

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ ГБК ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ МАЛОВЯЗКОЙ И ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

М.Р. Шолидодов, А.Р. Сайденцаль, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева

Мехроб Рустамбекович Шолидодов (ORCID 0000-0002-6642-9374)*, Анастасия Романовна Сайденцаль (ORCID 0009-0009-5811-93966), Любовь Константиновна Алтунина (ORCID 0000-0001-9502-1864), Владимир Валерьевич Козлов (ORCID 0000-0002-3381-2692), Владимир Александрович Кувшинов (ORCID 0000-0002-1718-9853), Любовь Анатольевна Стасьева (ORCID 0000-0002-1010-2778)

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

E-mail: sholidodov93@inbox.ru*, saydentsal_ar@mail.ru, alk@ipc.tsc.ru, kozlov_vv2004@mail.ru, vak2@ipc.tsc.ru, lkhn304@ipc.tsc.ru

Поиск способов модифицирования цеолитных катализаторов для процессов. В работе представлены результаты лабораторных исследований влияния кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК, разработанной в Институте химии нефти СО РАН, на фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта и сравнительная оценка ее эффективности в процессе вытеснения нефти из карбонатной породы коллектора для «средней», с повышенной вязкостью нефти месторождения Поволжья и тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения. На основании результатов физического моделирования проведена оценка эффективности композиции применительно к условиям месторождений, находящихся на ранней и поздней стадиях разработки. Процесс нефтевытеснения с применением композиции проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 20-26 °С для моделей неоднородного пласта месторождения Поволжья, а также при естественном режиме разработки, паротепловом и пароциклическом воздействии при температуре 150 °С для моделей неоднородного пласта Усинского месторождения. Установлено, что обработка модели неоднородного пласта кислотной нефтевытесняющей композицией ГБК приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения как при низких, так и при высоких температурах, за счет нефтеотмывающей способности композиции, а также за счет перераспределения и выравнивания фильтрационных потоков в модели неоднородного пласта, увеличения охвата пласта воздействием и восстановления его начальной проницаемости. В результате фильтрационных исследований было показано, что для месторождений легких и «средних» с повышенной вязкостью нефтей рекомендуется применять композицию при естественном режиме разработки, а для месторождения высоковязких тяжелых нефтей рекомендуется комплексное использование композиции совместно с паротепловым или пароциклическим воздействием.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов, нефтевытесняющая композиция, ПАВ, тяжелые высоковязкие нефти, коэффициент извлечения нефти, выравнивание фильтрационных потоков, коэффициент охвата пласта

Для цитирования:

Шолидодов 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.

For citation:

Sholidodov M.R., Saidentsal A.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Evaluation of the GBA acid composition in the displacement of low-viscosity and high-viscosity oil. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2023. V. 66. N 11. P. 101–109. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.8t.

EVALUATION OF THE GBK ACID COMPOSITION IN THE DISPLACEMENT OF LOW-VISCOSITY AND HIGH-VISCOSITY OIL

M.R. Sholidodov, A.R. Saidentsal, L.K. Altunina, V.V. Kozlov, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva

Mekhrob R. Sholidodov (ORCID 0000-0002-6642-9374)*, Anastasia R. Saidentsal (ORCID 0009-0009-5811-93966), Liubov K. Altunina (ORCID 0000-0001-9502-1864), Vladimir V. Kozlov (ORCID 0000-0002-3381-2692), Vladimir A. Kuvshinov (ORCID 0000-0002-1718-9853), Liubov A. Stasyeva (ORCID 0000-0002-1010-2778)

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

E-mail: sholidodov93@inbox.ru*, saidentsal_ar@mail.ru, alk@ipc.tsc.ru, kozlov_vv2004@mail.ru, vak2@ipc.tsc.ru, lkhn304@ipc.tsc.ru

