

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ И ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ****И.В. Кувшинов, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, М.Р. Шолитодов, Е.А. Рождественский**

Иван Владимирович Кувшинов (ORCID 0000-0002-1033-1888), Любовь Константиновна Алтунина (ORCID 0000-0001-9502-1864)\*, Владимир Валерьевич Козлов (ORCID 0000-0002-3381-2692), Мехроб Рустамбекович Шолитодов (ORCID 0000-0002-6642-9374), Евгений Александрович Рождественский (0000-0003-3547-2828)

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

E-mail: ivan509616@mail.ru, alk@ipc.tsc.ru\*, kozlov\_vv2004@mail.ru, sholidodov93@inbox.ru, rea876@ipc.tsc.ru

*В данной работе были проанализированы результаты проведения серии лабораторных экспериментов по вытеснению нефти из неоднородной модели пласта, представленной параллельными колонками с керновым материалом, насыщенным нефтью, с различной проницаемостью, с общим входом и раздельным выходом. В ходе экспериментов оценивался прирост коэффициента вытеснения нефти водой при прокачке через модель оторочек многофункциональных нефтевытесняющих и потокоотклоняющих композиций ГБК и МИКА, разработанных в ИХН СО РАН. Рассмотренные в статье многофункциональные нефтевытесняющие и потокоотклоняющие композиции МИКА и ГБК показали свою эффективность в ходе проведенных фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти из неоднородной модели пласта. Прирост коэффициента нефтеизвлечения в каждом эксперименте наблюдался как по высокопроницаемой, так и по низкопроницаемой колонке. Средний прирост коэффициента извлечения нефти составил 16,9%, при максимальных значениях до 29,9% по модели в целом, и до 49% по отдельной колонке. Для анализа результатов эксперимента были определены параметры, характеризующие неоднородность модели и потока и показывающие изменение потоков за счет их перераспределения после введения композиции. Зависимость прироста коэффициента нефтевытеснения от выбранных параметров позволила оценить вклад в общий результат различных механизмов увеличения извлечения нефти – собственно нефтевытеснения за счет моющих свойств композиции, и перераспределения потоков в неоднородной модели за счет вязкости композиции. Согласно проведенному анализу результатов эксперимента, соотношение прироста коэффициента извлечения нефти от нефтевытеснения и перераспределения определено как 70:30. Более значимую роль играют нефтевытесняющие свойства, но вклад от перераспределения потоков является значимым, и он тем больше, чем выше неоднородность. Полученные результаты могут быть использованы при выборе объектов промышленного применения композиций – отдельных скважин, участков, пластов и месторождений, и для прогнозирования технико-экономического эффекта.*

**Ключевые слова:** химические методы увеличения нефтеотдачи, нефтевытесняющие композиции, фильтрационные эксперименты, вытеснение нефти, заводнение, ПАВ, потокоотклоняющие технологии, добыча нефти

**Для цитирования:**

Кувшинов И.В., Алтунина Л.К., Козлов В.В., Шолитодов М.Р., Рождественский Е.А. Эффективность многофункциональных нефтевытесняющих 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.

**For citation:**

Kuvshinov I.V., Altunina L.K., Kozlov V.V., Sholidodov M.R., Rozhdestvensky E.A. Efficiency of multifunctional oil-displacing and flow-diverting compositions in heterogeneous reservoirs. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*, 2023. V. 66. N 11. P. 92–100. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.5t.

## EFFICIENCY OF MULTIFUNCTIONAL OIL-DISPLACING AND FLOW-DIVERTING COMPOSITIONS IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS

I.V. Kuvshinov, L.K. Altunina, V.V. Kozlov, M.R. Sholidodov, E.A. Rozhdestvensky

Ivan V. Kuvshinov (ORCID 0000-0002-1033-1888), Lyubov K. Altunina (ORCID 0000-0001-9502-1864)\*, Vladimir V. Kozlov (ORCID 0000-0002-3381-2692), Mekhrob R. Sholidodov (ORCID 0000-0002-6642-9374), Evgeny A. Rozhdestvensky (0000-0003-3547-2828)

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

E-mail: ivan509616@mail.ru, alk@ipc.tsc.ru\*, kozlov\_vv2004@mail.ru, sholidodov93@inbox.ru, rea876@ipc.tsc.ru

