

УДК 622.276.6
DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4221
Шифр специальности ВАК: 25.00.17

Оценка влияния кислотных присадок на реологические свойства и технологическую эффективность смеси цвиттерионных и анионных поверхностно-активных веществ

А.М.А. Мохсен[✉], В.В. Коновалов, П.В. Склюев

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

[✉]alhalmyali@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Для придания необходимых технологических свойств кислотным композициям используют различные добавки (присадки) – ингибиторы коррозии, стабилизаторы железа, деэмульгаторы, противоосадочные агенты и т. д. Введение присадок в кислотную композицию на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ может оказывать значимое влияние на эффективность их последующего применения, поскольку процессы мицеллообразования и, как следствие, реология их растворов особенно чувствительны к наличию в системе дополнительных компонентов. Соответственно, установление влияния кислотных присадок на реологические свойства и технологическую эффективность кислотных составов с вязкоупругими поверхностно-активными веществами является актуальной задачей. **Цель:** установление влияния кислотных присадок/добавок на реологическое поведение кислотного состава на основе смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцината этоксилированных жирных спиртов. **Объект:** кислотный состав на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (смесь анионного и цвиттерионного поверхностно-активного вещества) и пакет кислотных присадок – ингибитора коррозии, стабилизатора железа, деэмульгатора и противоосадочного агента. **Методы:** определение реологических свойств с использованием реометра MCR52 (Anton Paar GmbH) в интервале скорости сдвига от 1 до 100 с⁻¹ при температурах от 20 до 90 °С, стандартные тесты по подбору кислотных добавок. **Результаты.** Установлено влияние добавок (присадок) на реологические свойства кислотного реагента на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (смесь анионного и цвиттерионного поверхностно-активного вещества). Полученные результаты подтвердили, что введение пакета кислотных присадок приводит к уменьшению вязкости состава частично нейтрализованного раствора, но расширяет диапазон проявления вязкоупругих свойств, что приведет к повышению эффективности разработанного состава при кислотной обработке. Также добавка кислотных присадок снижает исходную вязкость, что облегчает закачку состава в пласт, а в присутствии углеводородов образование вязкоупругого геля не наблюдается, что облегчает процесс освоения скважины после завершения обработки. Температурный тест показал, что присадки не оказывают влияния на температурный диапазон применения кислотных присадок.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, кислотные составы, самоотклоняющийся кислотный состав, сульфосукцинат, кокамидопропилбетаин, реологические свойства

Для цитирования: Мохсен А.М.А., Коновалов В.В., Склюев П.В. Оценка влияния кислотных присадок на реологические свойства и технологическую эффективность смеси цвиттерионных и анионных поверхностно-активных веществ // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 69–77. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4221

UDC 622.276.6
DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4221

Evaluation of the effect of acid additives on rheological properties and technological efficiency of zwitterionic and anionic surfactant mixtures

A.M.A. Mohsen✉, V.V. Konovalov, P.V. Sklyuev

Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

✉alhalmyali@mail.ru

Abstract. Relevance. Various acid additives, such as corrosion inhibitors, iron stabilizers, demulsifiers, anti-precipitation agents, are usually used to provide necessary technological properties to acid compositions. Adding them into the acid composition based on viscoelastic surfactants can have a significant impact on the efficiency of their subsequent use, since micelle formation and, consequently, rheology of their solutions are particularly sensitive to the presence of additional components in the system. Accordingly, determination of the acid additives influence on rheological properties and technological efficiency of acid compositions with surfactants is a vital task. **Aim.** To evaluate the effect of acid additives on rheological behavior of viscoelastic surfactants-based acid compositions (mixture of cocamidopropyl betaine and ethoxylated fatty alcohol sulfosuccinate). **Object.** Acidic composition based on viscoelastic surfactants (a mixture of anionic and zwitterionic surfactants) and a package of acidic additives – corrosion inhibitor, iron stabilizer, demulsifier and antisludge agent. **Methods.** Investigation of rheological properties using an MCR52 rheometer (Anton Paar GmbH) in the shear rate range from 1 to 100 s⁻¹ at temperatures from 20 to 90°C, standard tests for selecting acid additives. **Results.** The authors have determined the effect of acid additives on rheological properties of the developed self-diverting acid solution based on the viscoelastic surfactant (a mixture of anionic and zwitterionic surfactants). The obtained results confirmed that adding the acid additives into solutions leads to a decrease in partially neutralized solution viscosity. However, it expands the range of manifestation of viscoelastic properties. This will increase the efficiency of the developed composition during acid treatment. Also, the addition of acid additives reduces the initial viscosity, which facilitates acid injection into formation. A viscoelastic gel is not formed with hydrocarbons, which indicates that the treatment is effective in cleaning up the area after acidizing. The temperature test showed that the additives do not affect the temperature range of acid solution application.

Keywords: surfactants, acid compositions, self-diverting acid solution, sulfosuccinate, cocamidopropyl betaine, rheological properties

For citation: Mohsen A.M.A., Konovalov V.V., Sklyuev P.V. Evaluation of the effect of acid additives on rheological properties and technological efficiency of zwitterionic and anionic surfactant mixtures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 69–77. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4221

Введение

Кислотная обработка (КО) карбонатных коллекторов является основным химическим методом интенсификации притока нефти к добывающим скважинам [1]. В настоящее время повышение эффективности КО остаётся одной из актуальных задач, особенно при применении этой технологии на поздней стадии разработки месторождений [2]. Основная причина низкой эффективности КО – неравномерный охват пласта воздействием, что приводит к преимущественной обработке высокопроницаемых водонасыщенных зон и повышению обводненности скважинной продукции [3, 4]. С целью повышения технологической эффективности КО применяются модифицированные кислотные составы (КС), которые способны перераспределять поступающую кислоту в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны. Как правило, основой таких систем являются пены,

полимерные гели и вязкоупругие поверхностно-активные вещества (ВУ ПАВ) [5–7].