The paper presents the results of laboratory studies of the effect of an acid oil-displacing GBK composition developed at the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences on the filtration characteristics of a heterogeneous reservoir model and a comparative assessment of its effectiveness in the process of displacing oil from a carbonate reservoir rock for "medium" with increased viscosity oil from the Volga field and heavy high-viscosity oil from the Usinsk field. Based on the results of physical modeling, the effectiveness of the composition was assessed in relation to the conditions of deposits at the early and late stages of development. The oil displacement process using the composition was carried out under conditions simulating the natural development mode at a temperature of 20–26 °C for models of a heterogeneous reservoir of the Volga field, as well as under natural development mode, steam-thermal and steam-cyclic impact at a temperature of 150 °C for models of a heterogeneous reservoir of the Usinsk field. It has been established that the treatment of a model of a heterogeneous reservoir with an acidic oil-displacing composition of GBK leads to a significant increase in the oil displacement factor both at low and high temperatures, due to the oil-washing ability of the composition, as well as due to the redistribution and equalization of filtration flows in the model of a heterogeneous reservoir, increasing the coverage formation impact and restoration of its initial permeability. As a result of filtration studies, it was shown that for deposits of light and "medium" oils with increased viscosity, it is recommended to use the composition in natural development mode, and for a field of high-viscosity heavy oils, it is recommended to use the composition in combination with steam-thermal or steam-cyclic impact.

Key words: methods of enhanced oil recovery, oil-displacing composition, surfactants, heavy high-viscosity oils, oil recovery factor, filtration flow equalization, sweep efficiency

ВВЕДЕНИЕ

Одним из самых важных и востребованных природных ресурсов на мировом рынке является нефть. Значительная часть отраслей экономики находится в прямой зависимости от нефти как основного источника углеводородов и энергии. По статистике, только одна треть нефти на нефтяных месторождениях может быть добыта после стадий первичной и вторичной добычи нефти [1-2]. Это означает, что примерно 70% нефти остается в пласте [1, 4-7]. Кроме того, существенная часть нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки, а вновь вводимые – зачастую характеризуются осложненными геолого-физическими условиями и низким качеством добываемого сырья: высокая вязкость, низкое содержание топлив-

ных фракций и т.д. [3]. Таким образом, нефтедобывающая промышленность всегда заинтересована в усовершенствовании и удешевлении существующих технологий извлечения нефти.

Самыми распространенными методами увеличения нефтеотдачи являются заводнение, тепловое воздействие на пласт, газовые и физико-химические методы, каждый из которых имеет свою область применения [7-10]. В последнее время большое внимание уделяется комплексным методам увеличения нефтеотдачи, сочетающим в себе физико-химические и тепловые методы.

В свою очередь, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи преимущественно основаны на вытеснении нефти водными растворами различных химических реагентов (ПАВ, по-

лимеров, кислот, щелочей и т.д.) [10-20] и композициями на основе ПАВ [4-8, 17-19, 21-22], улучшающими или изменяющими в необходимых направлениях вытесняющие свойства воды. Их действие основано на снижении межфазного натяжения на границах нефть – вода – порода и устранении капиллярных сил в заводненном пласте, приводящих к увеличению коэффициента нефтевытеснения.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти за счет повышения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин, а также увеличения коэффициента нефтевытеснения, в ИХН СО РАН разработана кислотная химическая нефтевытесняющая композиция ГБК на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ), аддукта неорганической кислоты, карбамида и многоатомного спирта [17-22]. Композиция для увеличения нефтеотдачи обладает уникальными свойствами, которые являются ее преимуществами: бифункциональность – работает как кислотная и нефтевытесняющая композиция; комплексное воздействие на пласт – взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами; регулируемая вязкость (от десятков до сотен мПа·с) и плотность (от 1100 до 1300 кг/м³); эволюция под действием пластовых условий – при гидролизе карбамида, входящего в состав композиции, происходит смещение значения водородного показателя pH в область щелочных значений с образованием щелочной буферной системы высокой емкости, приводящей к формированию условий, оптимальных для работы ПАВ; способность к выравниванию или перераспределению фильтрационных потоков; низкая температура замерзания (минус 20 - минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Кроме того, композиция обладает высокой нефтевытесняющей способностью, совместимостью с минерализованными пластовыми водами, снижает набухаемость глин и приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

Целью исследований, результаты которых представлены в настоящей работе, являлась сравнительная оценка эффективности нефтевытесняющей композиции ГБК, разработанной в ИХН СО РАН, в процессе вытеснения нефти из карбонатной породы коллектора для «средней», с повышенной вязкостью нефти месторождения Поволжья и тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения.

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Для сравнения и оценки нефтевытесняющей способности композиции в работе использовали образцы дегазированных нефтей – высокосернисто-смолистой, парафинистой нефти месторождения Поволжья, «средней», с повышенной вязкостью, и тяжелой, высоковязкой, малопарафинистой, сернисто-ароматической, смолисто-асфальтеновой нефти Усинского месторождения.

