «Фосфол-10» Fosfol-10 «Катасол-28-6» Katasol-28-6 «Сульфол» Sulfonol

Рис. 7. Внешний вид расслоившихся эмульсий по прошествии 30 мин с момента начала испытания и сита после фильтрования расслоившихся эмульсий и промывки водой

Fig. 7. External view of the broken down emulsion after 30 minutes after the beginning of the test and the sieve after the filtration of the broken down emulsion and water washing

снижение межфазного натяжения на границе кислотного состава с керосином, но при использовании в качестве углеводородной фазы нефти разница более существенна. При использовании 15 % мас. раствора САК наименьшее значение межфазного натяжения на границе с нефтью достигается при концентрации ПАВ 0,1 % мас. и составляет 0,013 мН/м, в то время как в случае 5 % мас. раствора САК оно составляло 0,168 мН/м при 0,2 % мас. ПАВ. Также была отмечена полная совместимость ПАВ-кислотного состава, содержащего 15 % мас. САК и 0,05 % мас. «Нефтенол ВВД», с исследованной нефтью, – эмульсия не образовывалась.

НА ОСНОВАНИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ.

1. Все ПАВ-кислотные составы, кроме составов на основе АПАВ «Сульфенол», показали большее снижение межфазного натяжения на границе с нефтью, чем на границе с керосином, что говорит о том, что использование керосина в качестве модельной системы не всегда дает сопоставимые результаты и свидетельствует о необходимости исследования данного параметра на конкретных нефтях.
2. Наибольшее снижение межфазного натяжения на границе с нефтью Ромашкинского месторождения показали АПАВ «Нежеголь», «Нефтенол ВВД», «Фосфол-10»; НПАВ «Неонол АФ-9-12» и АмфПАВ «Бетапав АП 18.30».
3. Наиболее эффективными ПАВ-деэмульгаторами оказались АПАВ: «Сульфенол», «Нефтенол ВВД» и КПАВ «Катасол-28-6» в количестве 0,05 % мас. в растворе САК (5 % мас.), что говорит об отсутствии прямой зависимости эффективности разделения эмульсии от значения межфазного натяжения.
4. «Нефтенол ВВД» в кислотных составах на основе 5 и 15 % мас. САК показал значительное снижение межфазного натяжения на границе с нефтью и высокую дезэмульгирующую способность кислотного состава, что позволяет рекомендовать данное ПАВ для кислотных обработок на основе САК для условий Ромашкинского месторождения.

Таблица 2. Эффективность расслоения эмульсии при смешении пластового флюида с кислотным составом (5 % мас. САК, 0,05 % мас. ПАВ, $T = 20 \pm 2$ °C, длительность опыта = 30 мин)
Table 2. Emulsion breakdown efficiency when mixing a formation fluid with an acid-based composition (5 % mass sulphonamic acid), 0.05 % mass surface active agent, $T = 20 \pm 2$ °C, test duration = 30 minutes)

ПАВ Surface active agent		Межфазное натяжение при концентрации ПАВ 0,05 % мас., мН/м Boundary tension when the surface active agent's concentration is 0.05% mass, mN/m	Степень расслоения, % Breakdown degree, %
Наименование Name	Тип Type		
«Нежеголь» Nezhegol	АПАВ Anionic surface active agents	0,317	0
«Нефтенол ВВД» Neftenol VVD	АПАВ Anionic surface active agents	0,281	70
«Фосфол-10» Fosfol-10	АПАВ Anionic surface active agents	0,264	53
«Сульфенол» Sulfenol	АПАВ Anionic surface active agents	10,996	87
«Неонол АФ-9-12» Neonol AF-9-12	НПАВ Non-ionic surface active agent	0,327	0
ОС-20 OS-20	НПАВ Non-ionic surface active agent	6,386	0
«Нефтенол ГФ» Neftenol GF	КПАВ Cationic surface active agent	0,512	0
«Катасол-28-6» Katasol-28-6	КПАВ Cationic surface active agent	1,063	87
«Бетапав АП 18.30» Betapav AP 18.30	АмфПАВ Amphoteric surface active agent	0,123	0

