DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.251-262
EDN HDJOJK
УДК 622.276.63+622.276.7

Разработка состава гидрофобной эмульсии на безнефтяной основе многоцелевого назначения

[1]Мусабиров М.Х., [1]Дмитриева А.Ю., [1]Батурин Н.И., [1–4]Фаттахов И.Г.

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

[2]Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

[3]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

[4]Институт машиноведения имени А.А. Благонравова Российской академии наук, Москва, Россия

Formulation of multipurpose oil-free hydrophobic emulsion composition

[1]M.Kh. Musabirov, [1]A.Y. Dmitrieva, [1]N.I. Baturin, [1–4]I.G. Fattakhov

[1]TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

[2]Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russia

[3]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

[4]Blagonravov Mechanical Engineering Institute, Moscow, Russia

E-mail: baturinni@tatnipi.ru

Аннотация. Объектом исследования является состав гидрофобной эмульсии на безнефтяной основе для многоцелевого назначения, в том числе для стимуляции продуктивности скважин. Цель работы – разработка гидрофобной эмульсии на безнефтяной основе, обладающей всем необходимым комплексом физико-химических, реологических, структурно-механических и технологических параметров и свойств, необходимых для отклонения кислотных составов в технологиях матричных, селективных и глубоко проникающих обработок прискважинных зон пластов карбонатных коллекторов. Авторами

© Мусабиров М.Х., Дмитриева А.Ю., Батурин Н.И., Фаттахов И.Г., 2026

рассмотрены исследования, объектом изучения которых (методом микроскопии) являются гидрофобные эмульсии на безнефтяной основе с концентрацией дисперсной фазы от 80 % и более с использованием современных эмульгаторов (углеводородных растворов поверхностно-активных веществ). Анализ современных отечественных и зарубежных литературных источников по разработке гидрофобных эмульсий для интенсификации добычи нефти и повышения отдачи пластов показывает актуальность планируемых исследований и подчеркивает современную тенденцию к усилению химизации процессов стимуляции продуктивности нефтедобывающих скважин и осложненных, неоднородных по структуре карбонатных объектов разработки. При этом достигается существенный результат исключением целевого продукта (товарной нефти) из состава рецептуры гидрофобной эмульсии, тем самым приводящий к снижению трудовых, экономических и материальных затрат за счет оптимизации повторных операций при обработках прискважинных зон пластов карбонатных коллекторов и глушений осложненных скважин.

Ключевые слова: *карбонатный коллектор, гидрофобная эмульсия, отклонитель, эмульгатор, безнефтяная основа, базовая рецептура, динамическая вязкость, скорость сдвига*, *структурно-механические свойства*

Для цитирования: Мусабиров М.Х., Дмитриева А.Ю., Батурин Н.И., Фаттахов И.Г. Разработка состава гидрофобной эмульсии на безнефтяной основе многоцелевого назначения // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 251-262. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.251-262. - EDN HDJOJK

Abstract. The study is concerned with the composition of oil-free hydrophobic emulsion designed for multiple purposes, particularly for well stimulation**.** The study is aimed at formulation of oil-free hydrophobic emulsion composition with desired physical and chemical, rheological, structural-mechanical, and process parameters and properties required for diversion of acid compositions during matrix, selective and deep-penetrating acid treatments of near-wellbore zones in carbonate reservoirs. The authors review microscopic studies of oil-free hydrophobic emulsions with concentration of dispersed phase of 80% and higher based on state-of-the-art emulsifiers (hydrocarbon surfactant solutions). Analysis of recent Russian and foreign literature on formulation of hydrophobic emulsions for well stimulation and improved oil recovery applications suggests the current importance of intended studies and highlights the current trend towards enhanced use of chemicals for stimulation of oil production wells and complex, heterogeneous carbonate reservoirs. Furthermore, absence of crude oil in the hydrophobic emulsion composition is very beneficial in that it provides reduction of labor, economic and material costs due to optimization of repeated treatments of near wellbore zones in carbonate reservoirs and killing of difficult wells.