В табл. 1 приведены основные характеристики нефтей месторождения Поволжья и Усинского месторождения.

Таблица 1

Основные характеристики нефтей
Table 1. Main characteristics of oils

Параметры	Месторождение нефти	
	Поволжья	Усинское
а	5,36	до 0,9
б	18,5	до 19,5
г	3,01	0,45-1,89
д	235	74,1
е	48,5	710
ж	до 876	до 970

Примечание: а – парафины, % мас.; б – смолы, % мас.; г – сера, % мас.; д – минерализация пластовой воды, г/дм³; е – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; ж – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³, при 20 °С

Note: a – paraffins, % wt.; б – resins, % wt.; г – sulfur, % wt.; д – formation water salinity, g/dm³; е – viscosity of oil in reservoir conditions, mPa s; ж – density of oil in reservoir conditions, kg/m³, at 20 °С

Лабораторные исследования нефтевытесняющей способности кислотной композиции проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик моделей пласта применительно к условиям месторождения Поволжья и Усинского месторождения.

Для исследования фильтрационных характеристик модели неоднородного пласта с использованием композиции было приготовлено 4 модели неоднородного пласта (№№ 1-4) месторождения Поволжья и 6 моделей неоднородного пласта (№№ 5-10) Усинского месторождения, состоящие из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различную проницаемость. Различия в проницаемости колонок, составляющих модель пласта, позволяли моделировать его неоднородность, т.е. модель неоднородного пласта включала низкопроницаемую и высокопроницаемую колонки. Значения газовой проницаемости определяли по ГОСТ 26450.1-85. Колонки последовательно насыщались

моделью пластовой воды и моделью пластовой нефти (изовязкозная модель нефти с вязкостью 40 - 60 мПа·с) (ОСТ 39-195-86). Характеристики моделей неоднородного пласта приведены в табл. 2.

Значения газовой проницаемости колонок в моделях неоднородного пласта находились в диапазоне 0,194 - 2,367 мкм². Отношение проницаемостей колонок внутри модели пласта составляло 1,75:1 - 4,07:1. Начальная нефтенасыщенность подготовленных моделей в среднем составляла от 71 до 93%.

Исследование процесса нефтевытеснения с применением композиции проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 20-26 °С, а также при паротепловом и пароциклическом воздействии при температуре 150 °С. Эффективность применения нефтевытесняющей композиции изучали при первичном вытеснении нефти и в процессе доотмыва остаточной нефти водой из двух параллельных колонок с различной проницаемостью.

Таблица 2

Характеристики моделей неоднородного пласта
Table 2. Characteristics of heterogeneous reservoir models

а	б	в	г	д
1	1	0,61	3,1:1	81,52
	2	0,19		80,51
2	1	0,47	1,7:1	64,4
	2	0,28		69,4
3	1	2,27	1,9:1	64,9
	2	1,17		65,6
4	1	2,36	2,2:1	77,0
	2	1,06		79,4
5	1	1,55	4,0:1	79,8
	2	0,38		71,0
6	1	2,10	1,7:1	72,6
	2	1,20		88,9
7	1	2,30	1,9:1	93,0
	2	1,20		87,6
8	1	0,34		80,0
9	1	1,74	2,7:1	80,0
	2	0,64		79,6
10	1	2,56	3,8:1	80,6
	2	0,66		78,8

Примечание: а – № модели (эксперимента); б – № колонки; в – газопроницаемость колонки, мкм²; г – отношение проницаемостей моделей; д – начальная нефтенасыщенность, %
Note: a – model (experiment) number; б – column number; в – gas permeability of the column, μm²; г – is the ratio of model permeabilities; д – initial oil saturation, %

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 к/μ, мкм²/(мПа·с) и коэффициент вытеснения нефти водой (Кв, %). После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтевытесняющей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Кроме того, определяли рН жидкости на выходе из колонок, рассчитывали подвижность жидкостей, а также абсолютный коэффициент вытеснения нефти – композицией и водой. Подробное описание методики фильтрационных испытаний приведено в работе [21].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

На рис. 1-2 и в табл. 3 представлены результаты исследования влияния кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК на фильтрационные характеристики моделей пласта месторождения Поволжья и Усинского месторождения и коэффициент нефтевытеснения при пластовой температуре 23 °С.