Опыт применения ВУ ПАВ в качестве основы КС показал перспективность их применения, что привело к появлению достаточно большого количества исследований, направленных на поиск, всестороннее тестирование и их промышленную апробацию [8–10]. Механизм действия данных КС представлен на рис. 1 и основан на их способности перераспределять кислоту в низкопроницаемые зоны. Исходный раствор имеет низкую вязкость, в процессе закачки в призабойную зону пласта он сначала проникает в участки с высокой проницаемостью (рис. 1, *с*). При контакте кислоты с породой кислота нейтрализуется, образуются продукты реакции и повышается pH, в результате раствор повышается вязкость (образование удлинённых цилиндрических мицелл, см. рис. 14а и 14б) (рис. 1, *а, б*).

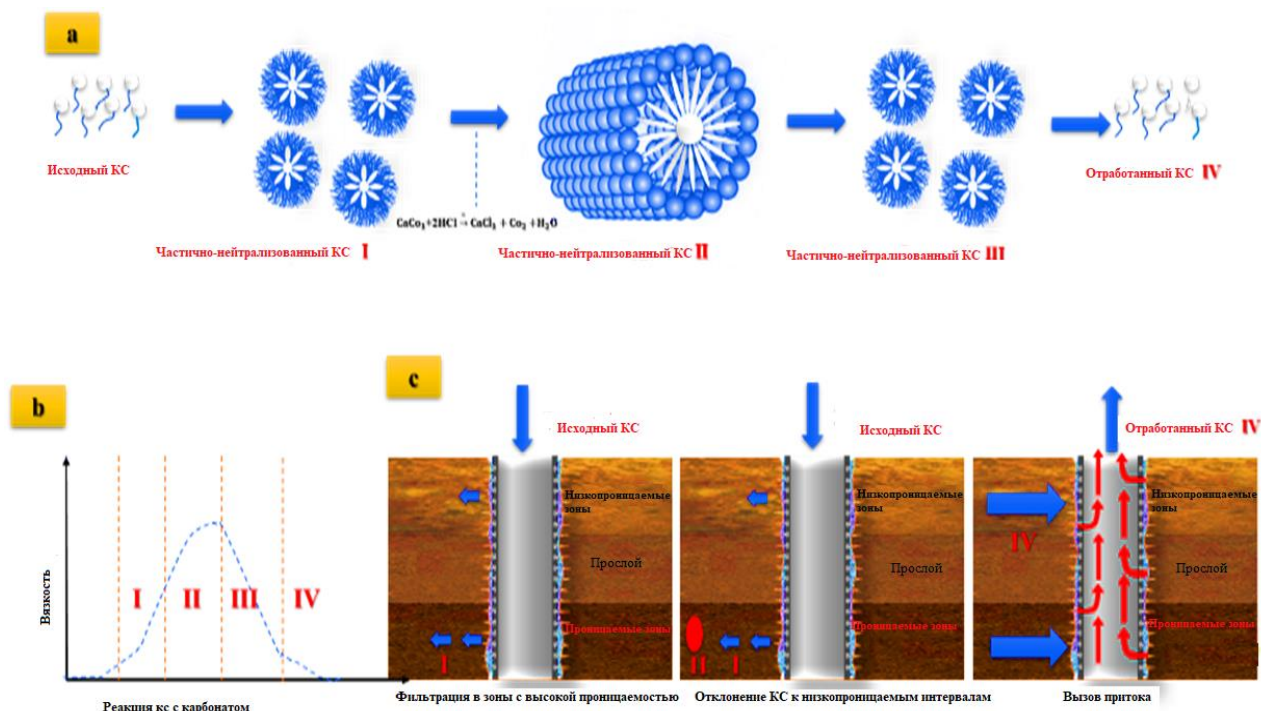


Рис. 1. Механизм действия КС на основе ВУ ПАВ [11]

Fig. 1. Work mechanism of viscoelastic surfactants (VES)-based self-diverting acid (SDA) solution [11]

По мере роста локальной вязкости состав отклоняет идущий следом кислотный раствор к другим зонам пласта. Процесс отклонения является непрерывным при проведении КО [11]. При полной нейтрализации КС или при его контакте с углеводородами композиция полностью разрушается, что приводит к повышению качества обработки нефтенасыщенных пропластков и облегчает освоение скважины. Разрушение геля происходит по причине образования сферических мицелл в присутствии углеводородов, что приводит к резкому снижению вязкости.

Современные модифицированные кислотные композиции помимо ПАВ содержат целый комплекс присадок (ингибиторы коррозии, стабилизаторы железа, деэмульгаторы, противошламовые агенты и некоторые другие), которые обеспечивают повышение эффективности действия КС за счёт снижения коррозионной агрессивности, коагуляции ПЗП, образования стойких эмульсий и т. д. [5, 12]. Но введение в систему данных компонентов может оказать значительное влияние на реологические свойства КС на основе ВУ ПАВ и, соответственно, на их технологическую эффективность.

Ранее нами были проведены исследования по разработке КС на основе смеси кокаmidопропилбетаина и сульфосукцината этоксилированных жирных спиртов, которые показали перспективность их использования для разработки кислотных составов, обладающих эффектом «самоотклонения» [13, 14].