*In this paper, we analyzed the results of a series of laboratory experiments on oil displacement from a heterogeneous reservoir model, represented by parallel columns with oil-saturated core material with different permeability with a common inlet and a separate outlet. In the course of the experiments, the increase in the coefficient of oil displacement by water was estimated when injecting into the model batches of multifunctional oil-displacing and flow-diverting compositions of GBK and MIKA, developed at the IPC SB RAS. The multifunctional oil-displacing and flow-diverting compositions MIKA and GBK considered in the article showed their effectiveness in the course of filtration experiments to displace oil from a heterogeneous reservoir model. The increase in the oil recovery factor in each experiment was observed both in the high-permeability and in the low-permeability column. The average increase in the oil recovery factor was 16.9%, with maximum values up to 29.9% for the model as a whole, and up to 49 % for a separate column. To analyze the results of the experiment, parameters were determined that characterize the heterogeneity of the model and flow, and show the change in flows due to their redistribution after the injection of the composition. The dependence of the increase in the oil displacement efficiency on the selected parameters made it possible to evaluate the contribution to the overall result of various mechanisms for increasing oil recovery – the actual oil displacement due to the oil-displacing properties of the composition, and the redistribution of flows in a heterogeneous model due to the viscosity of the composition. According to the analysis of the results of the experiment, the ratio of the increase in the oil recovery factor from oil displacement and redistribution is defined as 70:30. Oil-displacing properties play a more significant role, but the contribution from the redistribution of flows is significant, and it is the greater, the higher the heterogeneity. The results obtained can be used in the selection of objects for the commercial use of compositions – individual wells, sections, reservoirs and oilfields, and for predicting the technical and economic effect.*

**Key words:** chemical methods of enhanced oil recovery, oil-displacing compositions, filtration experiments, oil displacement, flooding, surfactant, flow-diverting technologies, oil production

### ВВЕДЕНИЕ

При добыче нефти методом заводнения, когда нагнетаемая в пласт вода обеспечивает вытеснение нефти, применяются два основных типа химических реагентов – нефтewытесняющие и потокоотклоняющие. Нефтewытесняющие – это, как правило, составы, содержащие ПАВ, которые изменяют поверхностное натяжение в системе нефть

– вода – порода, тем самым увеличивая подвижность нефтяной фазы и обеспечивая дополнительный отмыв нефти, в том числе тяжелой и высоковязкой [1, 2]. Потокоотклоняющие – это различные гели, золи и другие вязкие и вязкоупругие составы, которые применяются для предотвращения прорывов воды в добывающую скважину, блокирования высокопроницаемых зон пласта, промываемых водой в первую очередь, чтобы увеличить охват пла-

ста заводнением. Как правило, это различные полимеры, самым широко используемым из которых является полиакриламид [3-5].

При использовании химических реагентов при заводнении существуют два основных метода их введения: первый – это постоянное дозированное введение реагента небольшой концентрации в нагнетаемую воду, например, полимерное заводнение. Второй – это нагнетание концентрированной оторочки реагента конечного объема, а затем продавливание ее фронтом вытеснения по пласту. В данной работе рассматривается именно этот метод, закачка оторочки химической композиции с последующим возобновлением нагнетания воды.

Перспективным методом для заводнения с применением реагентов является комбинирование реагентов различного назначения, потокоотклоняющих и нефтеотмывающих в одном составе. Для постоянной закачки примером является ПАВ-полимерное или щелочно – ПАВ – полимерное заводнение (Alkali-Surfactant-Polymer, ASP flooding) [6, 7]. В данной статье рассматриваются закачиваемые оторочками композиции, которые являются как нефтеотмывающими за счет ПАВ и других реагентов, так и потокоотклоняющими, за счет изменяемой вязкости.

В качестве базовых композиций ПАВ для детального исследования нефтевытесняющей способности были выбраны многофункциональные композиции ГБК и МИКА нового типа, созданные в ИХН СО РАН на основе методов «зеленой химии» с применением глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) [8-16]. Композиции ГБК и МИКА – нефтевытесняющие наноструктурированные композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, имеют регулируемую вязкость и высокую нефтевытесняющую способность, сохраняют непосредственно в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [17-22].

Для карбонатных коллекторов наибольшую эффективность показала нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Все используемые реагенты являются продуктами многотоннажного промышленного производства [23]. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (-20 – -50 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, применима в широком интер-

вале температур, от 10 до 200 °С, 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. Совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин, высокая нефтевытесняющая способность, приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта. В результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, выделяется  $\text{CO}_2$ , который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. При этом pH композиции повышается с 2,8-3,1 до 8,8-10,0, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт.

Композиция ГБК показала высокую эффективность в промышленных условиях. Так, после закачки кислотной композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважин на пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения наблюдалось увеличение дебитов по нефти на 5,5-14,8 т/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15-25 м<sup>3</sup>/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес., по результатам 19 мес. после обработки – 185 т/мес., то есть прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес. на скважину. Дополнительно добытая нефть за весь период наблюдения (19 мес.) составила ~20 000 т по 10 скважинам, ~ 2000 т/скв. По результатам проведенных работ технология была рекомендована к промышленному применению [24].

