

М. Р. Шолитодов (к.х.н., н.с.)¹, Л. К. Алтунина (д.т.н., проф., зав.лаб.)^{1,2},
В. В. Козлов (к.х.н., с.н.с.)^{1,2}, В. А. Кувшинов (к.х.н., в.н.с.)¹, Л. А. Стасьева (н.с.)¹

НИЗКОЗАСТЫВАЮЩАЯ КИСЛОТНАЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ПАВ И ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ АРКТИКИ

¹ Институт химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук,
лаборатория коллоидной химии нефти
634055, г. Томск, Академический пр., 4; e-mail: sholidodov93@inbox.ru

² Национальный исследовательский Томский государственный университет,
кафедра высокомолекулярных соединений и нефтехимии
634050, г. Томск, пр. Ленина, 36; e-mail: kozlov_vv2004@mail.ru

M. R. Sholidodov¹, L. K. Altunina^{1,2}, V. V. Kozlov^{1,2}, V. A. Kuvshinov¹, L. A. Stasyeva¹

LOW FREEZING ACID OIL-DISPLACING COMPOSITION BASED ON SURFACTANTS AND DEEP EUTECTIC SOLVENTS FOR THE ARCTIC

¹ Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
4, Akademicheskii Prospekt Str., 634055, Tomsk, Russia; e-mail: sholidodov93@inbox.ru

² National research Tomsk State University
36, Prospekt Lenina Str., 634050, Tomsk, Russia; e-mail: kozlov_vv2004@mail.ru

Представлены результаты исследований глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) в системе «борная кислота–глицерин–карбамид», составляющей основу низкозастывающей нефтевытесняющей композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов и лабораторных исследований влияния композиции на основе ПАВ и ГЭР на фильтрационные характеристики неоднородного пласта терригенного коллектора Русского месторождения. В результате исследований была создана низкозастывающая нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ и ГЭР, применимая для различных геолого-физических условий месторождений, в том числе в Арктической зоне РФ. Эффективность композиции оценивали применительно к участкам месторождения, находящимся на ранней и поздней стадиях разработки. Установлено, что использование композиции на основе ПАВ и ГЭР приводит к выравниванию фильтрационных потоков с увеличением охвата пласта, восстановлению первоначальной проницаемости и, как следствие, к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения как при низких, так и при высоких температурах.

Ключевые слова: Арктика; глубокие эвтектические растворители; «зеленая химия»; методы увеличения нефтеотдачи пластов; нефтевытесняющая композиция; ПАВ; тяжелые и высоковязкие нефти; эвтектика.

Дата поступления 15.11.22

The results of studies of deep eutectic solvents (DES) in the «boric acid–glycerol–urea» system, which form the basis of a low-pour oil-displacing surfactant composition for enhanced oil recovery, and laboratory studies of the effect of a composition based on surfactants and DES on the filtration characteristics of a heterogeneous formation of a terrigenous reservoir of the Russkoe field, are presented. As a result of the research, a low-setting oil-displacing composition of prolonged action based on surfactants and GER was created, applicable to various geological and physical conditions of deposits, including in the Arctic zone of the Russian Federation. The effectiveness of the composition was evaluated in relation to the areas of the field that are at the early and late stages of development. It has been established that the use of a composition based on surfactants and HES leads to equalization of filtration flows with an increase in reservoir coverage, restoration of the initial permeability and, as a result, to a significant increase in the oil displacement factor both at low and high temperatures.

Key words: Arctic; deep eutectic solvents; enhanced oil recovery methods; eutectics; «green chemistry»; heavy and high viscosity oils; oil-displacing composition; surfactants.

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР №121031500048-1).

Исследование выполнено при поддержке Программы развития Томского государственного университета (Приоритет-2030).

Важнейшим резервом сырьевой базы нефтяной отрасли как в России, так и в других нефтедобывающих странах мира являются тяжелые и высоковязкие нефти, запасы которых составляют более 1 трлн т. На территории России запасы нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют 7.3 млрд т, большая часть которых сосредоточена в республиках Коми и Татарстан, Тюменской области ¹⁻³. В последние годы особое внимание уделяется арктической зоне Российской Федерации, где сконцентрированы значительные залежи нефти (около 83 млрд барр. нефти или 13% ее мировых запасов), в том числе тяжелой ⁴. Исходя из этого, огромные запасы и потенциальные ресурсы углеводородов в арктических регионах РФ в последнее время приобретают все большую значимость. По мере истощения легкодоступных для разработки мировых запасов природного газа и нефти, арктические регионы, несмотря на суровый климат и трудности освоения, становятся все более перспективными источниками углеводородов. Для разработки нефтяных месторождений Арктики и северных регионов РФ требуются новые методы, способные эффективно применяться в разных климатических условиях, особенно при низких температурах.

