

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ КИСЛОТНАЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТЕРРИГЕННЫМ ТИПОМ КОЛЛЕКТОРА

В.В. Козлов, М.Р. Шолидодов, Л.К. Алтунина, И.В. Кувшинов, А.Р. Сайденцаль, Р.Н. Мустафин

Владимир Валерьевич Козлов (ORCID 0000-0002-3381-2692), Мехроб Рустамбекович Шолидодов (ORCID 0000-0002-6642-9374) *, Любовь Константиновна Алтунина (ORCID 0000-0001-9502-1864), Иван Владимирович Кувшинов (ORCID 0000-0002-1033-1888), Анастасия Романовна Сайденцаль (ORCID 0009-0009-5811-9396), Рустам Ниязович Мустафин (ORCID 0009-0002-2393-0887)

Лаборатория коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, Академический пр-т, 4, Томск, Российская Федерация, 634055

E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru, sholidodov93@inbox.ru*, alk@ipc.tsc.ru, ivan509616@mail.ru, saydentsal_ar@mail.ru, rustam@ipc.tsc.ru

В работе представлены результаты разработки и исследований многофункциональной кислотной нефтевытесняющей композиции для применения на месторождении вязкой нефти Западной Сибири с терригенным типом коллектора. На основании результатов физического моделирования процесса нефтевытеснения проведена оценка эффективности многофункциональной кислотной нефтевытесняющей композиции применительно к условиям месторождений вязкой нефти Западной Сибири, находящихся на ранней и поздней стадиях разработки. Процесс нефтевытеснения с применением многофункциональной кислотной нефтевытесняющей композиции проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 23 °С и при температуре 90 °С. Исследование нефтевытесняющей способности многофункциональной кислотной композиции показало ее высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений вязкой нефти Западной Сибири с терригенными коллекторами. Композиция обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения из высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей высоко неоднородного пласта как за счет высоких нефтеотмывающих свойств, так и выравнивания профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата пласта физико-химическим воздействием (изменение отношения проницаемостей пропластков в модели пласта). При анализе компонентов композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, выявлено наличие в них большого количества карбамида. Значение водородного показателя pH в течение эксперимента снижается с 7,2 до 2,4 ед. pH, а затем, после нагревания до 90 °С и последующей выдержки, в результате частичного гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, смещается в область нейтральных значений, достигая 6,2 ед. pH. Композиция имеет низкую коррозионную активность и хорошую растворяющую способность по отношению к породе терригенного коллектора.

Ключевые слова: химические методы увеличения нефтеотдачи, нефтевытесняющие композиции, фильтрационные эксперименты, вытеснение нефти, заводнение, кислотная обработка скважин

Для цитирования:

Козлов В.В., Шолидодов М.Р., Алтунина Л.К., Кувшинов И.В., Сайденцаль А.Р., Мустафин Р.Н. Многофункциональная кислотная нефтевытесняющая композиция для применения на месторождениях с терригенным типом коллектора. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2024. Т. 67. Вып. 8. С. 95–102. DOI: 10.6060/ivkkt.20246708.8t.

For citation:

Kozlov V.V., Sholidodov M.R., Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Saidentsal A.R., Mustafin R.N. Multifunctional acid oil-displacing composition for use in fields with terrigenous reservoir type. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2024. V. 67. N 8. P. 95–102. DOI: 10.6060/ivkkt.20246708.8t.

MULTIFUNCTIONAL ACID OIL-DISPLACING COMPOSITION FOR USE IN FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIR TYPE

V.V. Kozlov, M.R. Sholidodov, L.K. Altunina, I.V. Kuvshinov, A.R. Saidentsal, R.N. Mustafin

Vladimir V. Kozlov (ORCID 0000-0002-3381-2692), Mekhrob R. Sholidodov (ORCID 0000-0002-6642-9374)*, Lyubov K. Altunina (ORCID 0000-0001-9502-1864), Ivan V. Kuvshinov (ORCID 0000-0002-1033-1888), Anastasia R. Saidentsal (ORCID 0009-0009-5811-9396), Rustam N. Mustafin (ORCID 0009-0002-2393-0887)

Laboratory of Petroleum Colloidal Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the RAS, Akademicheskii ave., 4, Tomsk, 634055, Russia

E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru, sholidodov93@inbox.ru*, alk@ipc.tsc.ru, ivan509616@mail.ru, saidentsal_ar@mail.ru, rustam@ipc.tsc.ru