Цель настоящей работы – оценка влияния кислотных присадок/добавок на реологическое поведение кислотного состава на основе смеси кокаmidопропилбетаина и сульфосукцината этоксилированных жирных спиртов.

Материалы и методы исследования

Для проведения исследований использовалась базовая основа, водный раствор соляной кислоты и ПАВ, к которой добавляли присадки. Все материалы и химические добавки, использованные в исследовании, представлены в табл. 1.

Подбор кислотного состава выполняли для одного из месторождений Урало-Поволжья. Плотность нефти – 0,86 г/см³, вязкость – 55 мПа·с. Содержание серы – 0,66 %; парафина – 5,5 %. Плотность воды – 1,12 г/см³; минерализация – 170 г/л, пластовая температура – 60 °С.

Оптимальное содержание в КС кислотных добавок/присадок определяли на основании стандартных подходов, связанных с оценкой коррозионной агрессивности, стабильности КС в присутствии трёхвалентного железа, совместимостью КС с нефтью и пластовой водой.

Коррозионный тест. Тест по определению коррозионной агрессивности КС проводили в соответствии с ГОСТ 9.905. Скорость коррозии определяли по изменению массы образцов из углеродистой стали гравиметрическим методом. Дозировку ингибитора коррозии (ИК) варьировали от 0,1 до 1 мас. %.

Результаты исследования показали, что оптимальное содержание ИК, при котором скорость коррозии стали при 25 и 60 °С не превышает нормируемых значений $0,2 \text{ г/м}^2 \times \text{ч}$, составляет 0,8 мас. %.

Стабильность КС при содержании соединений железа. В процессе разработки КС важно обеспечить стабильность по отношению к Fe^{3+} [15, 16]. Стабилизирующую способность оценивали по следующей методике: смешивали КС, содержащий стабилизатор железа (СЖ) в концентрации от 0,1 до 1 мас. %, и пластовую воду в равных объёмах и выдерживали при пластовой температуре. Далее состав визуально оценивали и фильтровали через сито с ячейкой 100 меш. Результаты исследования показали, что оптимальное содержание СЖ составляет 0,8 мас. %. При данном содержании не наблюдалось помутнение и образование осадка.

Тест на совместимость КС с пластовой водой. Совместимость КС с пластовой водой оценивали по следующей методике: смешивали равные объёмы пластовой воды и КС, полученную смесь перемешивали и помещали в герметично закрытую посуду, нагревали до пластовой температуры и выдерживали 30 минут. По истечении времени выдержки фиксировали изменение внешнего вида смеси (изменение цвета, опалесценция, помутнение, образование взвеси, выпадение осадка, объём выпавшего осадка). Состав считали совместимым с пластовой водой, если смесь оставалась прозрачной. Дозировку противоосадочного реагента изменяли от 0,05 до 0,5 мас. %. Результаты теста показали полную совместимость КС с пластовой водой, для дальнейших исследований выбрали дозировку 0,1 мас. %.

Тест на совместимость КС с пластовой водой и нефтью. Совместимость КС с нефтью определяли по следующей методике: смешивали КС с нефтью в равных объёмах. Разделение водной и нефтяной фаз оценивали методом статического отстоя. Время выдержки эмульсии при пластовой температуре составляло 30 минут. По истечении 30 минут оценивалось разделение водной и нефтяной фаз (степень разделения кислоты и нефти, поверхность контакта, налипание на стенки сосуда, наличие на сите эмульсии, осадка, сгустков АСПО), затем смесь фильтровали через сито с ячейкой 100 меш. Результаты теста показали полную совместимость КС с нефтью, для дальнейших исследований принята концентрация добавки деэмульгатора 0,1 мас. %.

Итоговый состав реагента с учётом подбора кислотных присадок представлен в табл. 1.

Исследование влияния присадок на реологические свойства КС выполняли следующим образом: в КС добавляли кислотные присадки, после чего КС нейтрализовали до остаточной концентрации

соляной кислоты от 0 до 6 % и измеряли вязкость. Для моделирования взаимодействия КС с карбонатной породой использовали химически чистый карбонат кальция.

Таблица 1. Состав КС на основе ВУ ПАВ

Table 1. Components of the VES-based acid composition

Компонент Compounds	Обозначение Symbol	Концентрация в КС, мас. % Concentration, wt %
Базовая основа/Basic component		
Кокаmidопропилбетаин (КАПБ) Cocamidopropyl betaine (CAPB)	КАПБ CAPB	11,0
Сульфосукцинат (СС) Sulfosuccinate	СС	
Соляная кислота/Hydrochloric acid	HCl	18,0
Электролит/Electrolyte	CaCl_2	3,0
Кислотные добавки/присадки/Acid additives		
Ингибитор коррозии (ИК) на основе имидазолинов Corrosion inhibitor (CI) based on nitrogen-containing heterocycle, (imidazolines)	ИК/CI	0,8
Деэмульгатор (Д) на основе неионогенных ПАВ Demulsifier (D) based on non-ionic surfactants and ion-exchange resins	Д/Д	0,1
Противоосадочный реагент (ПР) на основе алкилсукцинатов Anti-sludging agent (ASA) based on alkyl succinates	ПР/ASA	0,1
Стабилизатор железа (СЖ) на основе карбоксиметилцеллюлозы Iron stabilizer (ICA) based on carboxymethylcellulose	СЖ/ICA	0,8

Вязкоупругие и реологические свойства КС определяли с использованием реометра MCR52 (Anton Paar GmbH, Австрия). Система измерения «плита–плита», величина зазора 1 мм. Реологические испытания проводились при ламинарном установившемся течении при скорости сдвига от 1 до 100 с^{-1} и температурах от 20 до 90 °С.