Следует отметить высокую технологичность данных композиций, их эффективность для разработки месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне.

Многофункциональная композиция МИКА (МФК МИКА) с регулируемой вязкостью и высокой нефтевытесняющей способностью на основе ПАВ, солей алюминия и аммония, аддукта многоосновной неорганической кислоты, карбамида и полиола, является и нефтевытесняющей, и потокоотклоняющей, обеспечивает увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) как за счет прироста коэффициента вытеснения, так и охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием

[25-26]. В качестве многоосновной кислоты использовали борную кислоту, в качестве полиола – глицерин. Высокая буферная емкость композиции в широком диапазоне рН, 2,5-10,0 ед. рН, обеспечивается комплексом буферных систем: в кислой области рН, 2,5-4,0 ед. рН, системой «полиолборная кислота и ее соль», в щелочной области рН – аммиачно-боратной буферной системой.

МФК МИКА имеет низкое межфазное натяжение и низкую температуру замерзания (-20 – -50 °С), пролонгированную реакцию с карбонатными породами, совместима с минерализованными пластовыми водами, предотвращает образование нерастворимых продуктов реакции, увеличивает проницаемость пластов-коллекторов. Композиция применима для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей, в Арктической зоне.

При низких температурах, 20-70 °С, МФК является кислотной, аналогичной композиции ГБК, но более эффективной, так как имеет более низкое значение рН за счет влияния соли алюминия. Высокая буферная емкость в кислой области рН и регулируемая вязкость обеспечиваются наличием комплексов полиола и соли алюминия с ионами многоосновной кислоты, в частности, борат-ионами. В области температур 70 °С и выше, где вязкость полиола снижается, регулируемая вязкость композиции и высокая буферная емкость в щелочной области рН обеспечиваются по другому механизму. Карбамид, входящий в состав композиции, при тепловом воздействии гидролизует с образованием CO<sub>2</sub>, который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, и аммиака NH<sub>3</sub>, который с полиолборной кислотой и солью аммония дает щелочную боратно-аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения. При этом обеспечивается максимальное нефтевытеснение и минимальная адсорбция ПАВ на породе пласта [26-28].

Повышение рН вызывает также гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость МФК МИКА увеличится на 1-2 порядка, но композиция остается подвижной. Величина вязкости композиции регулируется концентрацией соли алюминия. Увеличение вязкости МФК МИКА приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву. Экспериментально установлено, что после термостатирования нефти при 90-250 °С с композицией ее температура застывания снижается на 11-16° и кратно, в 2-5 раз, уменьшается вязкость нефти [25, 26].

В 2020-2022 гг. успешно проведены опытно-промышленные испытания новой технологии увеличения нефтеотдачи с применением многофункциональной композиции МИКА в комбинации с закачкой горячей воды (210 °С) на опытном участке пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения (7 нагнетательных скважин, 76 добывающих скважин).

Исследование многофункциональных нефтевытесняющих композиций ГБК и МИКА при температуре 23-27 °С показало их стабильность: отсутствие разделения компонентов, отсутствие осадка или помутнения. Была установлена полная совместимость композиций ГБК и МИКА с пластовыми водой и нефтью ряда месторождений центральной России и Западной Сибири: отсутствие осадков, сгустков и т.д. Установлена растворяющая способность нефтевытесняющих композиций ГБК и МИКА по отношению к породе коллектора различной природы.

#### МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

При применении нефтевытесняющих композиций с высокой вязкостью на основе ПАВ для увеличения нефтеотдачи, важным фактором является выбор объектов, наиболее подходящих для данных композиций с точки зрения механизма их действия. Лабораторное моделирование обработок пласта композициями, в том числе проведение фильтрационных экспериментов на неоднородных моделях пласта, дает необходимые данные для выработки критериев выбора объектов и обоснование для проведения промысловых экспериментов.

В данной работе рассматриваются результаты проведения серии экспериментов на фильтрационной установке с двумя параллельными колонками, с разной проницаемостью, с общим входом и раздельным выходом. Эксперименты моделировали условия применения разработанных в ИХН СО РАН нефтевытесняющих композиций ГБК и МИКА для одного из месторождений в центральной России. Схема установки представлена на рис. 1.

Для исследования фильтрационных характеристик модели неоднородного пласта с использованием кислотных нефтевытесняющих композиций ГБК и МИКА были приготовлены модели неоднородного пласта месторождения центральной России, состоящие из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различную проницаемость. Было проведено 7 экспериментов по фильтрации, на колонках с различным соотношением проницаемостей и подвижностей жидкости в них. Исходные данные для проведенных экспериментов представлены в табл. 1.