Keywords*: carbonate reservoir, hydrophobic emulsion, diverter, emulsifier, oil-free base, basic formulation, dynamic viscosity, shear rate, structural and mechanical properties*

For citation: M.Kh. Musabirov, A.Y. Dmitrieva, N.I. Baturin, I.G. Fattakhov Razrabotka sostava gidrofobnoy emul'sii na bezneftyanoy osnove mnogotselevogo naznacheniya [Formulation of multipurpose oil-free hydrophobic emulsion composition]. Neftyanaya Provintsiya, Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 251-262. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.251-262. EDN HDJOJK (in Russian)

Ключевым фактором, влияющим на объемы добываемой нефти, является состояние призабойной зоны пласта (ПЗП). Практика эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что в ходе первичного и вторичного вскрытия пластов, операций по глушению и ремонту скважин, а также в процессе их работы происходит ухудшение фильтрационных свойств ПЗП. Основная причина этого – негативное воздействие технологических жидкостей на водной основе. Эти жидкости, широко применявшиеся ранее и используемые до сих пор, отрицательно сказываются на коллекторских характеристиках пласта. В качестве альтернативы предлагается использование технологических жидкостей на углеводородной основе, значительную долю которых составляют обратные эмульсии, что позволяет избежать негативного влияния водных растворов, в разработке и применении которых достигнут определенный прогресс, расширяется диапазон их практического использования во многих процессах нефтедобычи.

Главная задача гидрофобных эмульсий на безнефтяной основе – временная блокировка зон поглощения и трещин с направлением кислоты в нефтенасыщенные участки пласта. Дополнительно безнефтяные эмульсии (БНЭ) рассматриваются как потенциальные водоизолирующие материалы.

Однако большинство эмульсий, созданных на различных эмульгаторах, оказались либо нестабильными, либо чрезмерно вязкими и нетекучими. Часто наблюдалось расслоение эмульсий с выделением углеводородной фазы, а также их быстрое «старение». Некоторые эмульсии разрушались под воздействием соляной кислоты, что делало их непригодными для использования в качестве отклоняющих материалов. Только благодаря тщательно подобранному составу на основе эмульгатора № 1 удалось создать стабильную БНЭ, подлежащую дальнейшей оптимизации свойств.

В лабораторных условиях разработана следующая методика приготовления БНЭ: в расчетное количество поверхностно-активного вещества (ПАВ) – эмульгатора при перемешивании добавлялось равное количество водной фазы. Смесь перемешивалась с постепенным увеличением скорости, затем добавлялся весь оставшийся объем водной фазы. Перемешивание продолжалось 15–20 мин при скорости мешалки 800–900 об/мин. В результате получались однородные вязкие эмульсии светло-кремового цвета.

Из данных исследований установлено, что рациональной концентрацией эмульгатора № 1 (с точки зрения различных физико-химических и технологических параметров) в составах БНЭ является диапазон 8–9 %, причем на всех образцах исследованных минерализованных пластовых вод (Табл. 1, 2 и Рис. 1, 2).

Таблица 1

Реологическая характеристика БНЭ в диапазоне скоростей сдвига от 1 $с^{-1}$ до 60 $с^{-1}$ при 23 °С

Содержание 8 % эмульгатора № 1	Температура (Т), °С	Скорость сдвига (γ), $с^{-1}$									
		1,00	7,56	14,11	20,67	27,22	33,78	40,33	46,89	53,44	60,00
		Эффективная вязкость, мПа·с									
	Т, °С	γ = 1,00 $с^{-1}$	γ = 7,56 $с^{-1}$	γ = 14,11 $с^{-1}$	γ = 20,67 $с^{-1}$	γ = 27,22 $с^{-1}$	γ =3 3,78 $с^{-1}$	γ = 40,33 $с^{-1}$	γ = 46,89 $с^{-1}$	γ = 53,44 $с^{-1}$	γ =60,00 $с^{-1}$
	23	34600	8380	5040	3720	3000	2540	2220	1980	1800	1650