Результаты и обсуждение

Исследования по оценке изменения реологических свойств КС при реакции с карбонатной породой проводились по следующей методике: в приготовленный КС добавляли карбонат кальция (модель карбонатной породы) до остаточного содержания кислоты от 0 до 6 мас. %. Концентрация кислоты в исходном КС составляла 18 мас. %, общая концентрация ПАВ 11 мас. %. Изучение изменения реологических свойств КС при взаимодействии с углеводородами проводилось в присутствии керосина (10 % по объёму).

Результаты изменения реологических свойств КС в присутствии/отсутствии кислотных присадок при различной остаточной концентрации соляной

кислоты при ее частичной нейтрализации представлены в табл. 2 и на рис. 2.

Таблица 2. Сравнительный анализ влияния КП на вязкость состава

Table 2. Comparative analysis of acid additives effect on composition viscosity

Остаточная концентрация кислоты, мас. % Residual acid concentration, wt %	Вязкость, мПа·с, при скорости сдвига 100с ⁻¹ Viscosity, mPa s, at shear rate 100 s ⁻¹			
	Кислотные присадки отсутствуют Without acid additives		С кислотными присадками With acid additives	
	В отсутствии углеводородов In non-hydrocarbon medium	В присутствии углеводородов In hydrocarbon medium	В отсутствии углеводородов In non-hydrocarbon medium	В присутствии углеводородов In hydrocarbon medium
0	23,4	7,3	18,2	6,09
1,0	45,6	14,57	66,3	11,5
1,5	65,2	11,19	112,5	6,6
2,0	250	8,31	309,8	7,06
2,5	727,4	5,05	470,5	3,82
3,0	583,3	9,36	550,6	4,37
3,5	302,4	10,45	472,2	10,51
4,0	35,1	12,11	291,6	13,47
4,5	33,52	9,08	143,5	4,02
5,0	30,0	8,45	78,6	4,96
6,0	20,5	13,24	33,2	5,2
Исходная вязкость Initial viscosity	6,2		4,3	

Исходная вязкость КС составляет 4,3 мПа·с (с пакетом кислотных добавок) и 6,2 мПа·с (без присадок). По мере истощения соляной кислоты за счет ее частичной нейтрализации (моделирование взаимодействия КС с карбонатным коллектором) наблюдается рост вязкости системы (табл. 2, рис. 2), которая достигает максимума, а затем снижается. Сопоставление реологических свойств показывает, что введение присадок в КС приводит к уменьшению вязкости исходного кислотного состава (~30 %), полностью (~17 %) и частично нейтрализованных растворов (~24,3 % при максимальной вязкости). На рис. 3 представлены результаты изменения вязкости от скорости сдвига. Полученные данные свидетельствуют о том, что по мере роста скорости сдвига разница в динамической вязкости кислотных составов снижается, но при низких значениях скорости сдвига (10 с⁻¹) вязкость КС без добавок существенно выше (более чем в три раза). Таким образом, эффективность КС в присутствии присадок ухудшается. Согласно работам [17, 18], снижение вязкости КС связано с межмолекулярными взаимодействиями ПАВ, входящих в КС, и компонентами кислотных присадок.

Необходимо отметить, что введение присадок в КС приводит к смещению пика вязкости. Для КС с присадками максимальное значение вязкости регистрировалось при остаточном содержании соляной кислоты 2,5 %, а при добавлении присадок – 3,0 %. Присутствие добавок в КС приводит к расширению диапазона проявления вязкоупругих характеристик (табл. 2, рис. 2).

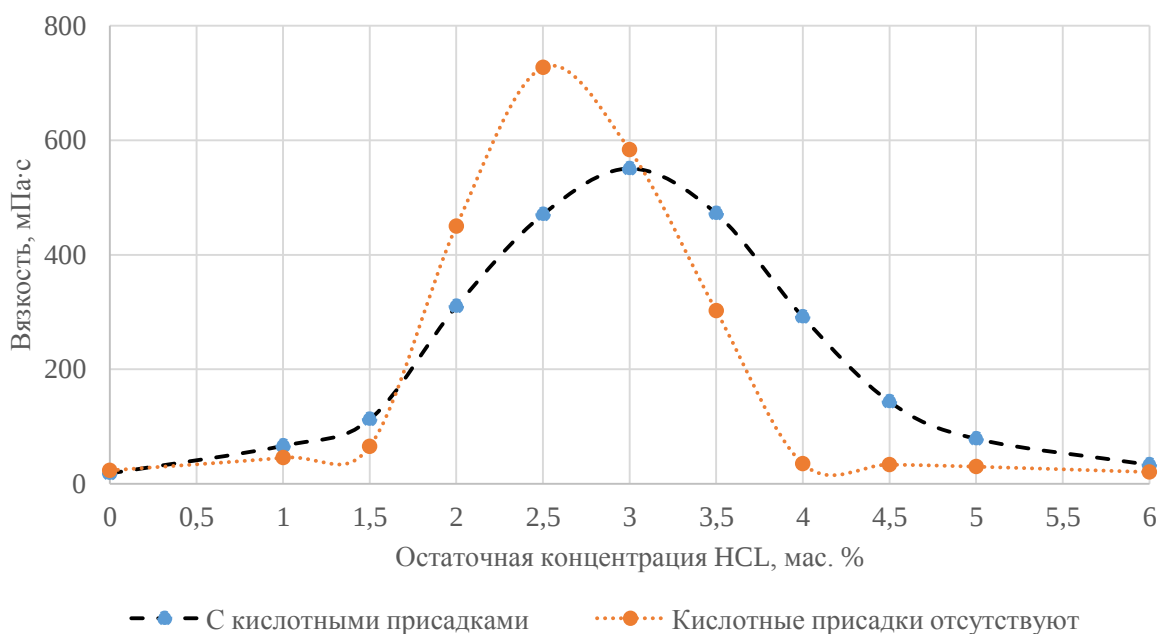


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости кислотных составов с/без КП от остаточной концентрации HCl при скорости сдвига 100 с⁻¹ и температуре 20 °С