The paper presents the results of development and research of multifunctional acid oil displacing composition for application in the West Siberian viscous oil field with terrigenous reservoir type. On the basis of the results of physical modeling of oil displacement process the efficiency of multifunctional acid oil-displacing composition has been evaluated in relation to the conditions of viscous oil fields of Western Siberia, which are at early and late stages of development. The oil displacement process with the use of multifunctional acid oil displacing composition was carried out under conditions modeling the natural development mode at the temperature of 23 °C and at the temperature of 90 °C. The study of oil-displacing ability of multifunctional acid composition showed its high efficiency for oil production intensification and oil recovery enhancement of viscous oil fields of Western Siberia with terrigenous reservoirs. The composition provides increase in oil displacement coefficient from high-permeability and low-permeability models of highly heterogeneous reservoir due to high oil-washing properties, as well as equalization of injectivity profile, increase in reservoir coverage coefficient by physical and chemical influence (change of permeability ratio of layers in the reservoir model). As a result of analysis of the components of the composition in the samples taken at the outlet of the model of heterogeneous reservoir, the presence of a large amount of urea in them is shown, and the value of the hydrogen indicator pH during the experiment decreases from 7.2 to 2.4 pH units and then, after heating to 90 °C and subsequent exposure, as a result of partial hydrolysis of urea, which is part of the composition, shifts to the region of neutral values, reaching 6.2 pH units. The composition has low corrosive activity and good solubilizing ability in relation to terrigenous reservoir rock.

Keywords: chemical methods for increasing oil recovery, oil-displacing compositions, filtration experiments, oil displacement, water-flooding, acid treatment of wells

ВВЕДЕНИЕ

Доля трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 65% (в том числе высоковязкие нефти – 13%, низко проницаемые коллекторы – 36%). В общероссийской добыче нефти доля ТРИЗ в настоящий момент невелика – 7,2%, но она постоянно растет, а потенциальный объем добычи трудноизвлекаемых запасов – до 200 млрд. т нефти. Основная масса углеводородных запасов, в том числе и высоковязких, залегает в терригенных и карбонатных коллекторах. Объем запасов с терригенными породами составляет около 4 млрд. т (64%), с карбонатными коллекторами – 2,3 млрд. т, или 36% от общих запасов. В Западно-Сибирском бассейне практически все запасы газа и нефти

находятся в терригенных коллекторах. В России, несмотря на большие запасы карбонатных залежей, приоритет в добыче отдается традиционным терригенным отложениям. Это связано с тем, что для карбонатных, трещиноватых коллекторов характерен ряд принципиальных особенностей: сложное строение порового пространства, высокая неоднородность фильтрационных и емкостных свойств, разнообразие горных пород в составе коллектора и множество других. Несмотря на изученность терригенных коллекторов, разработка таких месторождений сопровождается ограничениями и трудностями, связанными с химическим составом самих пород. Значительное количество кремния и его производных в таких породах усложняет некоторые технологические операции, связанные с

очисткой призабойных зон скважин и возможным образованием вторичных осадков при кислотных обработках [1-11].

В то же время, для увеличения добычи нефти месторождений с ТРИЗ, в том числе в Арктической зоне, перспективно широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих воздействие на пласт закачкой воды или пара с физико-химическими методами, увеличивающими коэффициенты охвата пласта и нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки [12-13].

В химии и химической технологии в настоящее время сложилась общемировая тенденция использовать методы «зеленой химии», базирующиеся на использовании новых наноструктурированных полифункциональных материалов, в том числе глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) – нового класса низкотемпературных систем, впервые описанных в 2001-2003 гг., позволяющих реализовать процессы получения новых материалов в мягких, экологически безопасных условиях [14-24].

В Институте химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) за последние годы созданы новые физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, для их реализации предложены нефтевытесняющие композиции нового типа на основе ГЭР – наноструктурированные кислотные и щелочные композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, имеющие регулируемую вязкость и высокую нефтевытесняющую способность, сохраняющие в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения.

Для карбонатных коллекторов наибольшую эффективность показала нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, который позволяет регулировать вязкость композиции при сохранении свойств ньютоновской жидкости. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (-20 – -60 °C), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, применима в широком интервале температур, от 10 до 200 °C, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора [25-28]. По

результатам лабораторных исследований, кислотная композиция ГБК пролонгированного действия эффективна и для месторождений с терригенным коллектором, однако прирост коэффициента нефтевытеснения для терригенного коллектора ниже, чем для карбонатного коллектора. Для усиления действия композиции ГБК на породу терригенного коллектора было предложено введение в ее состав плавиковой кислоты HF. Введение HF привело к ее взаимодействию с компонентами композиции ГБК с образованием сложной комплексной кислоты. В результате экспериментальных исследований было установлено оптимальное количество плавиковой кислоты в составе многофункциональной композиции, значения водородного показателя pH которой составляло $0,6-1$ ед. pH.