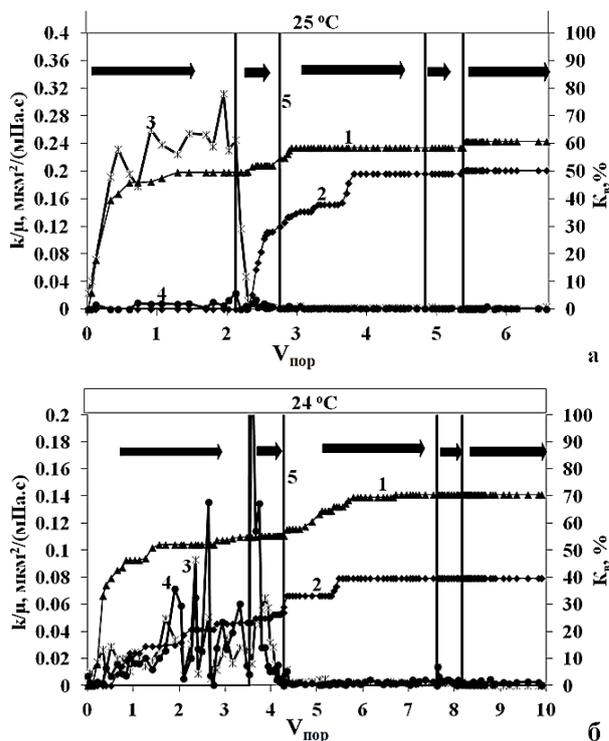


Рис. 1. Результаты фильтрационных исследований модели пласта месторождения Поволжья: а) проницаемость колонок модели № 1: 1-я – 0,61 мкм², 2-я – 0,19 мкм²; б) проницаемость колонок модели № 3: 1-я – 2,27 мкм², 2-я – 1,17 мкм²
Fig. 1. Results of filtration studies of the reservoir model of the Volga region oil field: а) columns permeability of model No. 1: 1st – 0.61 μm², 2nd – 0.19 μm²; б) columns permeability of model No. 3: 1st – 2.27 μm², 2nd – 1.17 μm²

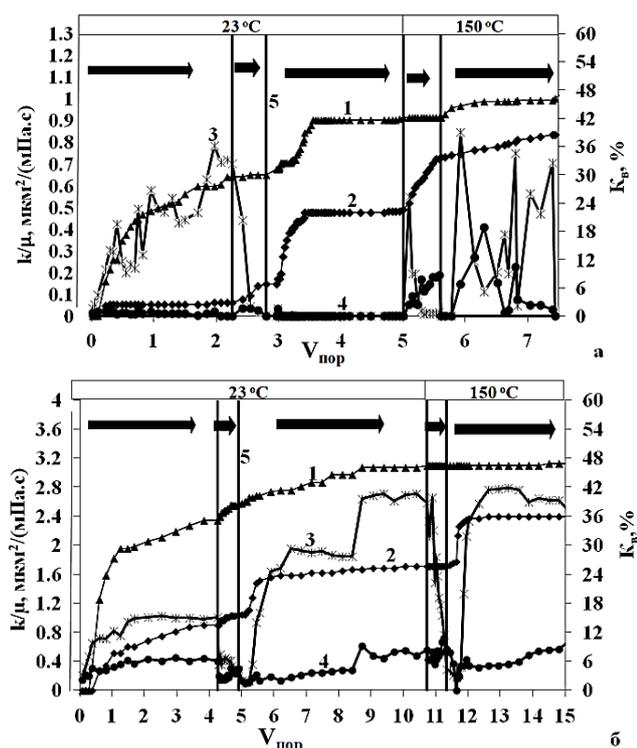


Рис. 2. Результаты фильтрационных исследований модели пласта Усинского месторождения: а) проницаемость колонок модели № 7: 1-я – 2,30 мкм², 2-я – 1,20 мкм²; б) проницаемость колонок модели № 10: 1-я – 2,56 мкм², 2-я – 0,66 мкм²
 Fig. 2. Results of filtration studies of the reservoir model of the Usinskoye oil field: а) columns permeability of model No. 7: 1st – 2.30 μm², 2nd – 1.20 μm²; б) columns permeability of model No. 10: 1st – 2.56 μm², 2nd – 0.66 μm²

На рис. 1 и 2: 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.