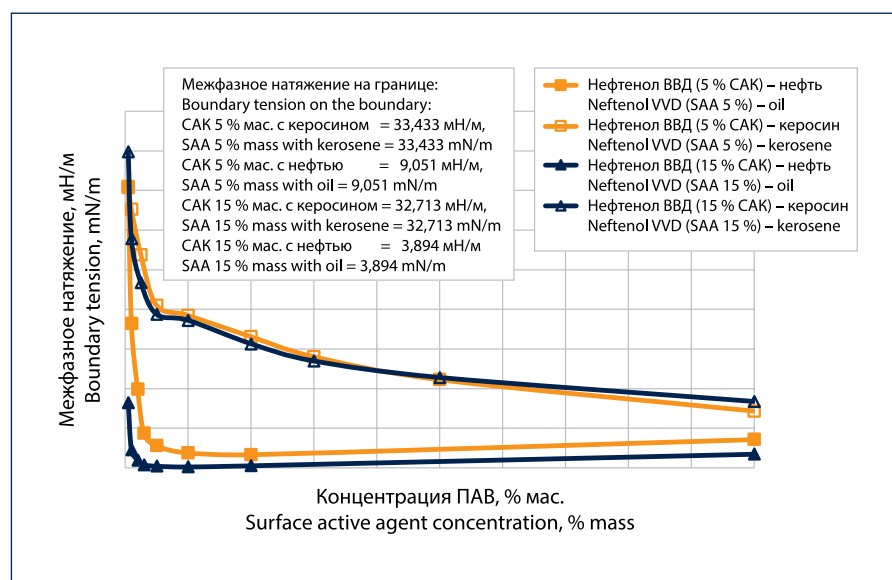


Рис. 8. Зависимость межфазного натяжения кислотных составов на основе 5 и 15 % мас. САК на границе с керосином и нефтью от концентрации «Нефтенола ВВД»

Fig. 8. Dependence of the boundary tension of acid-based compositions on the basis of a 5 and 15 % mass sulphonamic acid solution on the boundary with kerosene and with oil on the concentration of Neftenol VVD

Литература:

1. Давлетшина Л.Ф., Магадова Л.А., Силин М.А. и др. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы – новые решения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2009. № 3. С. 38–41.
2. Валиев Р.Р., Мингазов Р.Р., Аль-Мунтасер А.А.М. и др. Деэмульгаторы для солянокислотных составов // Вестник Казанского технолог. ун-та. 2016. Т. 19. № 10. С. 49–52.
3. Чулкова А.О., Прочухан К.Ю., Шафикова Е.А. и др. Эффективность деэмульгаторов в процессе разрушения нефтекислотных эмульсий // Нефтепромысловое дело. 2016. № 7. С. 26–29.
4. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // Вестник Мурманского гос. техн. ун-та. 2010. № 4/1. С. 784–792.
5. Силин М.А., Магадова Л.А., Гаевой Е.Г. и др. Исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) различного типа, применяемых в составе технологических жидкостей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 8. С. 50–55.
6. Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М. Применение катионных ПАВ ГИПХ-6 и ГИПХ-6Б в процессах нефтяной промышленности // Башкирский химический журнал. 2006. № 2. С. 46–53.
7. Насырова А.М., Кудряшов Д.А., Башкирцева Н.Ю., Идрисов А.Р. Повышение эффективности солянокислотных обработок нефтяных скважин в карбонатных коллекторах // Вестник Казанского технолог. ун-та. 2013. Т. 16. № 8. С. 290–292.
8. Плохова С.Е., Саттарова Э.Д., Елпидинский А.А. О сопоставимости поверхностных свойств деэмульгаторов и их деэмульгирующей активности // Вестник Казанского технолог. ун-та. 2014. Т. 17. № 3. С. 274–277.
9. Шакиров А.Н., Исмагилов О.З., Козин В.Г. Исследование коллоидно-химических свойств ПАВ, используемых в эмульсионных методах повышения нефтеотдачи пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 11. С. 39–42.
10. Солодовников А.О., Андреев О.В., Киселев К.В. Исследование межфазного натяжения на границе нефть – кислотный раствор в присутствии поверхностно-активных веществ // Вестник Тюменского гос. ун-та. 2013. № 5. С. 148–155.
11. Башкирцева Н.Ю., Гараев Л.А., Сладовская О.Ю. Коллоидно-химические свойства промышленных ПАВ для подготовки нефти // Вестник Казанского технолог. ун-та. 2014. Т. 17. № 22. С. 315–318.
12. Карпенко И.Н., Коновалов В.В., Титкова М.С. Исследование взаимосвязи критической концентрации мицеллообразования и эффективности действия деэмульгаторов // Вестник СамГТУ (Сер.: Технические науки). 2016. № 3. С. 123–129.
13. Башкирцева Н.Ю., Сладовская О.Ю., Ягудин Ш.Г. Коллоидно-химические свойства реагентов для регулирования вязкости Зюзеевской нефти // Вестник Казанского технолог. ун-та. 2003. № 2. С. 252–261.
14. Красюков А.Ф. Нефтяной кокс (производство, свойства). 2-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1966. 264 с.
15. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 4. С. 90–97.
16. Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: Метод. указ. М.: ГАНГ, 1996. 31 с.
17. СТ-07.1-00-00-04. Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа. Уфа: ОАО «АНК «Башнефть», 2014. С. 23–31.
18. Амлян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М.: Недра, 1970. 279 с.