В работе представлены результаты разработки и исследований многофункциональной кислотной нефтевытесняющей композиции для применения на месторождении с терригенным типом коллектора.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В работе проводилось исследование физико-химических свойств новой многофункциональной композиции и оценка ее нефтевытесняющей способности в условиях типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири.

Растворяющую способность кислотной композиции в отношении терригенной породы определяли гравиметрически как отношение убыли массы навески измельченного и высушенного до постоянной массы зернового материала после обработки кислотной композицией к исходной массе навески до обработки [29]. Критериями оценки эффективности служили растворимость (δ , % мас.) и скорость растворения (V , г/ч) породы в композиции.

Эксперименты по изучению нефтевытесняющей способности проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик. Подробное описание схемы установки для изучения фильтрационных характеристик приведено в работе [28].

Для испытаний была приготовлена модель неоднородного пласта (применительно к условиям типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири), состоящая из двух параллельных колонок, имеющих газовые проницаемости $0,394$ мкм² и $0,138$ мкм², соответственно (значение газовой проницаемости определено по закону Дарси). Модель пласта была насыщена изовязкой моделью вязкой нефти типового месторождения Западной

Сибири, полученной путем добавления к пластовой дегазированной нефти керосина в количестве 14 % мас. Вязкость изовязкозной модели нефти составляла 54,2 мПа·с, а ее плотность 0,917 г/см³. Средняя начальная нефтенасыщенность модели пласта – 80,9%. Для эксперимента была приготовлена модель пластовой воды типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири с минерализацией 19,8 г/дм³.

Фильтрационные исследования влияния кислотной композиции на процесс вытеснения нефти проводили следующим образом. Сначала осуществляли вытеснение нефти водой до полной обводненности продукции из обеих колонок при заданной температуре. Далее рассчитывали подвижность жидкостей k/μ , мкм²/(мПа·с) и коэффициент вытеснения нефти водой (Кв, %). После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтевытесняющей композиции равной поровому объему ($V_{пор}$), продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Кроме того, определяли pH жидкости на выходе из колонок, рассчитывали подвижность жидкостей, а также абсолютный коэффициент вытеснения нефти – композицией и водой. Подробное описание методики фильтрационных испытаний приведено в работах [30, 31].

Тестовое определение коррозионной агрессивности новой многофункциональной композиции проводилось на Индикаторе скорости коррозии МОНИКОР-2М при температурах 20 °С и 70 °С при постоянном перемешивании применительно к стали Ст. 3 [32]. Методика проведения испытаний с помощью коррозиметров изложена в ГОСТ 9.514-99.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

На рисунке и в табл. 1 представлены результаты исследования влияния композиции на фильтрационные характеристики моделей пласта типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири и коэффициенты нефтевытеснения при температурах 22 °С и 90 °С.

Результаты эксперимента показали, что при фильтрации пластовой воды через модели неоднородного пласта типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири основной фильтрационный поток проходит преимущественно через высокопроницаемые колонки, о чем также свидетельствуют рассчитанные отношения подвижностей жидкости в колонках, которое составляло 22,46:1 (подвижность жидкости k/μ в высокопроницаемой

колонке : подвижность жидкости в более низкопроницаемой колонке). Коэффициенты нефтевытеснения в первой и второй колонках при прокачке 17,3 объемов пор модели пластовой воды составили 60,8 и 27,8%, соответственно.

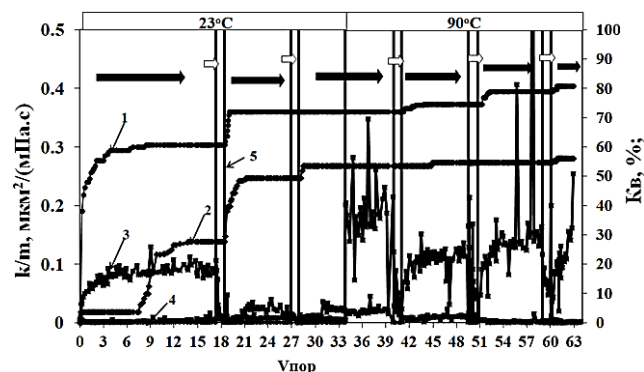


Рис. Фильтрационные характеристики модели пласта типового месторождения: изменение подвижности при 23 °С и 90 °С при обработке композицией. 1 – Коэффициент нефтевытеснения для высокопроницаемой колонки; 2 – Коэффициент нефтевытеснения для низкопроницаемой колонки; 3 – подвижность жидкости для высокопроницаемой колонки; 4 – подвижность жидкости для низкопроницаемой колонки; 5 – закачка композиции; стрелки обозначают направление фильтрации и закачки композиции