Fig. 2. Dependence of dynamic viscosity of acidic compositions with/without acid additives on HCl residual concentration at 20°C and a shear rate of 100 s⁻¹

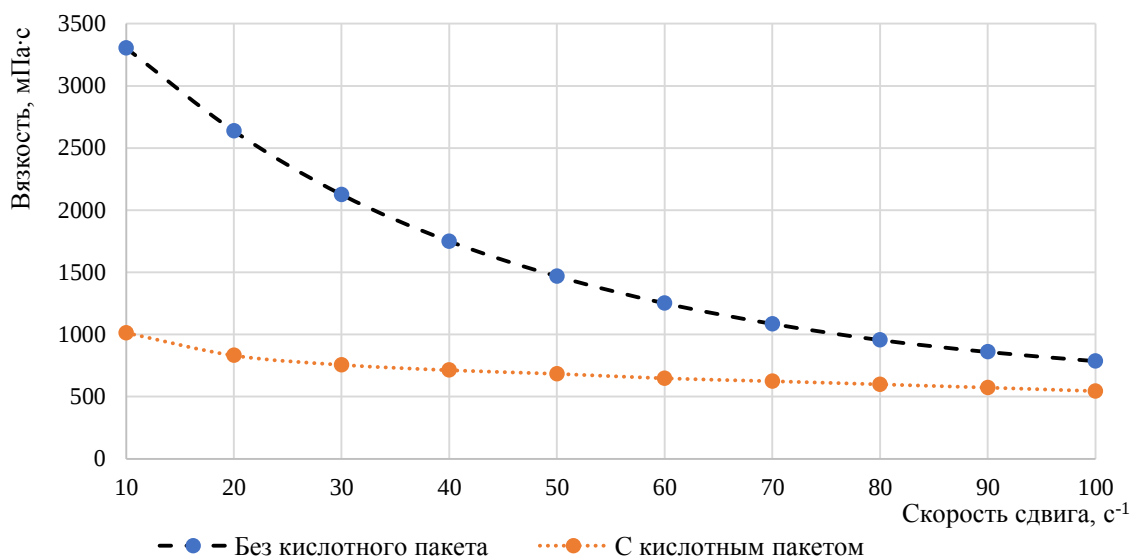


Рис. 3. Влияние кислотных добавок на вязкость композиции в зависимости от скорости сдвига при комнатной температуре при остаточном содержании 3 мас. %

Fig. 3. Effect of acid additives on composition viscosity depending on the shear rate at room temperature

Важным фактором является вязкость КС в присутствии углеводородов: чем ниже данное значение, тем лучше происходит освоение скважины для удаления продуктов реакции из пласта. Проведенные исследования показали, что в присутствии углеводородов образование геля не наблюдается, динамическая вязкость изменяется от 5,5 до 13,8 мПа·с, но в среднем вязкость КС с присадками ниже (~30 %). Таким образом, указанные факторы свидетельствуют о положительном влиянии присадок на технологические свойства КС.

Следующий тест был направлен на оценку влияния добавок в КС на изменение реологических свойств при варьировании температуры (рис. 4). С этой целью выполняли определение вязкости при изменении температуры от 10 до 90 °С и скорости сдвига 100 с⁻¹. В диапазоне температур 10–40 °С происходит повышение вязкости системы, это связано с изменением формы мицелл [14], дальнейшее увеличение температуры снижает вязкость системы. Результаты показывают, что максимум вязкости для КС в отсутствии присадок наблюдается при 30 °С, добавление присадок приводит к незначительному смещению пика вязкости.