В последние годы в зарубежных источниках появились сведения о лабораторных испытаниях нового класса аналогов ионных жидкостей для интенсификации процессов нефтевытеснения, называемых глубокими эвтектическими растворителями (ГЭР) ⁵⁻⁸. Однако работ по созданию реагентов и технологий для увеличения нефтеотдачи на основе ГЭР крайне мало, а в промышленном масштабе до сих пор ни в мире, ни в России они не реализованы.

ГЭР представляет собой эвтектическую смесь кислот и оснований Льюиса или Бренстеда, которая имеет более низкую температуру плавления по сравнению с температурой плавления отдельных компонентов за счет образования межмолекулярной водородной связи, наличия объемных несимметричных ионов с малой энергией решетки, комплексообразования и делокализации заряда, происходящих посредством донорно-акцепторных водородных связей. Один из компонентов

The work was carried out within the framework of the state task of the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (no.121031500048-1).

The study was supported by the Development Program of Tomsk State University (Priority 2030).

ГЭР выступает в роли акцептора водородных связей, другой – их донора ⁹⁻¹¹. ГЭР, по сравнению с ионными жидкостями, имеют такие преимущества, как биоразлагаемость и биосовместимость, возможность использования в качестве «зеленых» растворителей, химическая совместимость с водой, простота приготовления, нетоксичность и низкая температура плавления.

Таким образом, методы повышения нефтеотдачи, основанные на применении низкозастывающих кислотных нефтевытесняющих композиций ГЭР, представляются весьма перспективными для разработки месторождений северных регионов и арктической зоны.

Для решения проблемы увеличения нефтеотдачи месторождений северных регионов и арктической зоны в Институте химии нефти СО РАН на принципах «зеленой химии» разрабатываются фундаментальные основы и новые физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов с использованием обработки нефтяного пласта новыми кислотными низкотемпературными нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ и ГЭР ¹²⁻¹⁵. Их применение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и охвата пласта воздействием, улучшить проницаемость породы коллектора, а также облегчает транспортировку композиций в сложно доступные регионы, в частности, арктическую зону.

В настоящей работе представлены результаты разработки и исследования системы ГЭР «борная кислота–глицерин–карбамид», лежащей в основе кислотной нефтевытесняющей композиции ПАВ. Представлены также результаты лабораторных испытаний влияния низкозастывающей кислотной нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ и ГЭР, разработанной в ИХН СО РАН, на фильтрационные характеристики неоднородного пласта месторождения Русское с тяжелой и высоковязкой нефтью.

Материалы и методы

Определение температуры кристаллизации.

При разработке новой кислотной нефтевытесняющей композиции ПАВ на основе тройной

системы ГЭР, для создания ГЭР были использованы химические реагенты (глицерин, карбамид и борная кислота) марки «х.ч.» (табл. 1).

Таблица 1
Физико-химические характеристики реагентов

Реагенты	Химическая формула	Молекулярная масса, г/моль	Температура плавления, °С
Глицерин	$C_3H_8O_3$	92	17.9
Карбамид	$(NH_2)_2CO$	60	132.0
Борная кислота	H_3BO_3	62	170.9

Для создания ГЭР были построены фазовые диаграммы состояния бинарных систем. Для этого готовили смеси компонентов в мольном отношении 1:10–10:1 с последующим их нагреванием или охлаждением и определением температуры плавления или кристаллизации.

Для определения температуры кристаллизации в диапазоне от комнатной температуры до минус 70 °С смесь реагентов вместе с датчиком прибора измерения температуры помещали в жидкостный термостат с температурой на 3–5 °С ниже ожидаемой температуры кристаллизации.

Плотность растворов композиций определяли пикнометрическим методом и плотномером EASY D40.

Определение значений водородного показателя рН проводили потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с использованием микропроцессорного лабораторного рН-метра производства HANNA Instruments.