References:

1. Davletshina L.F., Magadova L.A., Silin M.A., et al. Acid Treatment of Injection Wells. Old Problems – New Solutions. Territorija neftegas = Oil and Gas Territory, 2009, No. 3, P. 38–41. (In Russian)
2. Valiev R.R., Mingazov R.R., Al-Muntaser A.A.M., et al. Demulsifiers for Hydrochloric Acid Compositions. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = Herald of Kazan Technological University, 2016, Vol. 19, No. 10, P. 49–52. (In Russian)
3. Chulkova A.O., Prochukhan K.Yu., Shafikova E.A., et al. The Efficiency of Demulsifiers in the Process of Destruction of Oil-Acid Emulsions. Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering, 2016, No. 7, P. 26–29. (In Russian)
4. Derkach S.R., Berestova G.I., Motyleva T.A. The Use of Surfactants for the Intensification Of Oil Production during Primary and Secondary Formation Drilling. Vestnik Murmanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Murmansk State Technical University, 2010, No. 4/1, P. 784–792. (In Russian)
5. Silin M.A., Magadova L.A., Gaevoy E.G., et al. Analysis of the Different Surface Active Agents (SAA) Used in the Process Liquids. Territorija neftegas = Oil and Gas Territory, 2011, No. 8, P. 50–55. (In Russian)
6. Petrov N.A., Davydova I.N., Akodis M.M. Application of Cationic Surfactants GIPH-6 And GIPH-6B in the Oil Industry Processes. Bashkirkirskij khimicheskij zhurnal = Bashkirkirskiy Chemical Journal, 2006, No. 2, P. 46–53. (In Russian)
7. Nasyrova A.M., Kudryashov D.A., Bashkirtseva N.Yu., Idrisov A.R. Increase of Efficiency of Hydrochloric Acid Treatments of Oil Wells in Carbonate Reservoirs. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = Herald of Kazan Technological University, 2013, Vol. 16, No. 8, P. 290–292. (In Russian)
8. Plokhova S.E., Sattarova E.D., Elpidinskij A.A. On the Comparability of the Surface Properties of Demulsifiers and Their Demulsifying Activity. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = Herald of Kazan Technological University, 2014, Vol. 17, No. 3, P. 274–277. (In Russian)
9. Shakirov A.N., Ismagilov O.Z., Kozin V.G. Investigation of Colloid-Chemical Properties of Surface Active Agents Applied in Emulsion Enhanced Oil Recovery. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij = Geology, Geophysics and Oil and Gas Field Development, 2003, No. 11, P. 39–42. (In Russian)
10. Solodovnikov A.O., Andreev O.V., Kiselev K.V. Investigation of Interfacial Tension at the Oil-Acid Interface in the Presence of Surfactants. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta = Bulletin of the Tyumen State University, 2013, No. 5, P. 148–155. (In Russian)
11. Bashkirtseva N.Yu., Garaev L.A., Sladovskaya O.Yu. Colloid-Chemical Properties of Industrial Surfactants for Oil Treatment. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = Herald of Kazan Technological University, 2014, Vol. 17, No. 22, P. 315–318. (In Russian)
12. Karpenko I.N., Konovalov V.V., Titkova M.S. Study of the Relationship of Critical Concentration of Micelle Formation and Efficiency of Demulsifiers. Vestnik SamGTU = Bulletin of Samara State Technical University, 2016, No. 3, P. 123–129. (In Russian)
13. Bashkirtseva N.Yu., Sladovskaya O.Yu., Yagudin Sh.G. Colloid-Chemical Properties of Reagents for Viscosity Control of Zyuzeyev Oil. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = Herald of Kazan Technological University, 2003, No. 2, P. 252–261. (In Russian)
14. Krasnyukov A.F. Petroleum Coke (Production, Properties). Moscow, Khimiya Publ., 1966, 264 pp. (In Russian)
15. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P.S. About Reliance on Analysis of Hydrocarbon's Behavior for Improvement of the Acidizing Effectiveness. Territorija neftegas = Oil and Gas Territory, 2016, No. 4, P. 74–80. (In Russian)
16. Vinogradov V.M., Vinokurov V.A. Formation, Properties and Methods of Destruction of Oil Emulsions: Methodical Guidelines. Moscow, GANG Publ., 1996, 31 pp. (In Russian)
17. Standard ST-07.1-00-00-04. Procedure for Carrying Out Laboratory and Experimental Field Tests of Chemical Reagents for Use in Oil and Gas Production and Treatment Processes. Joint-Stock Oil Company Bashneft OJSC, 2014, P. 23–31. (In Russian)
18. Amiyon V.A., Ugolev V.S. Physico-Chemical Methods for Increasing the Productivity of Wells. Moscow, Nedra Publ., 1970, 279 pp. (In Russian)