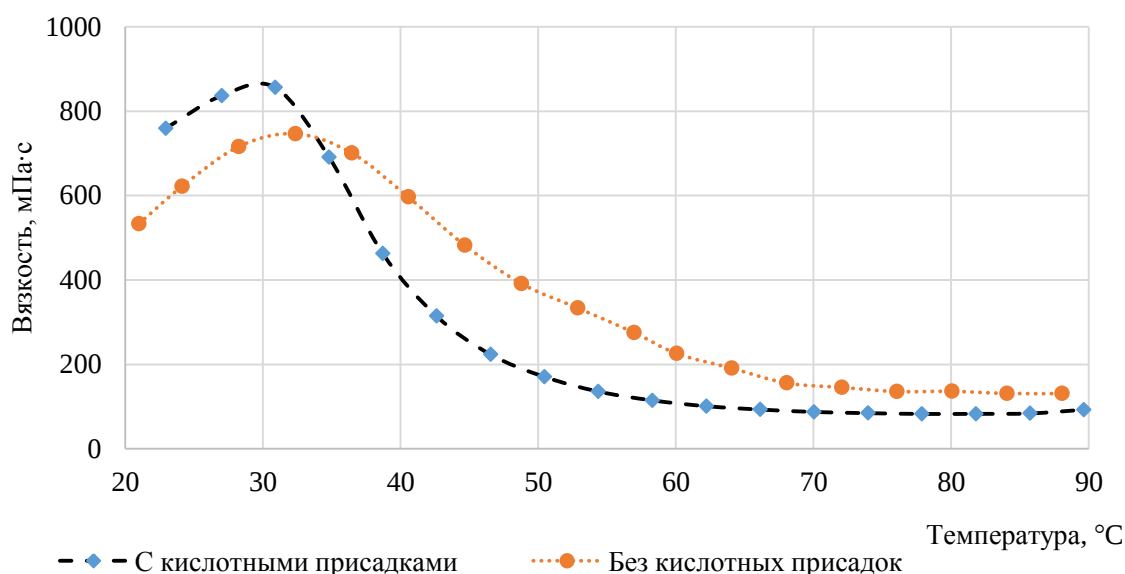


Рис. 4. Влияние температуры на вязкость композиции, содержащей кислотные присадки, при скорости сдвига 100 с⁻¹

Fig. 4. Temperature effect on viscosity of a composition containing acid additives at a shear rate of 100 s⁻¹

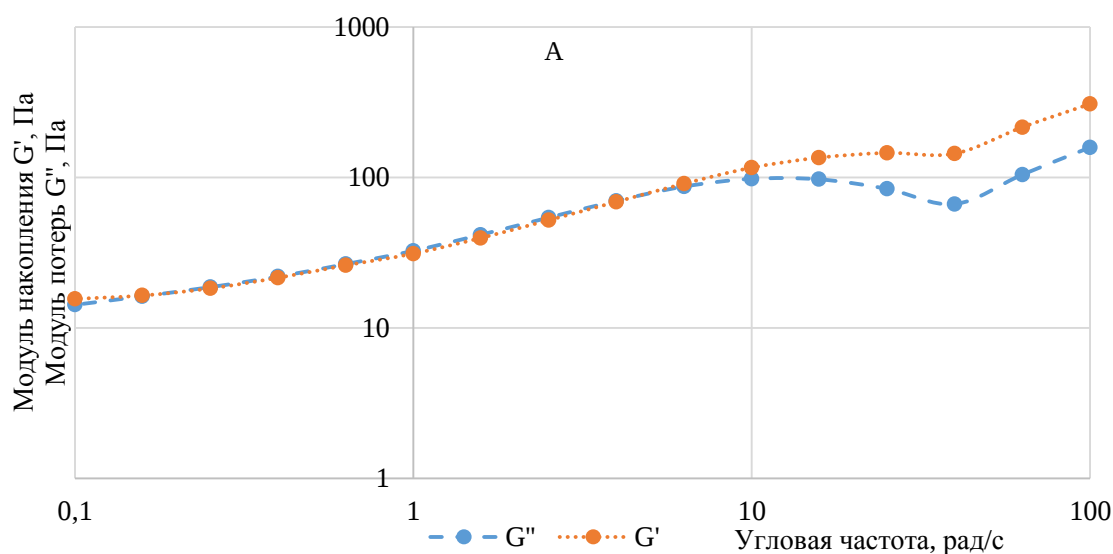


Рис. 5. Свип-анализ частотных характеристик (G'' и G')
Fig. 5. Frequency sweep analysis (G'' and G')

Снижение вязкости КС в присутствии кислотных присадок может привести и к изменению вязкоупругих свойств системы. На рис. 5 представлены результаты теста оценки изменения вязкоупругих свойств КС, которые свидетельствуют о сохранении вязкоупругих свойств КС. Отмечается, что модуль накопления меньше модуля потерь при низких угловых частотах, хотя при увеличении частоты происходит противоположное изменение. Тест демонстрирует, что КС на основе ВУ ПАВ ведёт себя как типичный эластичный материал. Пересечение модулей происходит при низкой угловой частоте (0,158 рад/с), что свидетельствует о большем времени релаксации ($\tau_R = 1/\omega$). Согласно [19, 20], время релаксации (τ_R) иллюстрирует время разрыва и ползучести мицеллы, таким образом, оно соответствует длине мицеллы.

Результаты определения радиусов мицелл ПАВ в водных растворах подтвердили, что при введении КП радиус сферических мицелл в среднем составляет 10,2 нм, а при отсутствии КП – 13,6 нм (на 25 % ниже).

Выводы

Введение пакета присадок может существенно изменить реологические и технологические свойства КС на основе ВУ ПАВ. Следовательно, контроль за изменением свойств КС является обязательным условием разработки эффективных кислотных составов. На основании проведённых исследований сформулированы следующие выводы:

- добавка КП приводит к резкому снижению вязкости состава (на 24,3 %) и снижает исходную вязкость (примерно на 30 %), что облегчает его закачку в пласт. Вязкость КС без добавок при низких скоростях сдвига в три раза больше, но при повышении скорости сдвига наблюдается снижение различий в динамической вязкости;
- установлено расширение области проявления вязкоупругих свойств, что может привести к повышению эффективности кислотного состава, а также смещению пика вязкости (максимальная вязкость для КС без добавок наблюдается при остаточной концентрации HCl 2,5 мас. %, а для КС с добавками – при 3 мас. %);
- в присутствии углеводородов не наблюдается образования вязкого геля, и вязкость КС не превышает 13,8 мПа·с. В среднем вязкость кислотных составов с КП ниже примерно на 30 %, что облегчает процедуру освоения скважины и удаления продуктов реакции из пласта;
- температурный тест показал, что максимальная вязкости КС наблюдается в диапазоне температур 10–40 °С, при дальнейшем повышении температуры вязкость существенно ниже. Добавка присадок существенно не влияет на температурный диапазон применения КС;
- свип-анализ частотных характеристик подтверждает сохранение вязкоупругих свойств при введении КП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations // Processes. – 2022. – Vol. 10. – № 1. – А. 174. – Р. 1–18.
2. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 158. – Р. 129–143.