Fig. Filtration characteristics of a reservoir model of a typical field: change in mobility at 23 °C and 90 °C when treated with the composition. 1 – Oil displacement ratio for high permeability column; 2 – Oil displacement ratio for low permeability column; 3 – fluid mobility for high permeability column; 4 – fluid mobility for low permeability column; 5 – composition injection; arrows indicate the direction of filtration and composition injection

В модели неоднородного пласта типового месторождения вязкой нефти Западной Сибири в направлении «пласт–скважина» при 22 °С были закачаны две оторочки композиции в объемах, равных 0,5 объема пор модели пласта. Модели пласта с закачанными оторочками многофункциональной композиции выдерживали при той же температуре в течение 90 ч первую оторочку и 68 ч вторую оторочку. После чего возобновили нагнетание модели пластовой воды. Обработка моделей пласта многофункциональной композицией и последующая фильтрация воды привели к изменению фильтрационных характеристик пласта. Отношение подвижностей жидкости в колонках снизилось от 22,46:1 до 2,74:1, что говорит о выравнивании фильтрационных потоков внутри модели неоднородного пласта.

Прирост коэффициента нефтевытеснения при 22 °С за счет использования двух оторочек композиции и последующей фильтрации модели пластовой воды составил 11,3% и 30,0% для первой и второй колонок, соответственно.

В табл. 1 приведены результаты исследования фильтрационных характеристик модели пласта и нефтевытесняющей способности композиции.

Таблица 1

Результаты исследования фильтрационных характеристик модели пласта и нефтевытесняющей способности композиции

Table 1. Results of a study of the filtration characteristics of the reservoir model and the oil-displacing ability of the composition

а	б	Кв, % водой/водой и композицией	Прирост Кв, % за счет композиции		
			23 °С	90 °С	Σ
1	0,394	60,8/80,9	11,3	8,8	20,1
2	0,138	27,8/56,1	30,0	2,5	32,5

Примечание: Кв, % – коэффициент нефтевытеснения;

а – номер колонки; б – газопроводимость колонки, мкм²

Note: Кв, % – oil displacement coefficient; а – column number;

б – gas permeability of the column, μm²

Обработка модели пласта тремя оторочками многофункциональной композиции при 90 °С привела к приросту коэффициента нефтевытеснения 8,8% и 2,5% для первой и второй колонок, соответственно. Отношения подвижностей жидкости внутри колонок модели пласта менялось с закачками оторочек композиции: 10,64:1 (третья закачка), 47,46:1 и 75,03:1 (четвертая и пятая закачки, соответственно).

Суммарный коэффициент нефтевытеснения по итогам эксперимента составил 80,9% и 56,1% для первой и второй колонок, соответственно. Отношение подвижности жидкостей после обработки 5 оторочками композиции меняется с 23,69:1 до 2,74:1, что свидетельствует о выравнивании фильтрационных потоков внутри модели неоднородного пласта. Прирост коэффициентов нефтевытеснения для первой и второй колонок составил 20,1% и 28,3%, соответственно.

Анализ компонентов композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал наличие в них карбамида 96 % мас. и 88 % мас. от исходного количества (суммарно во всех оторочках композиции) для первой и второй колонок. Значение водородного показателя pH в течение эксперимента снижается с 7,2 до 2,4 а затем, после нагревания до 90 °С и последующей выдержки, в результате частичного гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, смещается в область нейтральных значений, достигая 6,2 ед. pH.

Таким образом, исследование нефтевытесняющей способности многофункциональной кислотной композиции показало ее высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и уве-

личения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Композиция обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения в интервале 20-32% из высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей высоко неоднородного пласта как за счет высоких нефтеотмывающих свойств, так и выравнивания профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата пласта физико-химическим воздействием (изменение отношения проницаемостей пропластков в модели пласта). Это связано с тем, что воздействие композиции приводит к перераспределению или выравниванию фильтрационных потоков флюидов внутри пласта и, как следствие, к увеличению коэффициента охвата пласта и дополнительному приросту коэффициента нефтевытеснения, то есть в низкопроницаемых моделях пласта прирост коэффициента нефтевытеснения происходит и за счет нефтеотмывающей способности композиции, и за счет увеличения охвата пласта. Кроме того, на дополнительное нефтевытеснение могли повлиять результаты взаимодействия кислотных компонентов композиции с карбонатной породой пласта, приводящие к увеличению ее проницаемости, а также снижению вязкости нефти при растворении в ней углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии композиции с породой, что облегчает фильтрацию нефти в породе. Так же при низких температурах высокая моющая способность композиций в кислой и нейтральной области pH обеспечивается высокой буферной емкостью боратной буферной системы. При высоких температурах, выше 70 °С, за счет гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, происходит образование углекислого газа и боратно-аммиачной буферной системы с высокой буферной емкостью в области pH 9,0-9,5, оптимальном для нефтеотмывающей способности ПАВ.