Исследование реологических свойств ГЭР и композиции на основе ПАВ и ГЭР проводили в интервале температур 20–150 °С методами вибрационной вискозиметрии с использованием вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком, ротационной вискозиметрии с использованием вискозиметров HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC25 DIN/Ti) и Реотест-2.1.М (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1) при различных скоростях сдвига (при изменении скорости сдвига от 10 до 1200 с⁻¹ или при скорости сдвига 3 с⁻¹).

Лабораторные исследования низкозастывающей кислотной нефтewытесняющей композиции

проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик применительно к тяжелой и высоковязкой нефти Русского месторождения. Подробное описание методики проведения фильтрационных испытаний приведены в ранее опубликованной работе ¹⁴.

Для исследования влияния низкозастывающей кислотной нефтewытесняющей композиции было подготовлено две модели неоднородного пласта Русского месторождения. Каждая модель состояла из двух колонок, имеющих различные значения абсолютной газовой проницаемости.

Колонки заполняли дезинтегрированным терригенным керновым материалом с размером зерна 0.16–0.50 мм при помощи вибростенда (ГЕОЛ-3915100000).

Далее измеряли величины газовой проницаемости по методике (ГОСТ 23409.6-78). Затем колонки последовательно насыщали моделями пластовой воды и пластовой нефти (термостабилизированная нефть с добавлением 18% мас. керосина) Русского месторождения (табл. 2).

Величина значений газовой проницаемости колонок в модели неоднородного пласта находилась в диапазоне 0.500–0.832 мкм². Отношение проницаемостей жидкости в колонках при фильтрации модели пластовой воды 2.44:1–1.46:1. Вязкость изовязкозной модели нефти находилась в диапазоне 40.00–49.00 мПа/с. Начальная нефтенасыщенность подготовленных колонок, составляющих модели пласта, составляла от 58.61 до 65.74 %.

Результаты и их обсуждение

Для создания нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР (глицерина, карбамида и борной кислоты) ранее нами были исследованы и построены диаграммы фазового состояния двухкомпонентных систем («карбамид–борная кислота», «карбамид–глицерин» и «борная кислота–глицерин») и трехкомпонентной системы («борная кислота–глицерин–карбамид») ¹⁶.

Подробности исследования зависимости температуры плавления от мольного соотношения компонентов в двухкомпонентных ГЭР «борная кислота–карбамид», «карбамид–глицерин» и «глицерин–борная кислота» приведены в работе ¹⁶.

Таблица 2

Характеристики моделей неоднородного пласта

№ модели эксперимента	№ колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Отношение проницаемостей моделей	Вязкость, мПа/с / плотность нефти, г/см ³	Поровый объем, см ³	Начальная нефтенасыщенность, %
1	1	0.832	2.44:1	40.00 / 0.853	49.75	58.61
	2	0.341			54.10	65.74
2	1	0.500	1.46:1	49.00 / 0.920	44.89	63.83
	2	0.343			49.09	60.31

Установленные зависимости температуры плавления и кристаллизации бинарных систем от мольного соотношения их компонентов позволили построить фазовые диаграммы и определить точки эвтектики, характеризующиеся более низкой температурой кристаллизации, чем у отдельных компонентов (табл. 3).

Таблица 3

**Эвтектический состав
двухкомпонентных систем**

Система ГЭР	$T_{пл.}$ эвтектики, °C	Эвтектическое соотношение, мол. %
Борная кислота:карбамид	67.0	60 : 40
Борная кислота:глицерин	минус 26.5	30 : 70
Глицерин:карбамид	минус 26.8	60 : 40

В двух- и трехкомпонентной системах за счет взаимодействия глицерина и борной кислоты образуется более сильная комплексная глицерин-борная кислота ($pK = 5.7-6.5$), по сравнению с борной кислотой ($pK = 9.2$) (рис. 1).