3. Gelled acid vs. self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: an experimental and field study / A.E. Folomeev, I.A. Taipov, A.R. Khatmullin, F.K. Mukhametov, S.A. Vakhrushev, F.K. Mingalishev, V.F. Abrarov, A.V. Akimkin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Virtual. – 2021. – P. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.2118/206647-MS>
4. Sahu Q.A., Arias R.E., Alali E.A. Dynamic diverter technology efficiency in acid fracturing applications // Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2019. – P. 1–17.
5. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли / Пер. с англ. под ред. Л.А. Магадовой. 2-е изд. – СПб: Центр образовательных программ «Профессия», 2015. – 608 с.
6. A novel acidizing technology in carbonate reservoir: in-situ formation of CO₂ foamed acid and its self-diversion / Yong-li Yan, Qi Xi, Christian-Chibuike Una, Bing-Cheng He, Chun-Sheng Wu, Long-Long Dou // Colloids and Surfaces A: Physico-chemical and Engineering Aspects. – 2019. – Vol. 580. – P. 1–8.
7. A review of diverting agents for reservoir stimulation / L. Zhao, X. Chen, H. Zou, P. Liu, C. Liang, N. Zhang, N. Li, Z. Luo, J. Du // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 187. – P. 1–10.
8. New in-situ generated acid system for carbonate dissolution in sandstone and carbonate reservoirs / K. Sokhanvarian, T. Pummaraanthu, E. Arslan, H.A. Nasr-El-Din, N. Shimek, K.A. Smith // Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Montgomery, Texas, USA, 2017 April. – P. 614–633.
9. Study of a novel gemini viscoelastic surfactant with high performance in clean fracturing fluid application / W. Zhang, J. Mao, X. Yang, H. Zhang, Z. Zhang, B. Yang, Y. Zhang, J. Zhao // Polymers. – 2018. – Vol. 10. – P. 1–18.
10. Fogang L.T., Kamal M.S., Sultan A.S. Viscosity-reducing agents (breakers) for viscoelastic surfactant gels for well stimulation // Journal of Energy and Fuels. – 2022. – Vol. 34. – P. 1–15. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03410
11. Development of a stimuli-responsive gemini zwitterionic viscoelastic surfactant for self-diverting acid / W. Zhang, J. Mao, X. Yang, H. Zhang, B. Yang, Z. Zhang, J. Zhao // Journal of Surfactants and Detergents. – 2019. – Vol. 13. – P. 1–15. URL: <https://doi.org/10.1002/jsde.12267> (дата обращения 15.04.2023).
12. Lungwitz B., Fredd C., Brady M. Diversion and cleanup studies of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid // SPEPO. – 2007. – 22 (1). – P. 121–127. SPE-86504-PA. DOI: 10.2118/86504
13. Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов / А.М.А. Мохсен, М.А. Хуссейн, В.В. Коновалов, П.В. Склюев // Нефтегазовое дело. – 2019. – № 1. – С. 33–40.
14. Мохсен А.М.А., Коновалов В.В., Склюев П.В. Исследования влияния хлористого кальция на реологические свойства смеси соляно-кислотных растворов цвиттерийных и анионных поверхностно-активных веществ // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 4. – С. 18–22.
15. Li L., Nasr-El-Din H.A.A., Cawiezel K.E.E. Rheological properties of a new class of viscoelastic surfactant // SPE Prod & Oper. – 2010. – Vol. 25. – P. 355–366.
16. Impact of Fe (III) on the performance of VES-based acids / Yi. Shu, G. Wang, H.A. Nasr-El-Din, Z. Jian // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. – Noordwijk, The Netherlands, 2013. – Vol. 17. – P. 1–17.
17. Impact of acid additives on the rheological properties of a viscoelastic surfactant and their influence on field application / H.A. Nasr-El-Din, A.W.H. Al-Ghamdl, A.A. Al-Qahtani, M.M. Samuel // SPE Journal. – 2008. – Vol. 13. – P. 35–47.
18. Cetin S., Nasr-El-Din H.A. Rheological study of a novel sulfobetaine surfactant-based acid system // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Manama, Kingdom of Bahrain, 2017. – Vol. 15. – P. 1–15. URL: <https://doi.org/10.2118/183652-MS> (дата обращения 15.04.2023).
19. Phase and rheological behavior of novel gemini-type surfactant systems / D.P. Acharya, H. Kunieda, Y. Shiba, K.I. Aratani // Journal of Physical Chemistry. – 2004. – Vol. 108. – P. 1790–1797.
20. Garcia B.F., Saraji S. A new insight into the dependence of relaxation time on frequency in viscoelastic surfactant solutions: from experimental to modeling study // Journal of Colloid and Interface Science. – 2018. – Vol. 517. – P. 265–277.

Информация об авторах

Али Мохаммед Абдулла Мохсен, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Самарского государственного технического университета, Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. alhalmyali@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6028-8611>

Виктор Викторович Коновалов, кандидат химических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Самарского государственного технического университета, Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. konovalov-samgtu@yandex.ru

Прокофий Витальевич Склюев, кандидат химических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Самарского государственного технического университета, Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. p.v.sklyuev@gmail.com

Поступила в редакцию: 03.05.2023

Поступила после рецензирования: 03.07.2023

Принята к публикации: 10.01.2024

REFERENCES

1. Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations. *Processes*, 2022, vol. 10, no. 1, pp. 1–18.
2. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 129–143.