В табл. 2 представлены результаты определения скорости коррозии стали Ст. 3 в присутствии многофункциональной композиции.

Таблица 2

Скорость коррозии стали Ст. 3 в присутствии многофункциональной композиции (с 0,3 % мас. ингибитора коррозии)

Table 2. Steel corrosion rate Art. 3 in the presence of a multifunctional composition (with 0.3 wt. % of corrosion inhibitor)

Композиция	Концентрация ингибитора, % мас.	Скорость коррозии, мм/год / г/м ² ·ч	
		20 °С	70 °С
без ингибитора	-	1,373	13,774
с ингибитором	0,3	0,171	4,805

Результаты, полученные при тестовом исследовании скорости растворения стали Ст. 3, соответствуют нормативам, допустимым на промышленном оборудовании при применении кислотных химических составов.

Результаты исследования растворяющей способности кислотной композиции по отношению к породе типичного месторождения с терригенным типом коллектора представлены в табл. 3.

Таблица 3

Скорость растворения и растворимость терригенной породы коллектора в кислотной композиции в зависимости от продолжительности ее обработки при 25 °С

Table 3. Dissolution rate and solubility of terrigenous reservoir rock in an acid composition depending on the duration of its treatment at 25 °C

	Время взаимодействия, мин				
	30	60	120	180	1440
V, г/ч	0,07	0,040	0,021	0,016	0,004
δ, % мас.	3,68	3,96	4,11	4,66	9,59

Примечание: V – скорость растворения, δ – растворимость
Note: V – dissolution rate, δ – solubility

ВЫВОДЫ

На основе разработанной ранее в ИХН СО РАН нефтевытесняющей кислотной композиции пролонгированного действия ГБК, включающей ПАВ, аддукт неорганической кислоты и многоатомный спирт, и показавшей высокую эффективность для карбонатных коллекторов, для терригенных коллекторов предложена новая многофункциональная кислотная композиция, содержащая до

полнительно плавиковую кислоту HF, значение pH которой находится в интервале 0,6-1 ед. pH.

Экспериментальными исследованиями показана высокая эффективность многофункциональной кислотной нефтевытесняющей композиции в процессе вытеснения тяжелой высоковязкой нефти из неоднородного терригенного коллектора, средний суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения за счет композиции составил 26,3%. Композиция является одновременно и нефтевытесняющей, и потокоотклоняющей, то есть обеспечивает прирост коэффициента извлечения нефти как за счет высокой нефтеотмывающей способности, так и за счет увеличения охвата пласта физико-химическим воздействием. Композиция имеет низкую коррозионную активность и хорошую растворяющую способность по отношению к породе терригенного коллектора.

ФИНАНСИРОВАНИЕ

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

The work was carried out within the State Assignment for IPC SB RAS, financed by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (NIOKTR 121031500048-1).

The authors declare the absence a conflict of interest warranting disclosure in this article.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ. 2014. 127 с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 1985. 308 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). Усп. химии. 2007. Т. 76. № 10. С. 1034-1052. DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723.
4. Рогачев М.К., Кузнецова А.Н. Регулирование фильтрационных характеристик нефтяных коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ. Междуна-род. Науч.-иссл. журн. 2015. № 10 (41). Ч. 4. С. 98-99. DOI: 10.18454/IRJ.2015.41.155.
5. Сентемов А.А. Повышение нефтеотдачи при ПАВ-полимерном заводнении. Науч.-практ. электр. журн. Аллея Науки. 2018. № 9. (25). 7 с.
6. Тома А., Саяук Б., Абилов Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. Ж. Территория «Нефтегаз». 2017. № 7-8. С. 58-67.

REFERENCES

1. Ruzin L.M., Morozjuk O.A. Methods for enhanced oil recovery (theory and practice). Ukhta: USTU. 2014. 127 p. (in Russian).
2. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. M.: Nedra. 1985. 308 p. (in Russian).
3. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physico-chemical methods for enhanced oil recovery of oil fields (review). Russ. Chem. Rev. 2007. V. 76. N 10. P. 971-987. DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723.
4. Rogachev M.K., Kuznetsova A.N. Regulation of filtration characteristics of oil reservoirs using surfactants. Mezhdunarod. Nauch.-Issl. Zhurn. 2015. V. 10. N 41. Pt. 4. P. 98-99 (in Russian). DOI: 10.18454/IRJ.2015.41.155.
5. Sentemov A.A. Increased oil recovery during surfactant-polymer flooding. Nauch.-Prakt. Elektr. Zhurn. Alleya Nauki. 2018. N 9 (25). 7 p. (in Russian).
6. Toma A., Sayuk B., Abirov Zh., Mazbaev E. Polymer flooding to increase oil recovery in light and heavy oil fields. Territoriya "Neftegaz". 2017. № 7-8. P. 58-67 (in Russian).
7. Hesham A., Mahmood S., Al-Mutarreb A. The effect of anionic surfactant on wettability of shale and its implication on gas