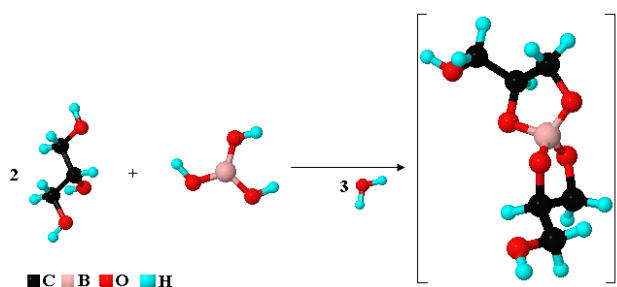


Рис. 1. Схема донорно-акцепторного взаимодействия «борная кислота–глицерин» с образованием комплексной глицеринборной кислоты

Молекула глицеринборной кислоты в композиции способна взаимодействовать с катионами металлов за счет гидроксильных спиртовых групп глицерина и образовывать растворимые внешнесферные циклические комплексы с ионами металлов. С ионами Ca^{2+} , Mg^{2+} и др. комплексная глицеринборная кислота образует водорастворимые соли (рис. 2) ^{3, 12}.

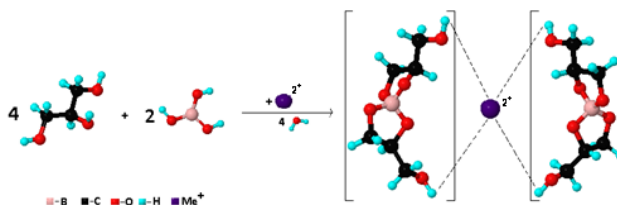


Рис. 2. Схема взаимодействия глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса

На основе полученных диаграмм двухкомпонентных ГЭР была построена фазовая диаграмма

трехкомпонентного ГЭР «борная кислота–глицерин–карбамид». Установлено, что при соотношении компонентов (18% мол. борной кислоты, 38% мол. карбамида и 44% мол. глицерина), соответствующему эвтектическому составу в бинарных системах, температура кристаллизации существенно ниже, чем у смесей с другим соотношением компонентов, и составляет минус 36.8 °C.

На рис. 3 представлена схема донорно-акцепторного взаимодействия трехкомпонентной системы «борная кислота–глицерин–карбамид».

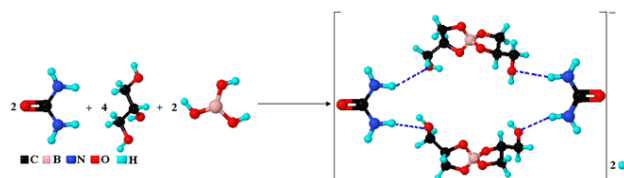


Рис. 3. Схема донорно-акцепторного взаимодействия трехкомпонентной системы «борная кислота–глицерин–карбамид»

Следует отметить, что тройная система ГЭР «борная кислота–глицерин–карбамид» приводит к усилению кислотности композиции, повышению ее буферной емкости, расширению диапазона буферного действия в кислой области pH и увеличению продолжительности ее действия в пласте.

На основе эвтектического состава трехкомпонентного ГЭР была создана низкозастывающая кислотная нефтewытесняющая композиция.

Композиция готовилась путем растворения трехкомпонентной системы ГЭР эвтектического состава в пластовой воде. Содержание воды в композиции составляет 15%. В состав разрабатываемой композиции для увеличения ее отмывающей способности и облегчения доступа к породе-коллектору введены неионогенные и анионактивные ПАВ (НПАВ и АПАВ), при этом НПАВ обеспечивает совместимость с минерализованными пластовыми водами, а АПАВ – способность работать при высоких пластовых температурах.

Установленные физико-химические характеристики кислотной низкотемпературной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР приведены в табл. 4.

Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру застывания (минус 20–минус 50 °C), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м³, вязкость – от десятков до сотен мПа·с. Полученная композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами и карбонатным цементом терригенного коллектора, а ее высокая нефтewытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами,

Таблица 4

**Физико-химические характеристики
низкотемпературной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР**

№	Характеристика	Значение	Методы испытаний
1	Внешний вид	Подвижная прозрачная жидкость, без осадка	
2	Плотность при 20 °С, кг/м ³	от 1100 до 1300	по ГОСТ 1895.1
3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	от десятков до сотен	по ГОСТ 33-2000
4	Водородный показатель, ед. рН	2.4	по ГОСТ 22567.5
5	Температура кристаллизации композиции, °С	до минус 50	по ГОСТ 1895.5

Таблица 5

**Прирост коэффициента нефтewытеснения
в зависимости от объема оторочки закачанной композиции на основе ГЭР**

Модель	T, °С	№ закачки	Объем закачанной композиции, V _{пор}	ΔK _с , %		
				1 колонка	2 колонка	среднее по моделям
1	23	1	0.5	12.0	26.0	19.1
		2	0.5	1.3	9.7	5.5
		за счет температуры		8.0	11.3	9.6
	150	3	0.5	0	5.6	2.8
		4	0.5	3.3	8.1	5.7
2	23	1	0.477	9.0	6.4	7.7
	150	за счет температуры		8.4	6.0	7.2
		2	0.478	8.0	7.3	7.6

снижение набухаемости глин приводят к доотмыву остаточной нефти, как из высокопроницаемых, так и низкопроницаемых зон пласта.