Результаты экспериментов показали, что при фильтрации пластовой воды через модели неоднородного пласта основной фильтрационный поток проходит преимущественно через высокопроницаемые колонки, о чем также свидетельствуют рассчитанные отношения подвижностей жидкости в колонках. Отношения подвижностей жидкости в колонках находятся в пределах от 2:1 до 40:1 (подвижность жидкости к/μ в высокопроницаемой колонке : подвижность жидкости в низкопроницаемой колонке) для моделей неоднородного пласта №№ 1-4 месторождения Поволжья; от 2:1 до 24:1 для моделей неоднородного пласта №№ 5–10 Усинского месторождения соответственно.

При фильтрации модели пластовой воды через модели пласта наблюдалось вытеснение нефти. Причем вытеснение, в соответствии с распределением фильтрационных потоков внутри моделей пласта, наблюдалось в большей степени из высокопроницаемых колонок 29,5-57,6%. Низкопроницаемые колонки были вовлечены в разработку в меньшей степени, коэффициенты нефтевытеснения водой из них составили 2,9-41,4%, при этом для модели пласта № 1 вытеснение нефти наблюдалось только из высокопроницаемой колонки.

В модели неоднородного пласта в том же направлении были закачаны первые оторочки кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК в объемах, равных 0,5 объема пор модели пласта. Модели пласта с закачанными оторочками композиции ГБК выдерживали при той же температуре в течение 1 сут. После чего возобновили нагнетание модели пластовой воды.

Обработка моделей пласта композицией ГБК и последующая фильтрация воды привели к изменению фильтрационных характеристик пласта. Наблюдалось перераспределение фильтрационных потоков или выравнивание с последующим перераспределением направления. Отношения подвижностей жидкости в колонках снизились в среднем от 40:1 до 4,7:1-1:1,3. Это свидетельствует о способности композиции ГБК выравнивать или перераспределять потоки внутри пласта, что приводит к увеличению коэффициента охвата пласта, вовлекая не участвующие в заводнении пропластки (например, рис. 1а, рис. 2а).

Обработка моделей пласта композицией ГБК привела к дополнительному нефтевытеснению как из высокопроницаемых колонок, от 5,3 до 15,7%, так и из колонок с меньшей проницаемостью, от 10,4 до 49,0%, за счет нефтеотмывающих свойств композиции и выравнивания или перераспределения фильтрационных потоков. Кроме того, на дополнительное нефтевытеснение могли повлиять результаты взаимодействия кислотных компонентов композиции ГБК с карбонатной породой пласта, приводящие к увеличению её проницаемости, а также снижению вязкости нефти при растворении в ней углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии композиции с породой, что облегчает фильтрацию нефти в породе.

Закачка второй оторочки нефтевытесняющей композиции ГБК в объеме, равном объему пор моделей пласта №№ 1-4 при 23-26 °С, с последующей выдержкой и фильтрацией воды, привели к выравниванию фильтрационных потоков внутри

моделей неоднородного пласта. Отношения подвижностей жидкости внутри колонок изменились от 4,7:1 до 2,1:1-1:1. Скорости движения жидкости внутри колонок выровнялись, что привело к вовлечению низкопроницаемых колонок в процесс заводнения и, следовательно, к дополнительному вытеснению нефти из них. Приросты коэффициентов нефтевытеснения из высокопроницаемых колонок составили от 2,4 до 7,6%, из низкопроницаемых колонок – от 1,1 до 9,7%.

Моделирование паротеплового воздействия при 150 °С на модели пласта № 4 месторождений Поволжья и №№ 5-10 Усинского не привело к увеличению прироста коэффициента нефтевытеснения, что свидетельствует о высокой степени нефтевытеснения (потенциально возможной) при низкой температуре. После этого в модели пласта №№ 5-10 при 150 °С было закачено по одной оторочке композиции. Выдерживание в течение 1 сут и последующее нагнетание модели пластовой воды через модели пласта привели к увеличению коэффициента нефтевытеснения от 2,3 до 4,4% для высокопроницаемых колонок и от 5,0 до 16,1% для низкопроницаемых колонок. При этом отношение подвижностей жидкости в колонках снизилось от 2,1:1 до 1:4.

Сводные результаты экспериментов представлены в табл. 3.