Таблица 2

Реологическая характеристика БНЭ в диапазоне скоростей сдвига от 1 $с^{-1}$ до 60 $с^{-1}$ при 23 °С

Содержание 9 % эмульгатора № 1	Темпе-ратура, (Т) °С	Скорость сдвига (γ), $с^{-1}$									
		1,00	7,56	14,11	20,67	27,22	33,78	40,33	46,89	53,44	60,00
		Эффективная вязкость, мПа·с									
	Т, °С	γ =1,00 $с^{-1}$	γ = 7,56 $с^{-1}$	γ = 14,11 $с^{-1}$	γ = 20,67 $с^{-1}$	γ = 27,22 $с^{-1}$	γ = 33,78 $с^{-1}$	γ = 40,33 $с^{-1}$	γ = 46,89 $с^{-1}$	γ = 53,44 $с^{-1}$	γ = 60,00 $с^{-1}$
	23	33700	7550	4600	3410	2760	2340	2050	1840	1670	1540

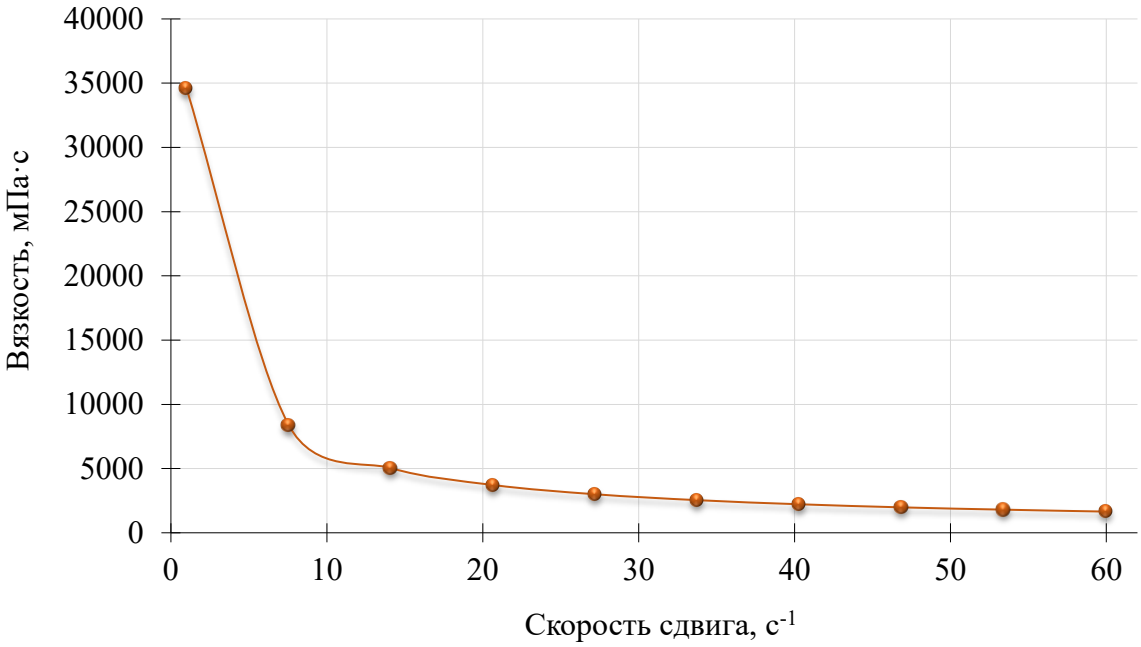


Рис. 1. Реологическая характеристика БНЭ с 8 % эмульгатора № 1 в диапазоне скоростей сдвига от 1 с$^{-1}$ до 60 с$^{-1}$ при 23 °С