Низкотемпературная нефтewытесняющая композиция на основе ГЭР является классической ньютоновской жидкостью (рис. 4), т.е. ее вязкость не зависит от скорости сдвига.

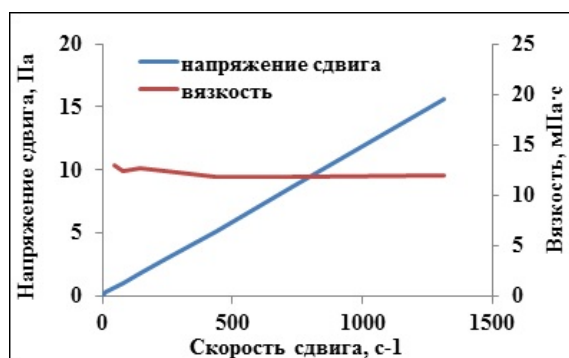


Рис. 4. Реологические кривые течения и зависимость вязкости от скорости сдвига низкотемпературной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР

На рис. 5 представлены результаты определения растворимости дезинтегрированной карбонатной породы коллектора в низкотемпературной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР, изменения рН среды до и после термостатирования в течение 6 ч при различных температурах с карбонатным коллектором.

Из рис. 5а следует, что в зависимости от времени растворимость карбонатных пород в композиции увеличивается. С увеличением температуры

выше 70 °С композиция на основе ГЭР эволюционирует в щелочную композицию (рис. 5б) вследствие гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, с образованием углекислого газа и аммиачной буферной системы в интервале рН 9–10, оптимальной для целей нефтewытеснения за счет снижения межфазного натяжения и разжижения высоковязких слоев или пленок на границах нефть–вода.

Для оценки нефтewытесняющей способности низкотемпературной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР были проведены лабораторные фильтрационные испытания применительно к условиям Русского месторождения.

В табл. 5 и на рис. 6–9 представлены закономерности влияния низкозастывающей кислотной нефтewытесняющей композиции на фильтрационные характеристики модели пласта Русского месторождения.

Эксперименты проводились следующим образом. Через водонефтенасыщенную модель неоднородного пласта, состоящую из двух колонок с различной газовой проницаемостью, при температуре 23 °С в направлении «пласт–скважина» проводили фильтрацию модели пластовой воды со скоростью нагнетания воды 1 см³/мин. При этом на выходе из модели пласта вытеснялась нефть. Фильтрацию продолжали до полной обводненности продукции на выходе из модели.

Затем в направлении «скважина–пласт» при 23 °С закачивали оторочку (в первую модель неоднородного пласта последовательно закачали две