Во всех экспериментах установлен значительный прирост коэффициентов нефтевытеснения за счет обработки моделей неоднородного пласта композицией ГБК. Можно отметить, что изменение фильтрационных потоков внутри моделей пласта и вовлечение в нефтевытеснение низкопроницаемых колонок привело к дополнительному вытеснению нефти от 15,3 до 50,1%. Причем в модели № 1 пласта месторождения Поволжья с помощью композиции ГБК удалось подключить к нефтевытеснению колонку с более низкой проницаемостью, которая не была охвачена заводнением.

Важно отметить, что дополнительное вытеснение нефти наблюдалось и для высокопроницаемых колонок, свидетельствуя о высокой нефтеотмывающей способности композиции ГБК, что способствует извлечению остаточной нефти.

Проведен анализ компонентов композиции в пробах воды, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта месторождения Поволжья и Усинского месторождения. Анализ показал, что после закачки кислотной композиции при низких температурах значение водородного показателя pH

проб сначала снижается с 7,3 до 5,2 ед. pH, а затем, после нагревания до 150 °С для моделей пласта №№ 6-11 Усинского месторождения и выдержки, в результате гидролиза карбамида с образованием аммиака и CO₂ смещается в щелочную область, достигая 9,2 ед. pH. При низких температурах высокая моющая способность композиций в кислой и нейтральной области pH обеспечивается высокой буферной емкостью боратной буферной системы и ее комплекса с полиолом [5-7]. При высоких температурах, выше 70 °С, за счет гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, происходит образование боратно-аммиачной буферной системы с высокой буферной емкостью в области pH 9,0-9,5, оптимальном для нефтеотмывающей способности ПАВ [3, 7].

Таблица 3

Результаты исследования фильтрационных характеристик модели пласта и нефтевытесняющей способности кислотной нефтевытесняющей композиции
Table 3. The results of the study of the filtration characteristics of the reservoir model and the oil-displacing ability of the acid oil-displacing composition

а	б	в	г	д	е
1	1	0,61	40:1/2:1	49,3/60,6	11,3
	2	0,19		0,0/50,1	50,1
2	1	0,47	4:1/1:1	53,3/58,6	5,3
	2	0,28		41,4/56,0	14,6
3	1	2,27	2:1/1:1	54,7/70,4	15,7
	2	1,17		23,3/39,5	16,2
4	1	2,36	10:1/1:1	52,5/67,6	15,1/0
	2	1,06		31,0/60,9	29,9/0
5	1	1,55	19:1/1:1	57,6/63,3	5,7/0
	2	0,38		15,1 / 30,4	15,3/0
6	1	2,10	2:1/1:4	33,6 / 47,0	11,1/2,3
	2	1,20		30,6/47,1	10,4/6,1
7	1	2,30	24:1/2:1	29,5/46,2	12,3/4,4
	2	1,20		2,9/38,5	19,6/16
8	1	0,34	-	11,6/28,6	11,8/5
9	1	1,74	9:1/3:1	52,3/61,6	9,3/0
	2	0,64		25,3/60,4	24,2/11
10	1	2,56	2:1/2:1	35,1/46,8	9,3/2,4
	2	0,66		13,4/35,6	11,2/10

Примечание: а – № модели (эксперимента); б – № колонки; в – газопроницаемость колонки, мкм²; г – отношение подвижностей: до закачки композиции/после закачки композиции; д – коэффициент нефтевытеснения водой/водой и композицией; е – прирост коэффициента нефтевытеснения за счет кислотной композиции при 23 °С/ при 150 °С

Note: a – model (experiment) number; б – column number; в – gas permeability of the column, μm²; г – mobility ratio: before injection of the composition / after injection of the composition; д is the coefficient of oil displacement by water/water and composition; e - increase in the oil displacement efficiency due to the acid composition at 23 °C / at 150 °C

При сравнении эффективности вытеснения легкой и «средней», с повышенной вязкостью, и тяжелой, высоковязкой нефтей из моделей пласта месторождения Поволжья и Усинского месторождения, установлено, что композиция ГБК способна влиять на направление фильтрационных потоков в моделях пласта с различной вязкостью нефти, приводя к увеличению его охвата заводнением и нефтевытеснению из ранее не задействованных в разработке пропластков, а также успешно дополнительно вытеснять остаточную нефть. Средние значения прироста коэффициента нефтевытеснения представлены в табл. 4.