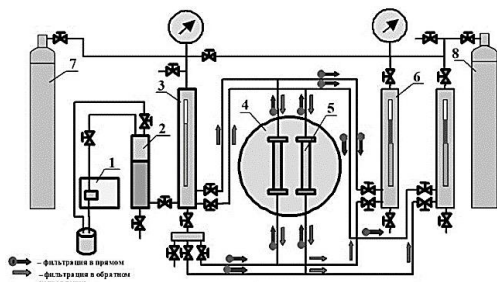


Рис. 1. Схема фильтрационной установки: 1 – насос, 2 – контейнер разделительный, 3 – демпфер-мерник, 4 – термошкаф, 5 – колонки с пористой средой, 6 – мерники для нефти и воды, 7 – баллон со сжатым воздухом, 8 – баллон для противодействия

Fig. 1. Scheme of the filtration plant: 1 – pump, 2 – separating container, 3 – buffer-measurer, 4 – oven, 5 – columns with a porous medium, 6 – measurer for oil and water, 7 – cylinder with compressed air, 8 – cylinder for counterpressure

Модели неоднородного пласта последовательно насыщали пластовой водой и изовязкозной моделью нефти (дегазированная нефть с добавлением керосина), с вязкостью 40-60 мПа·с. Затем, при температуре 24 °С, проводили вытеснение нефти водой ~3,5 порового объема модели, с замером коэффициента вытеснения нефти по обеим колонкам, потом в модель закачивали оторочку композиции ГБК или МИКА (~ 0,3-0,5 порового объема), и далее продолжали закачку воды до завершения дополнительного выхода нефти, и определяли увеличение коэффициента вытеснения нефти по каждой из колонок.

Таблица 1

**Исходные данные для фильтрационных экспериментов**

**Table 1. Initial data for filtration experiments**

Модель, №	Композиция	№ колонки	Газопроницаемость колонок, мкм <sup>2</sup>	Отношение подвижностей жидкости в колонках до композиции
1	ГБК	1	2,270	1,18 : 1
		2	1,173	
2	ГБК	1	2,367	9,9 : 1
		2	1,068	
3	ГБК	1	0,610	39,8 : 1
		2	0,194	
4	ГБК	1	0,471	4,45 : 1
		2	0,282	
5	МИКА	1	1,806	1,08 : 1
		2	1,016	
6	МИКА	1	1,918	3,37 : 1
		2	0,810	
7	МИКА	1	0,670	18,2 : 1
		2	0,242	

Таблица 2

**Результаты фильтрационных экспериментов**

**Table 2. Results of filtration experiments**

Модель, №	№ колонки	Отношение подвижностей жидкости в колонках после композиции	Коэффициент вытеснения нефти, %		
			водой	водой и композицией	Прирост за счет композиции
1	1	1,37 : 1	54,7	70,4	15,7
	2		23,3	39,5	16,2
2	1	1 : 1,48	52,5	67,6	15,1
	2		31,0	60,9	29,9
3	1	2,29 : 1	49,3	58,2	8,9
	2		0,0	49,0	49,0
4	1	1,07 : 1	53,3	58,6	5,3
	2		41,4	56,0	14,6
5	1	1 : 1,25	51,7	77,3	25,6
	2		30,5	35,9	5,4
6	1	2,49 : 1	58,5	65,2	6,7
	2		45,4	61,1	15,7
7	1	2,48 : 1	55,8	64,0	8,2
	2		29,4	49,8	20,4

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты экспериментов в численном виде представлены в табл. 2.

Было проанализировано влияние параметров модели пласта, проницаемостей колонок и относительных подвижностей жидкости в них, на эффективность действия композиций. Результаты анализа представлены на рис. 2, 3 и 4 в графическом виде.

По рис. 2 можно сделать вывод, что чем ниже проницаемость низкопроницаемой модели, или неохваченной заводнением области пласта, тем эффективнее будет использование композиций, т.е. для промысловых работ необходимо выбирать объекты, в которых присутствуют низкопроницаемые зоны.

Графики на рис. 3 и 4 позволяют оценить вклад различных механизмов влияния композиции на вытеснение нефти. Для построения графиков были выделены параметры, характеризующие неоднородность модели и потоков жидкости, и их изменение в процессе эксперимента.

Параметр, характеризующий неоднородность модели и потока – это соотношение подвижности жидкостей в колонках до закачки композиции. Параметр, показывающий изменение потоков за счет их перераспределения после введения композиции – это отношение подвижности жидкости по низкопроницаемой колонке после введения композиции к подвижности до введения композиции, т.е. кратность изменения этой подвижности. Соответственно, на рис. 3 и 4 представлены зависимости прироста коэффициента нефтевытеснения как по отдельным колонкам, так и по модели в среднем, от выбранных параметров.