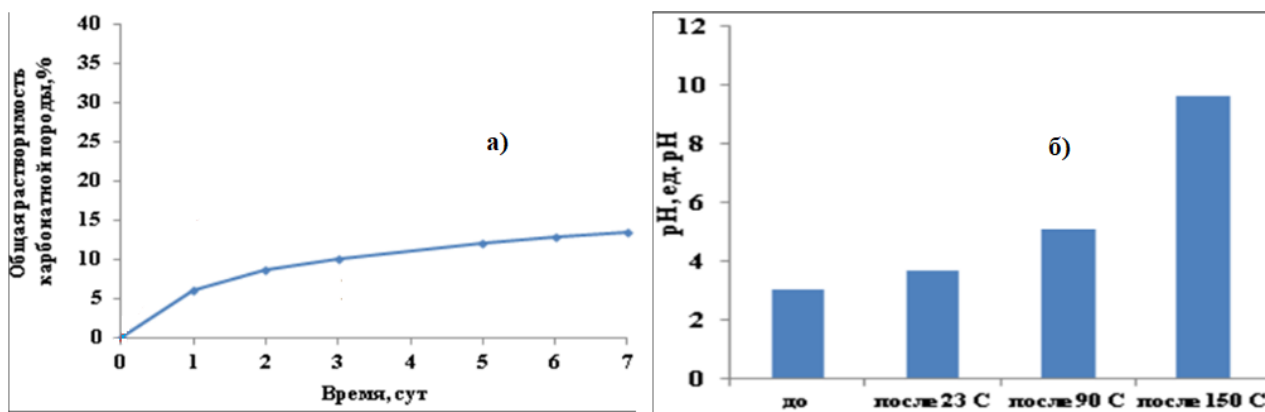


Рис. 5. а – Растворимость дезинтегрированной карбонатной породы коллектора в низкотемпературной нефтewетсняющей композиции на основе ГЭР в зависимости от продолжительности его обработки при 25 °С; б – изменение рН до и после термостатирования в течение 6 ч при различных температурах с карбонатным коллектором

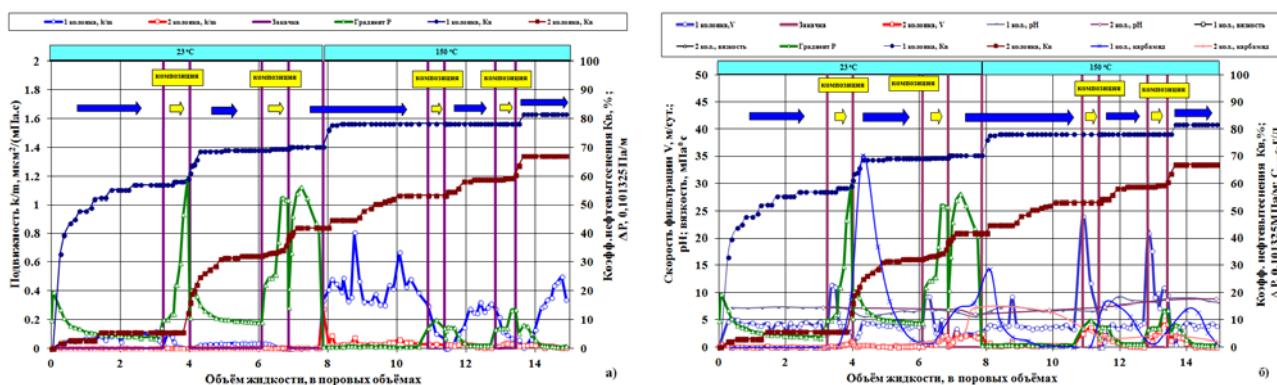


Рис. 6. Фильтрационные характеристики модели пласта Русского месторождения: изменение подвижности (а) и скорости фильтрации (б) при 23 и 150 °С при обработке композицией на основе ГЭР. Газовая проницаемость модели: 1 колонка – 0.832 мкм²; 2 колонка – 0.341 мкм²

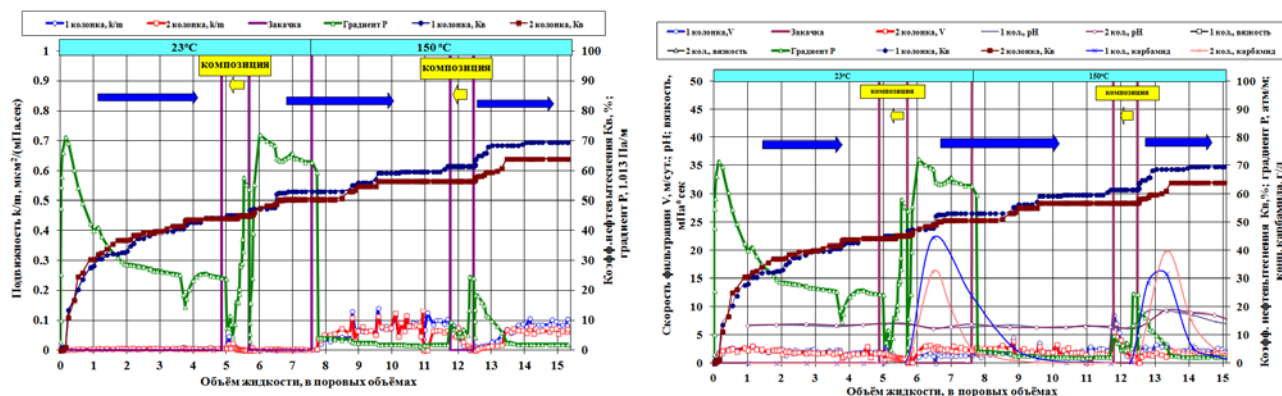


Рис. 7. Фильтрационные характеристики модели пласта Русского месторождения: изменение подвижности (а) и скорости фильтрации (б) при 23 и 150 °С после закачки композиции на основе ГЭР. Газовая проницаемость модели: 1 колонка – 0.500 мкм²; 2 колонка – 0.343 мкм²