3. Folomeev A.E., Taipov I.A., Khatmullin A.R., Mukhametov F.K., Vakhrushev S.A., Mingalishev F.K., Abrarov V.F., Akimkin A.V. Gelled acid vs. self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: an experimental and field study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, October 2021. pp. 1–26.
4. Sahu Q.A., Arias R.E., Alali E.A. Dynamic diverter technology efficiency in acid fracturing applications. *Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conferenc*. Abu Dhabi, UAE, November 2019. pp. 1–17.
5. Kelland M.A. *Production chemicals for the oil and gas industry*. Translated from English, ed. by L.A. Magadova. 2nd ed. St. Petersburg, Center of Educational Program "Profession" Publ., 2015. 608 p. (In Russ.)
6. Yong-li Yan, Qi Xi, Christian-Chibuike Una, Bing-Cheng He, Chun-Sheng Wu, Long-Long Dou. A novel acidizing technology in carbonate reservoir: in-situ formation of CO₂ foamed acid and its self-diversion. *Colloids and Surfaces A: Physico-chemical and Engineering Aspects*, 2019, vol. 580, pp. 1–8.
7. Zhao L., Chen X., Zou H., Liu P., Liang C., Zhang N., Li N., Luo Z., Du J. A review of diverting agents for reservoir stimulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 187, pp. 1–10.
8. Sokhanvarian K., Pummrapanthu T., Arslan E., Nasr-El-Din H.A., Shimek N., Smith K. A new in-situ generated acid system for carbonate dissolution in sandstone and carbonate reservoirs. *Proceedings of SPE Inter-national Symposium on Oilfield Chemistry*. Montgomery, Texas, USA, 2017, April. pp. 614–633.
9. Zhang W., Mao J., Yang X., Zhang H., Zhang Z., Yang B., Zhang Y., Zhao J. Study of a novel gemini viscoelastic surfactant with high performance in clean fracturing fluid application. *Polymers*, 2018, vol. 10, pp. 1–18.
10. Fogang L.T., Kamal M.S., Sultan A.S. Viscosity-reducing agents (breakers) for viscoelastic surfactant gels for well stimulation. *Journal of Energy and Fuels*, 2022, vol. 34, pp. 1–15. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03410
11. Zhang W., Mao J., Yang X., Zhang H., Yang B., Zhang Z., Zhao J. Development of a stimuli-responsive gemini zwitterionic viscoelastic surfactant for self-diverting acid. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2019, vol. 13, pp. 1–15. Available at: <https://doi.org/10.1002/jsde.12267> (accessed 15 April 2023).
12. Lungwitz B., Fredd C., Brady M. Diversion and cleanup studies of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid. *SPEPO*, 2007, 22 (1), pp. 121–127. SPE-86504-PA. DOI: 10.2118/86504
13. Mokhsen A.M., Khusein M.A., Konovalov V.V., Sklyuev P.V., Rheological properties of micellar solutions of a mixture of cocamidopropyl betaine and sulfosuccinates of ethoxylated fatty alcohols. *Oil and gas business*, 2019, no. 1, pp. 33–40. (In Russ.)
14. Mokhsen A.M.A., Konovalov V.V., Sklyuev P.V. Studies of the effect of calcium chloride on the rheological properties of a mixture of hydrochloric acid solutions of zwitterionic and anionic surfactants. *Oilfield business*, 2022, no. 4 (640), pp. 18–22. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2022-4(640)-18-22. EDN EOBRAV
15. Li L., Nasr-El-Din H.A.A., Cawiezel K.E.E. Rheological properties of a new class of viscoelastic surfactant. *SPEProd&Oper*, 2010, vol. 25, pp. 355–366.
16. Shu Yi., Wang G., Nasr-El-Din H.A., Jian Z. Impact of Fe (III) on the performance of VES-based acids. *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. Noordwijk, The Netherlands, 2013, June. Vol. 17, pp. 1–17.
17. Nasr-El-Din H.A., Al-Ghamdl A.W.H., Al-Qahtani A.A., Samuel M.M. Impact of acid additives on the rheological properties of a viscoelastic surfactant and their influence on field application. *SPE Journal*, 2008, vol. 13, pp. 35–47.
18. Cetin S., Nasr-El-Din H.A. Rheological study of a novel sulfobetaine surfactant-based acid system. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Kingdom of Bahrain, 2017 March. Vol. 15, pp. 1–15. Available at: <https://doi.org/10.2118/183652-MS> (accessed 15 April 2023)
19. Acharya D.P., Kunieda H., Shiba Y., Aratani K.I. Phase and rheological behavior of novel gemini-type surfactant systems. *Journal of Physical Chemistry*, 2004, vol. 108, pp. 1790–1797.
20. Garcia B.F., Saraji S. A new insight into the dependence of relaxation time on frequency in viscoelastic surfactant solutions: from experimental to modeling study. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2018, vol. 517, pp. 265–277.

Information about the authors

Ali Mohammed Abdullah Mohsen, Postgraduate Student, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya street, Samara, 443100, Russian Federation. alhalmyali@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-6028-8611>

Viktor V. Konovalov, Cand. Sc., Associate Professor, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya street, Samara, 443100, Russian Federation. konovalov-samgtu@yandex.ru

Prokofy V. Sklyuev, Cand. Sc., Associate Professor, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya street, Samara, 443100, Russian Federation. p.v.sklyuev@gmail.com

Received: 03.05.2023

Revised: 03.07.2023

Accepted: 10.01.2024