7. **Hesham A., Mahmood S., Al-Mutarreb A.** The effect of anionic surfactant on wettability of shale and its implication on gas adsorption/desorption behavior. *Energy Fuels*. 2018. V. 32. N 2. P. 1423-1432. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03476.
8. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В.** Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281-288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5.
9. **Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A.** Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conf. Proceed.* 2017. V. 1909 (1). P. 020005. DOI: 10.1063/1.5013686.
10. **Алтунина Л.К., Стасьева Л.А., Кувшинов В.А., Шолитодов М.Р., Козлов В.В., Кувшинов И.В.** Кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей. *Химия в интересах устойчивого развития*. 2023. Т. 31. С. 140-152. DOI: 10.15372/CSD2023448.
11. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.** Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор). *Химия в интересах устойчивого развития*. 2018. Т. 26. № 3. С. 261-277. DOI: 10.15372/KhUR20180303.
12. **Romero-Zeron L.** Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. InTech. 2016. 200 p. DOI: 10.5772/61394.
13. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.** Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор). *Химия в интересах устойчивого развития*. 2018. Т. 26. № 3. С. 261-277. DOI: 10.15372/KhUR20180303.
14. **Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S.** Deep Eutectic Solvents (DESS) and Their Applications. *Chem. Rev.* 2014. N 114 (21). P. 11060–11082. DOI: 10.1021/cr300162p.
15. **Marcus Y.** Deep Eutectic Solvents. Switzerland AG: Springer Internat. 2019. 200 p. DOI: 10.1007/978-3-030-00608-2.
16. **Qin H., Hu X., Wang J., Cheng H., Chen L., Qi Z.** Overview of acidic deep eutectic solvents on synthesis, properties and applications. *Green Energy Environ.* 2020. V. 5. N 1. P. 8–21. DOI: 10.1016/j.gee.2019.03.002.
17. **Abbott A.P., Capper G., Davies D.L., Rasheed R.K., Tambyrajah V.** Novel solvent properties of choline chloride/urea mixtures. *Chem. Commun.* 2003. N 1. P. 70–71. DOI: 10.1039/b210714g.
18. **Li X., Choi J., Ahn W.-S.S., Row K.H.** Preparation and Application of Porous Materials based on Deep Eutectic Solvents. *Crit. Rev. Anal. Chem.* 2018. V. 48. N 1. P. 73–85. DOI: 10.1080/10408347.2017.1383881.
19. **Wang XiuLi, Lu Y., Shi L., Yang D., Yang Y.** Novel low viscous hydrophobic deep eutectic solvents liquid-liquid microextraction combined with acid base induction for the determination of phthalate esters in the packed milk samples. *Microchem. J.* 2020. V. 159. 105332. DOI: 10.1016/j.microc.2020.105332.
20. **Ghaedi H., Lal B., Ayoub M., Shariff A. M., Sufian S.** Measurement and correlation of physicochemical properties of phosphonium-based deep eutectic solvents at several temperatures (293.15 K– 343.15 K) for CO₂ capture. *J. Chem. Thermodyn.* 2017. V. 113. P. 41–51. DOI: 10.1016/j.jct.2017.05.020.
21. **Ghaedi H., Ayoub M., Sufian S., Shariff A. M., Lal B., Wilfred C. D.** Density and refractive index measurements of transition-temperature mixture (deep eutectic analogues) based on potassium carbonate with dual hydrogen bond donors for CO₂ capture. *J. Chem. Thermodyn.* 2018. V. 118. P. 147–158. DOI: 10.1016/j.jct.2017.11.008.
8. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V.** Oil-displacing surfactant composition with adjustable viscosity to increase oil recovery of high-viscosity oil deposits. *Georesursy*. 2016. V. 18. N 4. Pt. 1. P. 281-288 (in Russian). DOI: 10.18599/grs.18.4.5.
9. **Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A.** Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conf. Proceed.* 2017. V. 1909 (1). P. 020005. DOI: 10.1063/1.5013686.
10. **Altunina L.K., Stas'eva L.A., Kuvshinov V.A., Sholidodov M.R., Kozlov V.V., Kuvshinov I.V.** Acid oil-displacing composition of prolonged action based on deep eutectic solvents. *Chemistry for Sustainable Development [Khimiya v Interesah Ustoichivogo Razvitiya]*. 2023. V. 31. P. 136-148. DOI: 10.15372/CSD2023448.
11. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V.** Trends and prospects of physicochemical methods for enhanced oil recovery of heavy oil fields. *Chemistry for Sustainable Development [Khimiya v Interesah Ustoichivogo Razvitiya]*. 2018. V. 26. N 3. P. 240-255. DOI: 10.15372/KhUR20180303.
12. **Romero-Zeron L.** Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. InTech. 2016. 200 p. DOI: 10.5772/61394.
13. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V.** Trends and prospects for the development of physical and chemical methods for increasing oil recovery from heavy oil fields (review). *Chemistry for Sustainable Development [Khimiya v Interesah Ustoichivogo Razvitiya]*. 2018. V. 26. N 3. P. 261-277 (in Russian). DOI: 10.15372/KhUR20180303.
14. **Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S.** Deep Eutectic Solvents (DESS) and Their Applications. *Chem. Rev.* 2014. N 114 (21). P. 11060–11082. DOI: 10.1021/cr300162p.
15. **Marcus Y.** Deep Eutectic Solvents. Switzerland AG: Springer Internat. 2019. 200 p. DOI: 10.1007/978-3-030-00608-2.
16. **Qin H., Hu X., Wang J., Cheng H., Chen L., Qi Z.** Overview of acidic deep eutectic solvents on synthesis, properties and applications. *Green Energy Environ.* 2020. V. 5. N 1. P. 8–21. DOI: 10.1016/j.gee.2019.03.002.
17. **Abbott A.P., Capper G., Davies D.L., Rasheed R.K., Tambyrajah V.** Novel solvent properties of choline chloride/urea mixtures. *Chem. Commun.* 2003. N 1. P. 70–71. DOI: 10.1039/b210714g.
18. **Li X., Choi J., Ahn W.-S.S., Row K.H.** Preparation and Application of Porous Materials based on Deep Eutectic Solvents. *Crit. Rev. Anal. Chem.* 2018. V. 48. N 1. P. 73–85. DOI: 10.1080/10408347.2017.1383881.
19. **Wang XiuLi, Lu Y., Shi L., Yang D., Yang Y.** Novel low viscous hydrophobic deep eutectic solvents liquid-liquid microextraction combined with acid base induction for the determination of phthalate esters in the packed milk samples. *Microchem. J.* 2020. V. 159. 105332. DOI: 10.1016/j.microc.2020.105332.
20. **Ghaedi H., Lal B., Ayoub M., Shariff A. M., Sufian S.** Measurement and correlation of physicochemical properties of phosphonium-based deep eutectic solvents at several temperatures (293.15 K– 343.15 K) for CO₂ capture. *J. Chem. Thermodyn.* 2017. V. 113. P. 41–51. DOI: 10.1016/j.jct.2017.05.020.
21. **Ghaedi H., Ayoub M., Sufian S., Shariff A. M., Lal B., Wilfred C. D.** Density and refractive index measurements of transition-temperature mixture (deep eutectic analogues) based on potassium carbonate with dual hydrogen bond donors for CO₂ capture. *J. Chem. Thermodyn.* 2018. V. 118. P. 147–158. DOI: 10.1016/j.jct.2017.11.008.