Таблица 4

Средние значения прироста коэффициента нефтевытеснения
Table 4. The average value of the increase in the oil displacement efficiency

Месторождение, температура, °С	1	2
Поволжье, 23	7,7	27,7
Усинское, 23	9,5	15,4
Усинское, 150	1,8	8,1
Усинское, 23 и 150	11,3	23,5

Примечание: среднее значение прироста коэффициента нефтевытеснения по моделям пласта: 1 – для высокопроницаемых колонок, 2 – для низкопроницаемых колонок
 Note: the average value of the increase in the oil displacement factor for reservoir models: 1 - for high-permeability columns, 2 - for low-permeability columns

В высокопроницаемых колонках прирост коэффициента нефтевытеснения происходит за счет нефтеотмывающей способности композиции. Из табл. 4 видно, что прирост коэффициента вытеснения из низкопроницаемых колонок выше, чем из высокопроницаемых. 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.

Из результатов экспериментов следует, что композиция применима как для нефтей легких и «средних», с повышенной вязкостью, так и для высоковязких тяжелых нефтей. Для месторождений легких и «средних», с повышенной вязкостью нефтей рекомендуется применять композицию при естественном режиме разработки, при 23-27 °С, а для месторождения тяжелых высоковязких нефтей как при естественном режиме разработки, при 23-

27 °С, так и при паротепловом или пароциклическом воздействии, при температуре 150 °С. Такое комплексное воздействие на пласт – использование нефтевытесняющей композиции и паротепловой обработки – дает максимальное увеличение коэффициента извлечения нефти для месторождений высоковязких нефтей.

ВЫВОДЫ

Исследование фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта месторождений с карбонатным типом коллектора в процессе вытеснения с помощью кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК нефтей легких и «средних», с повышенной вязкостью, и тяжелой высоковязкой нефти, показало высокую эффективность композиции. Прирост коэффициентов нефтевытеснения за счет обработки композицией ГБК составил от 15,3 до 50,1% в целом по моделям пласта во всех экспериментах.

Эффективность композиции ГБК обусловлена как высокими нефтеотмывающими свойствами композиции, так и ее способностью к выравниванию фильтрационных потоков внутри пласта с увеличением его охвата заводнением. Результаты определения подвижностей жидкости внутри отдельных колонок, составляющих модель пласта, позволили проследить изменение направления фильтрационных потоков: отношения подвижностей жидкости при большой разнице на стадии фильтрации воды после обработки композицией ГБК существенно снизилось и стремилось к единице.

В результате проведения экспериментальных исследований было показано, что композиция ГБК применима для увеличения нефтеотдачи как для условий месторождений легких маловязких нефтей и «средних» нефтей с повышенной вязкостью, так и для условий тяжелых высоковязких нефтей.

Для увеличения нефтеотдачи месторождений с карбонатным коллектором, при естественном режиме разработки, при низких температурах рекомендуется применять композицию ГБК для нефтей с различной вязкостью, в том числе и высоковязких. При этом для месторождений высоковязких тяжелых нефтей наибольший эффект дает комплексное воздействие на пласт – нефтевытесняющей композицией и паротепловым или пароциклическим воздействием.

ФИНАНСИРОВАНИЕ

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Ми-

нистерством 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. 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.
3. 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.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 1985. 308 с.
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.
6. 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.
7. 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. Proc.* 2017. V. 1909 (1). P. 020005. DOI: 10.1063/1.5013686.
8. 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.
9. 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 устойчив. развития*. 2018. Т. 26. № 3. С. 261–277. DOI: 10.15372/KhUR20180303.
10. 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.
11. Рогачев М.К., Кузнецова А.Н. Регулирование фильтрационных характеристик нефтяных коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ. *Международ. Науч.-иссл. журн.* 2015. № 10 (41). Ч. 4. С. 98–99. DOI: 10.18454/IRJ.2015.41.155.

REFERENCES

1. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Methods for enhanced oil recovery (theory and practice). Ukhita: USTU. 2014. 127 p. (in Russian).
2. 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.
3. 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.
4. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. M.: Nedra. 1985. 308 p. (in Russian).
5. 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.
6. 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.
7. 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. Proc.* 2017. V. 1909 (1). P. 020005. DOI: 10.1063/1.5013686.
8. 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. *Chem. Sustain. Dev.* 2023. V. 31. P. 136–148. DOI: 10.15372/CSD2023448.
9. 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.
10. 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.
11. Rogachev M.K., Kuznetsova A.N. Regulation of filtration characteristics of oil reservoirs using surfactants. *Mezhdunarod. Nauch.-Issled. Zhurn.* 2015. V. 10. N 41. Pt. 4. P. 98–99 (in Russian). DOI: 10.18454/IRJ.2015.41.155.
12. Sentemov A.A. Increased oil recovery during surfactant-polymer flooding. *Nauch.-Prakt. El. Zhurn. Alleya Nauki*. 2018. N 9 (25). 7 p. (in Russian).
13. Surguchev M.L., Shevtsov V.A., Surina V.V. Application of micellar solutions for enhanced oil recovery. M: Nedra. 1977. 175 p. (in Russian).