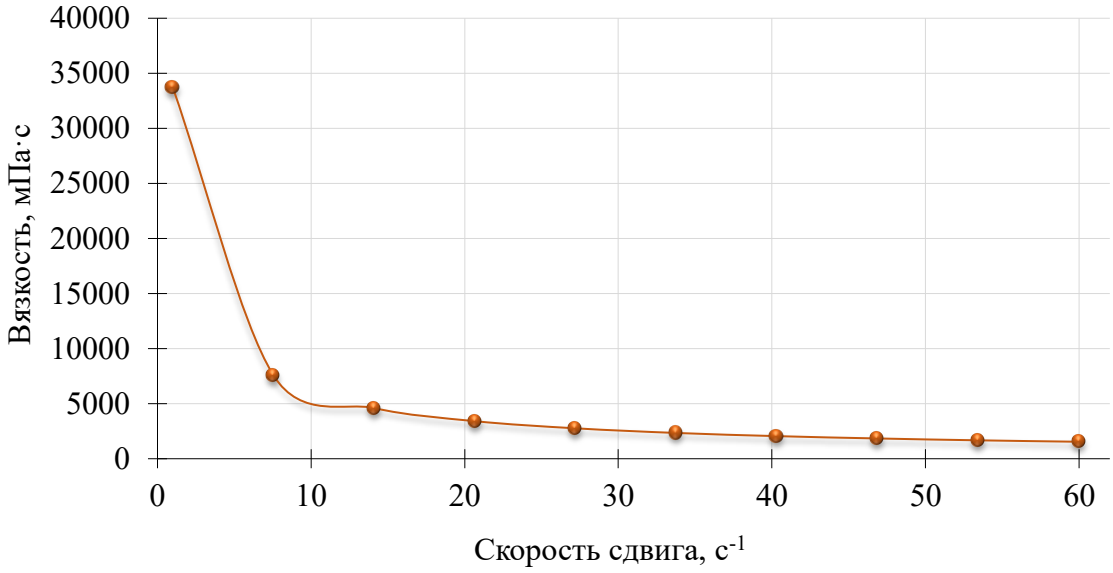


Рис. 2. Реологическая характеристика БНЭ с 9 % эмульгатора № 1 в диапазоне скоростей сдвига от 1 с$^{-1}$ до 60 с$^{-1}$ при 23 °С

Наилучшие физико-химические и технологические характеристики, судя по данным реологических испытаний (зависимость динамической вязкости от скорости сдвига) и оценке консистенции (степени текучести), демонстрируют БНЭ, созданные с использованием эмульгатора № 1 в диапазоне концентраций 8–9 %. Динамическая вязкость БНЭ находится в оптимальном

диапазоне 1540–2805 мПа·с при реальных пластовых сдвиговых деформациях в диапазоне 30–60 $с^{-1}$.

При создании базовых рецептур отклоняющих составов важным этапом стало исследование устойчивости БНЭ при взаимодействии с соляной кислотой и пластовыми флюидами. БНЭ готовили в минерализованной пластовой воде с добавлением эмульгатора № 1 (8 и 9 % по объему) при перемешивании лопастной мешалкой со скоростью 300–500 об/мин. Полученные БНЭ помещали в стеклянные стаканчики и добавляли минерализованную воду, соляную кислоту и нефть. Визуально оценивали устойчивость границы раздела «эмульсия – жидкость». Результаты исследований устойчивости БНЭ приведены на рис. 3.

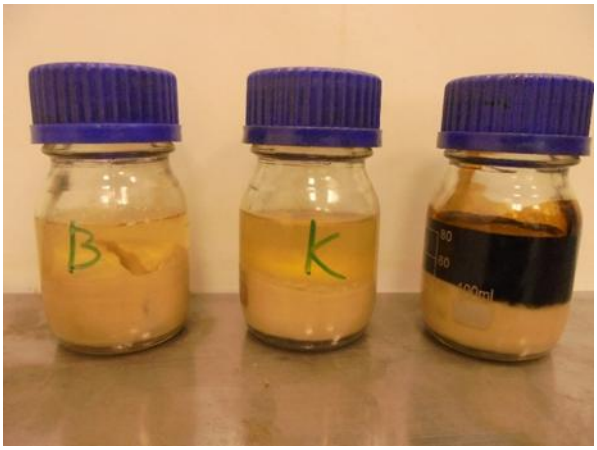


Рис. 3. Состояние контакта БНЭ с минерализованной водой, соляной кислотой (24 %) и нефтью (в течение 24 ч)