По рис. 3 и 4 видно, что существует стабильный прирост вытеснения нефти по высокопроницаемой колонке, на который практически не оказывает влияние неоднородность модели и перераспределение потоков, со средним по табл. 2 значением 12,2%. Средний прирост по низкопроницаемой колонке 21,6%, в среднем по модели 16,9%, и этот прирост тем выше, чем больше различие подвижностей жидкостей в колонках до эксперимента (рис. 3), и чем сильнее перераспределится поток в низкопроницаемую колонку (рис. 4). Вклад в прирост вытеснения по 1-й колонке можно принять, как вклад за счет нефтевытесняющих свойств композиции. Общий прирост по модели обеспечивается нефтевытесняющими свойствами и перераспределением потоков жидкости.

Используя средние по модели значения, можно рассчитать доли вклада в общий эффект от нефтевытесняющих свойств композиции, и от перераспределения потоков. Вклад в общий эффект нефтевытесняющих свойств – это вклад от нефтевытеснения 12,2% / общий прирост 16,9%, что равно 70% (округлено до целых %), а вклад перераспределения потоков  $(16,9-12,2)/16,9 \sim 30\%$ . Эти выводы можно использовать при подборе объектов для промышленного применения композиций и оценки технико-экономического эффекта.

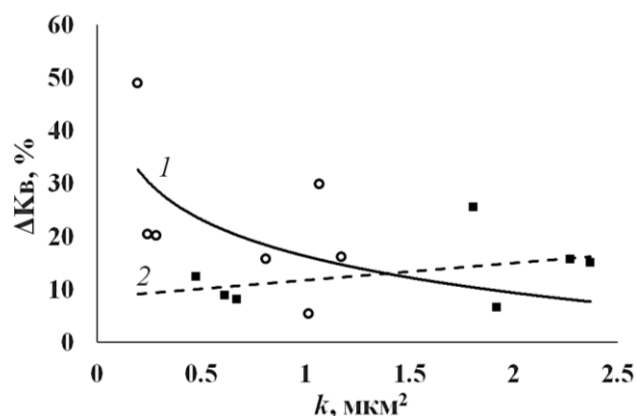


Рис. 2. Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти  $\Delta K_{в}$  после закачки композиций, от проницаемости  $k$  параллельных моделей пласта: 1 – по высокопроницаемой, 2 – по низкопроницаемой колонке

Fig. 2. Dependence of the increase in the oil displacement efficiency  $\Delta K_{в}$  after the injection of compositions, on the permeability  $k$  of parallel reservoir models: 1 – for high-permeability, 2 – for low-permeability column

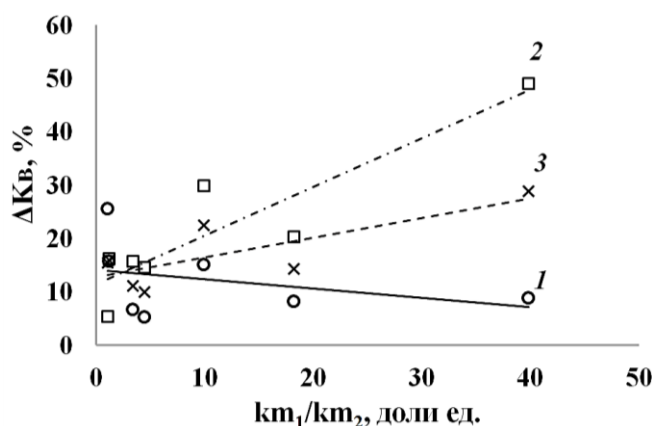


Рис. 3. Зависимость прироста коэффициента нефтевытеснения  $\Delta K_{в}$  от соотношения подвижностей в колонках  $km_1/km_2$  до введения композиции: 1 – по высокопроницаемой колонке, 2 – по низкопроницаемой колонке, 3 – в среднем по модели

Fig. 3. Dependence of the increase in the oil displacement efficiency  $\Delta K_{в}$  on the ratio of mobilities  $km_1/km_2$  in the columns before the introduction of the composition: 1 – for a high-permeability column, 2 – for a low-permeability column, 3 – average for the model