оторочки) низкозастывающей кислотной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР в объеме, равном 0.5 объема пор модели пласта. После этого модели неоднородного пласта выдерживали в течение суток, после чего возобновляли фильтрацию модели пластовой воды через модель пласта. Обработка моделей неоднородного пласта нефтewытесняющей композицией привела к дополнительному вытеснению нефти. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет обработки композицией составил от 9.0 до 13.3 % для высокопроницаемых колонок и от 6.4 до 35.7 % для низкопроницаемых колонок (табл. 5).

Далее было проведено моделирование процесса нефтewытеснения при комплексном воздействии нефтewытесняющей композиции и тепловой обработкой. Для этого температуру моделей неоднородного пласта подняли до 150 °С и термостатировали в течение суток, после чего продолжили фильтрацию пластовой воды Русского месторождения. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет фильтрации пластовой воды при 150 °С составил от 0.8 до 8.4 % для высокопроницаемых колонок и от 6.0 до 11.3 % – для низкопроницаемых колонок.

После этого в модели неоднородного пласта при 150 °С закачали оторочки композиции (в 1 модели пласта – две оторочки). После возобновления вытеснения нефти водой наблюдался прирост коэффициента вытеснения нефти: от 3.3 до 8.0 % для высокопроницаемых колонок и от 2.8 до 13.7 % – для низкопроницаемых колонок.

В табл. 5 показана зависимость прироста коэффициента нефтewытеснения от объема оторочки закачанной композиции на основе ГЭР.

Проведен анализ содержания компонентов композиции в водных пробах фильтрата, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта. После закачки композиции значение водородного показателя внутри модели пласта снижается с 7.4 до 5.6 ед. pH, а затем (после нагревания до 150 °С и выдержки) в результате гидролиза карбамида смещается в щелочную область, достигая 9.2 ед. pH.

На рис. 8 и 9 представлено изменение значения pH до и после закачки композиции на основе ГЭР при 23 и 150 °С.

Количество карбамида в пробах отобранной воды по итогам эксперимента составляет от 49 до 55 % от начального его содержания в композиции по первой и второй колонкам, соответственно,

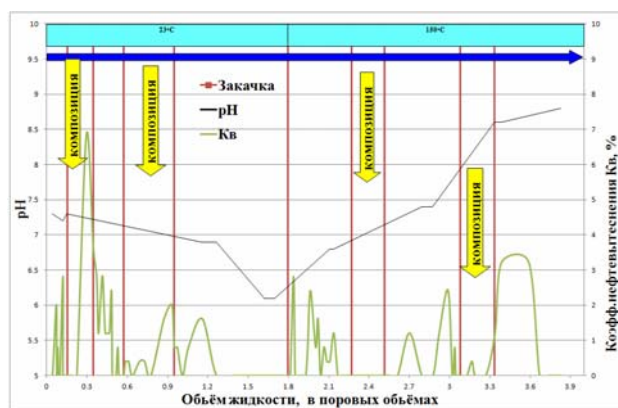
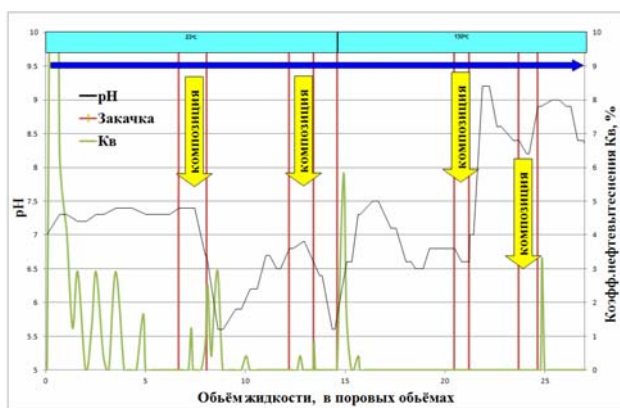