Результаты показали, что разработанная БНЭ сохраняет агрегатное состояние и стабильность контактной границы с соляной кислотой, водой и нефтью. Мениски оставались четкими и не размывались в статичных условиях. Следовательно, БНЭ данной рецептуры с эмульгатором № 1 может эффективно использоваться в качестве отклоняющего агента кислотных составов в матричных, селективных и глубокопроникающих технологиях обработки прискважинных зон (ОПЗ) пластов карбонатных коллекторов, а также обладают водоотталкивающими свойствами. Если постепенно смешивать БНЭ с пластовой водой небольшими дозами, то вязкость эмульсии продолжает расти. Это происходит до тех пор, пока содержание воды в системе

не достигнет 94–96 %, что демонстрирует способность БНЭ блокировать воду. В то же время при смешивании БНЭ с нефтью происходит разжижение эмульсии за счет углеводородов. Однако отделение водной фазы от БНЭ при этом не наблюдается. Таким образом, для уменьшения вязкости БНЭ в технологических процессах целесообразно использовать добавление нефти в систему.

В ходе 24–часовых испытаний разработанный состав БНЭ продемонстрировал устойчивость к кислотным составам и воде, что позволяет рекомендовать его в качестве эффективного потокоотклоняющего агента. Рецептура визуально определялась как система, устойчивая к агрегации и седиментации. На протяжении всего периода наблюдения не было зафиксировано изменений во внешнем виде БНЭ. Агрегативная стабильность, цвет, консистенция и четкость границы контакта с тестируемыми жидкостями оставались неизменными.

Структурно-механические свойства ($СНС_1$ – статическое напряжение сдвига за 1 мин, $СНС_{10}$ – статическое напряжение сдвига за 10 мин) БНЭ возрастают при уменьшении объемной доли эмульгатора № 1. Для достижения наилучших результатов концентрация эмульгатора № 1 должна находиться в пределах 8–9 % (объемных), при этом параметр $СНС_{1/10}$ варьируется в диапазоне 500–600 дПа. Наблюдаемая динамика увеличения $СНС_{10}$ относительно $СНС_1$ свидетельствует об усилении тиксотропных свойств структуры БНЭ.

Разница между значениями $СНС_{10}$ и $СНС_1$ отражает тиксотропное поведение БНЭ, то есть ее способность к упрочнению и формированию структуры. Увеличение тиксотропности структуры БНЭ с течением времени благоприятно сказывается на повышении отклоняющей способности высоковязкой эмульсии по отношению к кислотным растворам низкой вязкости или их смесям с различными химическими реагентами.

Таким образом, разработанная рецептура двухкомпонентной БНЭ в потенциале может быть использована практически для всего спектра ремонтно-стимулирующих работ: направленных (селективных) кислотных обработок в

качестве высоковязких эмульсионных экранов-отклонителей, глушения и промывки осложненного фонда «глотающих» скважин, водоизолирующих операций и многооперационных технологий при капитальном ремонте скважин и повышении нефтеотдачи пластов.

Разработка новой рабочей жидкости на основе уникальной по свойствам БНЭ непосредственно связана с решением стратегической задачи, такой как повышение добычи нефти из осложненных поровых, трещинных и кавернозных карбонатных коллекторов при помощи решения технологических вызовов по интенсификации добычи нефти и степени выработки запасов из неоднородных карбонатных пластов-коллекторов.

На основании лабораторных испытаний наилучшее сочетание физико-химических и технологических параметров продемонстрировала двухкомпонентная рецептура БНЭ, состоящая из 91–92 % (по объему) пластовой минерализованной воды и 8–9 % (по объему) ПАВ-эмульгатора № 1.