12. **Сентемов А.А.** Повышение нефтеотдачи при ПАВ-полимерном заводнении. *Науч.-практ. эл. журн. Аллея Науки*. 2018. № 9. (25). 7 с.
13. **Сургучев М.Л., Шевцов В.А., Сурина В.В.** Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра. 1977. 175 с.
14. **Тома А., Саюк Б., Абилов Ж., Мазбаев Е.** Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Журн. Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2017. № 7-8. С. 58-67.
15. **Mohammad Hossein Sedaghat, Arash Ahadi, Morteza Kordnejad, Ziba Borazjani.** Aspects of alkaline flooding: oil recovery improvement and displacement mechanisms. *Middle-East J. Sci. Res.* 2013. V. 18. N 2. P. 258-263. DOI: 10.5829/idosi.mejsr.2013.18.2.12440.
16. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В.** Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Нефть и Газ (Казахстан)*. 2015. № 3 (87). С. 31-50.
17. **Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Чертенков М. В., Шкрабюк Л.С., Андреев Д.В.** Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермокарбонатовой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. *Нефт. хоз-во*. 2017. № 7. С. 26-29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29.
18. **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.
19. **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.
20. **Barati-Harooni A., NajafiMarghmaleki A., Tatar A., Mohammadi A.H.** Experimental and modeling studies on adsorption of a nonionic surfactant on sandstone minerals in enhanced oil recovery process with surfactant flooding. *J. Mol. Liq.* 2016. V. 220. P. 1022-1032. DOI: 10.1016/j.molliq.2016.04.090.
21. **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.
22. **Козлов В.В., Шолитодов М.Р., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А.** Исследование эффективности применения кислотной химической нефтewытесняющей композиции ГБК. *Химия в интересах устойчив. развития*. 2021. Т. 29. № 2. С. 148-152. DOI: 10.15372/KhUR2021288.
14. **Toma A., Sayuk B., Abirov Zh., Mazbaev E.** Polymer flooding to increase oil recovery in light and heavy oil fields. *Territoriya "NEFTEGAS"*. 2017. N 7-8. P. 58-67 (in Russian).
15. **Mohammad Hossein Sedaghat, Arash Ahadi, Morteza Kordnejad, Ziba Borazjani.** Aspects of alkaline flooding: oil recovery improvement and displacement mechanisms. *Middle-East J. Sci. Res.* 2013. V. 18. N 2. P. 258-263. DOI: 10.5829/idosi.mejsr.2013.18.2.12440.
16. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V.** Physico-chemical and complex technologies for increasing oil recovery of high-viscosity oil deposits. *Neft' Gaz (Kazakhstan)*. 2015. N 3 (87). P. 31-50.
17. **Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stas'eva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V.** Physico-chemical and complex technologies for enhanced oil recovery of the permocarbon deposits of high-viscosity oil of the Usinskoye field. *Neft. Khoz-voj.* 2017. N 7. P. 26-29 (in Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29.
18. **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.
19. **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.
20. **Barati-Harooni A., NajafiMarghmaleki A., Tatar A., Mohammadi A.H.** Experimental and modeling studies on adsorption of a nonionic surfactant on sandstone minerals in enhanced oil recovery process with surfactant flooding. *J. Mol. Liq.* 2016. V. 220. P. 1022-1032. DOI: 10.1016/j.molliq.2016.04.090.
21. **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.
22. **Kozlov V.V. Sholidodov M.R., Altunina L.K., Stas'eva L.A.** Investigation of the effectiveness of the use of an acid chemical oil-displacing composition of HBA. *Chem. Sustain. Dev.* 2021. V. 29. N 2. P. 143-147. DOI: 10.15372/KhUR2021288.

Поступила в редакцию 28.06.2023

Принята к опубликованию 14.07.2023

Received 28.06.2023

Accepted 14.07.2023