- on potassium carbonate with dual hydrogen bond donors for CO₂ capture. *J. Chem. Thermodyn.* 2018. V. 118. P. 147–158. DOI: 10.1016/j.jct.2017.11.008.
22. **Ccancapa-Cartagena A., Masiá A., Picó Y.** Simultaneous determination of pyrethroids and pyrethrins by dispersive liquid-liquid microextraction and liquid chromatography triple quadrupole mass spectrometry in environmental samples. *Anal. Bioanal. Chem.* 2017. V. 409. N 20. P. 4787–4799. DOI: 10.1007/s00216-017-0422-7.
23. **Song Xueyi, Yuan Junjie, Yang Chen, Deng Gaofeng, Wang Zhichao, Gao Jubao.** Carbon dioxide separation performance evaluation of amine-based versus choline-based deep eutectic solvents Author links open overlay panel. *Renew. and Sustain. Energy Rev.* 2023. V. 184. 113499. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113499
24. **Sanati A., Malayeri M.R., Busse O., Weigand J.J.** Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents in oil operations: Progress and challenges. *J. Molec. Liq.* 2022. V. 361. 119641. DOI: 10.1016/j.molliq.2022.119641.
25. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В.** Нефтьевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы.* 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281–288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5.
26. **Козлов В.В., Шолитодов М.Р., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А.** Исследование эффективности применения кислотной химической нефтьевытесняющей композиции ГБК. *Химия в интересах устойчивого развития.* 2021. Т. 29. № 2. С. 148–152. DOI: 10.15372/KhUR2021288.
27. **Шолитодов М.Р., Сайденцаль А.Р., Алтунина Л.К., Козлов В.В., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А.** Оценка эффективности кислотной композиции ГБК при вытеснении маловязкой и высоковязкой нефти. *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* 2023. Т. 66. Вып. 11. С. 101–109. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.8t.
28. **Кувшинов И.В., Алтунина Л.К., Козлов В.В., Шолитодов М.Р., Рождественский Е.А.** Эффективность многофункциональных нефтьевытесняющих и потокоотклоняющих композиций в неоднородных пластах. *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* 2023. Т. 66. Вып. 11. С. 92–100. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.5t.
29. **Давлетов З.Р., Пахомов М.Д., Мурзатаева М.К., Дингес В.Ю.** Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе. М.: РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. 51 с.
30. **Sholidodov M.R., Kozlov V.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A.** Laboratory testing of acidic EOR oil-displacing compositions based on surfactants, inorganic acid adduct and polyols. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.* 2022. V. 15. N 2. P. 186–196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.
31. **Sholidodov M.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Saidentsal A.R.** Acidic oil-displacing system based on deep eutectic solvents and surfactants: development, physical and chemical studies, evaluation of its effect on the composition and properties of oil. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.* 2023. 16(3). P. 337–349.
32. Паспорт и инструкция по эксплуатации Индикатора скорости коррозии МОНИКОР-2М. – https://www.monikor.ru/doc/schems_skm.rar.
22. **Ccancapa-Cartagena A., Masiá A., Picó Y.** Simultaneous determination of pyrethroids and pyrethrins by dispersive liquid-liquid microextraction and liquid chromatography triple quadrupole mass spectrometry in environmental samples. *Anal. Bioanal. Chem.* 2017. V. 409. N 20. P. 4787–4799. DOI: 10.1007/s00216-017-0422-7.
23. **Song Xueyi, Yuan Junjie, Yang Chen, Deng Gaofeng, Wang Zhichao, Gao Jubao.** Carbon dioxide separation performance evaluation of amine-based versus choline-based deep eutectic solvents Author links open overlay panel. *Renew. and Sustain. Energy Rev.* 2023. V. 184. 113499. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113499
24. **Sanati A., Malayeri M.R., Busse O., Weigand J.J.** Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents in oil operations: Progress and challenges. *J. Molec. Liq.* 2022. V. 361. 119641. DOI: 10.1016/j.molliq.2022.119641.
25. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V.** Oil-displacing surfactant composition with adjustable viscosity to increase oil recovery from highly viscous oil deposits. *Georesursy.* 2016. V. 18. N 4. P. 1. P. 281–288 (in Russian). DOI: 10.18599/grs.18.4.5.
26. **Kozlov V.V., Sholidodov M.R., Altunina L.K., Stas'eva L.A.** Study of the effectiveness of using the acidic chemical oil-displacing composition GBK. *Chemistry for Sustainable Development [Khimiya v Interesah Ustoichivogo Razvitiya].* 2021. V. 29. N 2. P. 148–152 (in Russian). DOI: 10.15372/KhUR2021288.
27. **Sholidodov M.R., Saidentsal A.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A.** Evaluation of the effectiveness of the acid composition of GBK in displacing low-viscosity and high-viscosity oil. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.].* 2023. V. 66. N 11. P. 101–109 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.8t.
28. **Kuvshinov I.V., Altunina L.K., Kozlov V.V., Sholidodov M.R., Rozhdestvenskii E.A.** Efficiency of multifunctional oil-displacing and flow-diverting compositions in heterogeneous formations. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.].* 2023. V. 66. N 11. P. 92–100 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.5t.
29. **Davletov Z.R., Pakhomov M.D., Murzataeva M.K., Dinges V.U.** Selection of the optimal acid composition for successful treatment of the bottomhole zone of a clayey terrirogenous reservoir based on information about the mineralogical composition. М.: RGU of Oil and Gas named after. I.M. Gubkina. 2012. 51 p. (in Russian).
30. **Sholidodov M.R., Kozlov V.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A.** Laboratory testing of acidic EOR oil-displacing compositions based on surfactants, inorganic acid adduct and polyols. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.* 2022. V. 15. N 2. P. 186–196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.
31. **Sholidodov M.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Saidentsal A.R.** Acidic oil-displacing system based on deep eutectic solvents and surfactants: development, physical and chemical studies, evaluation of its effect on the composition and properties of oil. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.* 2023. 16(3). P. 337–349.
32. Passport and operating instructions of the corrosion rate indicator MONIKOR-2M – https://www.monikor.ru/doc/schems_skm.rar.

Поступила в редакцию (Received) 29.02.2024

Принята к опубликованию (Accepted) 12.04.2024