Этот базовый состав БНЭ характеризуется определенными вязкостными, структурно-механическими, тиксотропными и агрегативными характеристиками, которые позволяют рассматривать его как наиболее перспективный для временной изоляции/экранирования трещинно-кавернозных зон карбонатных коллекторов. Предполагается использовать БНЭ в технологиях направленной соляно-кислотной обработки (НСКО), циклической направленной соляно-кислотной обработки (ЦНСКО) и большеобъемной соляно-кислотной обработки (БСКО) как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах.

Предлагаемая рецептура БНЭ благодаря своим уникальным характеристикам может быть рекомендована для широкого спектра задач в нефтедобывающей отрасли, в частности, для глушения скважин в сложных условиях, водоизоляции и в качестве буферной жидкости. Ключевыми преимуществами являются её относительно высокая плотность (1130–1150 кг/м^3), оптимальная динамическая вязкость (1540–2805 мПа·с при сдвиговых деформациях 30–

60 $с^{-1}$) и структурно-механические свойства ($СНС_{1/10}$ – 400–500 дПа), а также стабильность при контакте с пластовыми водами.

Данная рецептура БНЭ отличается новизной и обладает уникальным комплексом физико-химических и реологических свойств, что позволяет классифицировать её как «Многоцелевая гидрофобная эмульсия».

Потенциальные области применения БНЭ включают повышение эффективности кислотных ОПЗ, глушение скважин, водоизоляционные работы и ограничение водопритоков в особо сложных геологических условиях, таких как трещинно-кавернозные «глотающие» коллекторы. Благодаря возможности регулирования структурно-механических и вязкостно-реологических показателей в широких пределах, применение гидрофобных БНЭ нового состава позволит увеличить дебит нефти (по сравнению с базовыми селективными солянокислотными обработками со штатными нефтяными гидрофобными отклонителями) на 25–30 %.

Список литературы

1. Разработка и исследование технологических жидкостей на безуглеводородной основе для применения в процессах нефтедобычи / Н.И. Батурин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 9. – С. 33-38.
2. Хисамов Р.С., Мусабиров М. Х., Яртиев А.Ф. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. – Казань: Ихлас, 2015. – 191 с.
3. Саетгараев Р.Х., Подавалов В.Б., Яртиев А.Ф. Результаты промышленного внедрения кислотной эмульсии (РЭКвД) в НГДУ «Бавлынефть» // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 2. – С. 135-137. – DOI 10.18599/grs.19.2.8.
4. Яртиев А.Ф., Саетгараев Р.Х., Подавалов В.Б. Применение кислотной эмульсии в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 25-28 окт. 2017 г., г. Альметьевск. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – Т. 3. – С. 165-174.
5. 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. – С. 60-63.
6. Исследование взаимодействия химических реагентов при кислотной стимуляции скважин Могдинского месторождения / Л.И. Гильмутдинова [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 25-28 окт. 2017 г., г. Альметьевск. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – Т. 1. – С. 7-15.
7. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора / Э.Э. Ахмерова [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2018. – Т. 25, № 3. – С. 86-92. – DOI: 10.17122/bcj-2018-3-86-92.

8. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 3. – С. 140-144.
9. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Маркова Р.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131-2134.
10. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G. Regulation Ranks of Associated Water Production Decrease. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2011. – № 5. – С. 213-219. – URL: http://ogbus.ru/article/view/rangi-regulirovaniya-snizheniya-dobychi-poputnoj-vody/23922 (дата обращения: 04.02.2026).