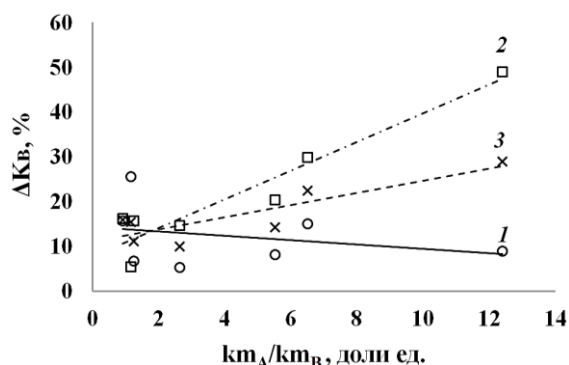


Рис. 4. Зависимость прироста коэффициента нефтевытеснения  $\Delta K_{в}$  от соотношения подвижности после/до закачки композиции  $km_A/km_B$  по низкопроницаемой колонке: 1 – по высокопроницаемой колонке, 2 – по низкопроницаемой колонке, 3 – в среднем по модели

Fig. 4. Dependence of the increase in the oil displacement efficiency  $\Delta K_{в}$  on the mobility ratio  $km_A/km_B$ , after/before injection of the composition through a low-permeability column: 1 – for a high-permeability column, 2 – for a low-permeability column, 3 – average for the model

### ВЫВОДЫ

Рассмотренные в статье многофункциональные нефтевытесняющие и потокоотклоняющие композиции МИКА и ГБК показали свою эффективность в ходе проведенных фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти из неоднородной модели пласта. Средний прирост коэффициента извлечения нефти составил 16,9%, при максимальных значениях до 29,9% по модели в целом, и до 49,0% по отдельной колонке.

Сформированы критерии для оценки вклада

различных механизмов увеличения извлечения нефти – собственно нефтевытеснения за счет моющих свойств композиции, и перераспределения потоков в неоднородной модели за счет вязкости композиции. Согласно проведенному анализу результатов эксперимента, соотношение прироста коэффициента извлечения нефти от нефтевытеснения и перераспределения определено как 70:30. Более значимую роль играют нефтевытесняющие свойства, но вклад от перераспределения потоков является значимым, и он тем больше, чем выше неоднородность модели (пласта). Полученные результаты могут быть использованы при выборе объектов промышленного применения композиций – отдельных скважин, участков, пластов и месторождений, и для прогнозирования технико-экономического эффекта.

### 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. Поletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babaev E.R., Movsumzade E.M. Исследование состава высоковязких тяжелых нефтей методом ядерной магнитно-резонансной спектроскопии. *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* 2021. Т. 64. Вып. 1. С. 52–58. DOI:10.6060/ivkkt.20216401.6261.
2. Миллер В.К., Иванова Л.В., Мансур Г., Уэртас Будилова С.К., Кошелев В.Н., Примерова О.В. Структурные особенности смол и асфальтенов нефтей месторождений Удмуртии. *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* 2021. Т. 64. Вып. 10. С. 113–118. DOI: 10.6060/ivkkt.20216410.6370.
3. Romero-Zeron Laura. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. *InTech.* 2016. 200 p. DOI: 10.5772/61394.
4. Dong X., Liu H., Chen Z., Keliu W., Ning L., Qichen Z. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (review). *Appl. Energy.* 2019. V. 239. P. 1190-1211. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.244.
5. 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.

### REFERENCES

1. Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babaev E.R., Movsumzade E.M. Study of composition of high-viscous heavy oils by method of nuclear magnetic resonant spectroscopy. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2021. V. 64. N 1. P. 52–58. DOI: 10.6060/ivkkt.20216401.6261.
2. Miller V.K., Ivanova L.V., Mansur G., Uertas Budilova S.K., Koshelev V.N., Primerova O.V. The structural features of resins and asphaltenes of Udmurtia oilfields. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2021. V. 64. N 10. P. 113–118. DOI: 10.6060/ivkkt.20216410.6370.
3. Romero-Zeron Laura. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. *InTech.* 2016. 200 p. DOI: 10.5772/61394.
4. Dong X., Liu H., Chen Z., Keliu W., Ning L., Qichen Z. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (review). *Appl. Energy.* 2019. V. 239. P. 1190-1211. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.244.
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields. *Russ. Chem. Rev.* 2007. V. 76. N 10. P. 971-987. DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723.