References

1. Baturin N. I., Dmitrieva A. Yu., Fattakhov I. G., Pimenov A. A. Development and research of hydrocarbon-based process fluids for use in oil production processes. Neftepromyslovoe Delo [Oilfield Engineering], 2025, No. 9(681), pp. 33-38. (in Russian)
2. Khisamov R. S., Musabirov M. Kh., Yartiev A. F. Uvelichenie produktivnosti karbonatnykh kollektorov neftyanykh mestorozhdenii [Enhancing the productivity of carbonate reservoirs in oil fields]. Kazan: Ikhlas Publ., 2015. 191 P. ISBN 978-5-906701-69-5. (in Russian)
3. Saetgaraev R. Kh., Podavalov V. B., Yartiev A. F. Results of commercial implementation of emulsified acid (REKVD) in oil and gas production department "Bavlyneft" PJSC Tatneft. Georesursy [Georesources], 2017, Vol. 19, No. 2, pp. 135-137. DOI 10.18599/grs.19.2.8. (in Russian)
4. Yartiev A. F., Saetgaraev R. Kh., Podavalov V. B. Application of emulsified acid in NGDU Bavlyneft - PJSC Tatneft. Dostizheniya, Problemy i Perspektivy Razvitiya Neftegazovoi Otrasli: materialy Mezhdunarodnoi Nauchno-Prakticheskoi Konferentsii [Achievements, Problems and Prospects for Development of Oil and Gas Industry: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference]. Almetyevsk, 25–28 October 2017, Vol. 3. Almetyevsk: Almetyevsk State Oil Institute, 2018, pp. 165-174. (in Russian)
5. Elesin V.A., Latypov R.T., Shmidt A.A., Marnosov A.V., Kuleshov S.P. Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in SAMARANEFTEGAS JSC. Nauchno-Tekhnicheskii Vestnik OAO NK Rosneft' [Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company], 2016, No. 4(45), pp. 60-63. (in Russian)
6. Gilmutdinova L.I., Gumerova A.S., Yakubov R.N., Mochalkin D.S., Lenchankova L.E., Voloshin A.I. Investigation of the interaction of chemical reagents during acid stimulation of Mogdinskoye field wells. Dostizheniya, Problemy i Perspektivy Razvitiya Neftegazovoi Otrasli: materialy Mezhdunarodnoi Nauchno-Prakticheskoi Konferentsii [Achievements, Problems and Prospects for Development of Oil and Gas Industry: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference]. Almetyevsk, 25–28 October 2017, Vol. 1. Almetyevsk: Almetyevsk State Oil Institute, 2018, pp. 7-15. (in Russian)
7. Akhmerova E.E., Shafikova E.A., Apkarimova G.I. et al. Selection of effective acid compound for carbonate collector treatment. Bashkirskii Khimicheskii Zhurnal [Bashkir Chemical Journal], 2018, Vol. 25, No. 3, pp. 86-92. DOI 10.17122/bcj-2018-3-86-92. (in Russian)
8. Andaeva Ye.A. The method of on-line monitoring of bottom hole area condition for low-rate wells. Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory], 2016, No. 3, pp. 140-144. (in Russian)
9. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Markova R.G. Improvement of the method of preparation oil-well composition based on synthetic resins for the repair and insulation operations in boreholes. Fundamentalnuye Issledovaniya [Fundamental Research], 2014, No. 12-10, pp. 2131-2134. (in Russian)
10. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G. Regulation ranks of associated water production decrease. Neftegazovoye Delo [Petroleum Engineering], 2011, No. 5, pp. 213-219. (in Russian)

Сведения об авторах

Мусабиров Мунавир Хадеевич, доктор технических наук, независимый исследователь, ранее — Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: musabirov@tatnipi.ru

Дмитриева Алина Юрьевна, кандидат технических наук, заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: audmitrieva@tatnipi.ru

Батурин Никита Игоревич, инженер 1-й категории, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: baturinni@tatnipi.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, доцент, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

Authors

M.Kh. Musabirov, Dr.Sc., Independent Researcher, formerly — TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: musabirov@tatnipi.ru

A.Y. Dmitrieva, PhD (Engineering), Head of Sector, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
216 Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: audmitrieva@tatnipi.ru

N.I. Baturin, 1st Category Engineer, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
216 Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: baturinni@tatnipi.ru

I.G. Fattakhov, Dr.Sc. (Engineering), Associate Professor, Director for Enhanced Oil Recovery, Wave and Biotechnology, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 10.01.2026
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026