6. **Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A.** Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2012. V. 2. P. 67-74. DOI: 10.1007/s13202-012-0021-2.
7. **Sheng J.J.** A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Asia-Pacific J. Chem. Eng.* 2014. V. 9. N 4. P. 471-489. DOI: 10.1002/apj.1824.
8. **Marcus Yizhak.** Deep Eutectic Solvents. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG. 2019. 200 p. DOI: 10.1007/978-3-030-00608-2.
9. **Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S.** Deep Eutectic Solvents (DESs) and Their Applications. *Chem. Rev.* 2014. V. 114. N 21. P. 11060-11082. DOI: 10.1021/cr300162p.
10. **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.
11. **Kalhor P., Ghandi K.** Deep Eutectic Solvents for Pretreatment, Extraction, and Catalysis of Biomass and Food Waste. *Molecules.* 2019. V. 24. N 22. P. 4012. DOI: 10.3390/molecules24224012.
12. **Makris Dimitris P., Lalas Stavros I.** Glycerol and Glycerol-Based Deep Eutectic Mixtures as Emerging Green Solvents for Polyphenol Extraction: The Evidence So Far. *Molecules.* 2020. V. 25. N 24. P. 5842. DOI: 10.3390/molecules25245842.
13. **Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P., Al-Hajri R.** Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs. *J. Petr. Sci. Eng.* 2016. V. 144. P. 66-75. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.02.034.
14. **El-hoshoudy A.N., Soliman F.S., Mansour E.M., Zaki T.A.** Experimental and theoretical investigation of quaternary ammonium-based deep eutectic solvent for secondary water flooding. *J. Molec. Liq.* 2019. V. 294. P. 111621. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.111621.
15. **Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Al-Hajri R., Jibril B., Mosavat N.** Sequential deep eutectic solvent and steam injection for enhanced heavy oil recovery and in-situ upgrading. *Fuel.* 2017. N 187. P. 417-428. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.09.077.
16. **Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Jibril B., Al-Hajr R., Shuwa S.** The novel use of deep eutectic solvents for enhancing heavy oil recovery. *J. Petr. Sci. Eng.* 2015. V. 130. P. 6-15. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.03.018.
17. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A.** Surfactant-Based Compositions for Enhanced Oil Recovery in Arctic High-Viscosity Oil Fields. *Petrol. Chem.* 2022. V. 62. N 2. P. 169-182. DOI: 10.1134/S0965544122060056.
18. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Чертенков М.В., Андреев Д.В., Карманов А.Ю.** Увеличение нефтеотдачи пермо-карбониферной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения физико-химическими и комплексными технологиями (обзор). *Журн. Сибир. фед. ун-та. Сер.: Химия.* 2018. Т. 11. № 4. С. 462-476. DOI: 10.17516/1998-2836-0091.
19. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.** Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти. *Химия в интересах устойчив. развития.* 2018. Т. 26. № 3. С. 261-277. DOI: 10.15372/KhUR20180303.
6. **Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A.** Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2012. V. 2. P. 67-74. DOI: 10.1007/s13202-012-0021-2.
7. **Sheng J.J.** A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Asia-Pacific J. Chem. Eng.* 2014. V. 9. N 4. P. 471-489. DOI: 10.1002/apj.1824.
8. **Marcus Yizhak.** Deep Eutectic Solvents. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG. 2019. 200 p. DOI: 10.1007/978-3-030-00608-2.
9. **Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S.** Deep Eutectic Solvents (DESs) and Their Applications. *Chem. Rev.* 2014. V. 114. N 21. P. 11060-11082. DOI: 10.1021/cr300162p.
10. **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.
11. **Kalhor P., Ghandi K.** Deep Eutectic Solvents for Pretreatment, Extraction, and Catalysis of Biomass and Food Waste. *Molecules.* 2019. V. 24. N 22. P. 4012. DOI: 10.3390/molecules24224012.
12. **Makris Dimitris P., Lalas Stavros I.** Glycerol and Glycerol-Based Deep Eutectic Mixtures as Emerging Green Solvents for Polyphenol Extraction: The Evidence So Far. *Molecules.* 2020. V. 25. N 24. P. 5842. DOI: 10.3390/molecules25245842.
13. **Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P., Al-Hajri R.** Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs. *J. Petr. Sci. Eng.* 2016. V. 144. P. 66-75. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.02.034.
14. **El-hoshoudy A.N., Soliman F.S., Mansour E.M., Zaki T.A.** Experimental and theoretical investigation of quaternary ammonium-based deep eutectic solvent for secondary water flooding. *J. Molec. Liq.* 2019. V. 294. P. 111621. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.111621.
15. **Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Al-Hajri R., Jibril B., Mosavat N.** Sequential deep eutectic solvent and steam injection for enhanced heavy oil recovery and in-situ upgrading. *Fuel.* 2017. N 187. P. 417-428. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.09.077.
16. **Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Jibril B., Al-Hajr R., Shuwa S.** The novel use of deep eutectic solvents for enhancing heavy oil recovery. *J. Petr. Sci. Eng.* 2015. V. 130. P. 6-15. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.03.018.
17. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A.** Surfactant-Based Compositions for Enhanced Oil Recovery in Arctic High-Viscosity Oil Fields. *Petrol. Chem.* 2022. V. 62. N 2. P. 169-182. DOI: 10.1134/S0965544122060056.
18. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Andreev D.V., Karmanov A.Yu.** Enhanced oil recovery from Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil in the Usinsk oilfield with physicochemical and complex technologies. *Zhurn. Sibir. Fed. Univ. Khimiya.* 2018. V. 11. N 4. P. 462-476 (in Russian). DOI: 10.17516/1998-2836-0091.
19. **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. *Chem. Sustain. Dev.* 2018. V. 26. N 3. P. 240-255. DOI: 10.15372/KhUR20180303.



20. **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. Siber. Fed. Univ. Chem.* 2022. V. 15. N 2. P. 186-196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.
21. **Кувшинов И.В., Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.** Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием. *Журн. Сибир. фед. ун-та. Сер.: Химия.* 2019. Т. 12. № 4. С. 473-482. DOI: 10.17516/1998-2836-0143.
22. **Кувшинов В.А., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.** Исследование кислотности донорно-акцепторных комплексов борной кислоты с полиолами для нефтевытесняющих композиций. *Журн. Сибир. фед. ун-та. Сер.: Химия.* 2019. Т. 12. № 3. С. 364-373. DOI: 10.17516/1998-2836-0133.
23. **Козлов В.В., Шолитодов М.Р., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А.** Исследование эффективности применения кислотной химической нефтевытесняющей композиции ГБК. *Химия в интересах устойчив. развития.* 2021. Т. 29. № 2. С. 148-152. DOI: 10.15372/KhUR2021288.
24. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.** Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений. *Георесурсы.* 2019. Т. 21. № 4. С. 103-113. DOI: 10.18599/grs.2019.4.103-113.
25. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A.** Multifunctional composition based on surfactants and a complex of buffer systems to enhance oil recovery of high-viscosity oil deposits. *J. Siber. Fed. Univ. Chem.* 2021. V. 14. N 1. P. 30-37. DOI: 10.17516/1998-2836-0213.
26. **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 устойчив. развития.* 2023. Т. 31. С. 140-152. DOI: 10.15372/CSD2023448.
27. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Kozlov V.V.** Multifunctional Chemical Oil-Displacing Composition: From Laboratory to Field. *AIP Conf. Proc.* 2022. V. 2509. 020014. DOI: 10.1063/5.0084768.
28. **Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K.** Analysis of Oil-Displacing Composition Components as Tracers in a Fractured Reservoir. *AIP Conf. Proc.* 2022. V. 2509. 020122. DOI: 10.1063/5.0084786.
20. **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. Siber. Fed. Univ. Chem.* 2022. V. 15. N 2. P. 186-196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.
21. **Kuvshinov I.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A.** Combined well treatment with various chemical compositions and thermal methods. *Zhurn. Sibir. Fed. Univ. Khimiya.* 2019. V. 12. N 4. P. 473-482. (in Russian). DOI: 10.17516/1998 2836 0143.
22. **Kuvshinov V.A., Altunina L.K., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V.** Acidity Study of Donor-Acceptor Complexes of Boric Acid with Polyols for Oil Displacing Compositions. *Zhurn. Sibir. Fed. Univ. Khimiya.* 2019. V. 12. N 3. P. 364-373 (in Russian). DOI: 10.17516/1998-2836-0133.
23. **Kozlov V.V., Sholidodov M.R., Altunina L.K., Stasyeva L.A.** Investigation of the efficiency of applying the acid chemical oil-displacing composition GBK. *Chem. Sustain. Dev.* 2021. V. 29. N 2. P. 143-147. DOI: 10.15372/KhUR2021288.
24. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A.** Multifunctional composition based on surfactants and a complex of buffer systems to enhance oil recovery of high-viscosity oil deposits. *Georesursy.* 2019. V. 14. N 1. P. 103-113 (in Russian). DOI: 10.17516/1998-2836-0213.
25. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A.** Multifunctional composition based on surfactants and a complex of buffer systems to enhance oil recovery of high-viscosity oil deposits. *J. Siber. Fed. Univ. Chem.* 2021. V. 14. N 1. P. 30-37. DOI: 10.17516/1998-2836-0213.
26. **Altunina L.K., Stasyeva 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. *Khim. Interesakh Ust. Razv.* 2023. V. 31. P. 140-152 (in Russian). DOI: 10.15372/CSD2023448.
27. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Kozlov V.V.** Multifunctional Chemical Oil-Displacing Composition: From Laboratory to Field. *AIP Conf. Proc.* 2022. V. 2509. 020014. DOI: 10.1063/5.0084768.
28. **Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K.** Analysis of Oil-Displacing Composition Components as Tracers in a Fractured Reservoir. *AIP Conf. Proc.* 2022. V. 2509. 020122. DOI: 10.1063/5.0084786.

Поступила в редакцию 28.06.2023  
Принята к опубликованию 11.07.2023

Received 28.06.2023  
Accepted 11.07.2023