Рис. 8. Изменение значения pH до и после закачки композиции на основе ГЭР в модель пласта: а – газопроницаемостью 0.832 мкм²; б – газопроницаемостью 0.341 мкм² при 23 и 150 °С

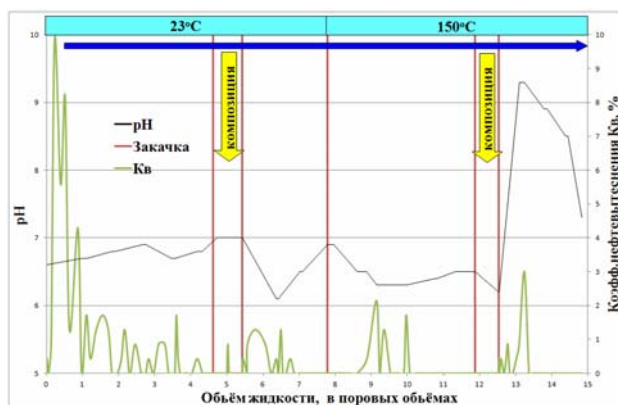
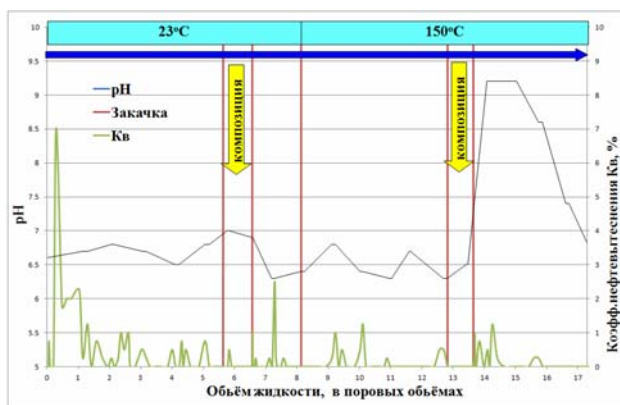


Рис. 9. Изменение значения pH до и после закачки композиции на основе ГЭР в модель пласта: а – газопроницаемостью 0.500 мкм²; б – газопроницаемостью 0.343 мкм² при 23 и 150 °С

свидетельства о неполной степени гидролиза карбамида.

Таким образом, на основе результатов исследования бинарных систем изучено фазовое состояние тройной системы ГЭР «борная кислота–глицерин–карбамид» и определено эвтектическое соотношение ее компонентов (18 : 44 : 38 % мол.). На основе тройной системы ГЭР была приготовлена низкозастывающая нефтewытесняющая композиция, обладающая уникальными свойствами, обеспечивающими такие преимущества, как высокая

нефтewытесняющая способность; комплексное воздействие на пласт (взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами); регулируемая вязкость; эволюция под действием пластовых условий с формированием щелочной буферной системы высокой емкости, приводящей к образованию благоприятных условий для работы ПАВ; способность к выравниванию и перераспределению фильтрационных потоков; и, наконец, низкая температура замерзания, что актуально для применения в арктической зоне и северных районах.

Литература

1. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. – Томск: Спектр, 2014. – 154 с.
2. Полищук Ю.М., Ященко Г.И. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. – 2005. – №1. – С.1034-1052.
3. 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 устойчивого развития. – 2018. – Т.26, №3. – С.261-277.
4. Развитие Арктики: Материалы Экспертного совета при правительстве РФ «Развитие Арктики и Северного морского пути», 2010. Электронный ресурс <http://будущее-арктики.рф/razvitie-arktiki/> (дата обращения: 06.08.2016).
5. Smith E.L. Abbott A.P., Ryder K.S. Deep eutectic solvents (DESs) and their applications // Chem. Rev. – 2014. – V.114. – Pp.11060-11082.
6. Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Al-Hajri R., Jibril B. Effects of concentration, salinity and injection scenario of ionic liquids analogue in heavy oil recovery enhancement // J. Petrol. Sci. Eng. – 2015. – V.133. – Pp.114-122.
7. 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. – V.187. – Pp.417-428.
8. Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y. M., Jibril B., Al-Hajri R. The novel use of deep eutectic solvents for enhancing heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V.130. – SPE-169730-MS.
9. Hadj-Kali M.K., Al-khidir K.E., Wazeer I., El-blidi L., Mulyono S., AlNashef I.M. Application of deep eutectic solvents and their individual constituents as surfactants for enhanced oil recovery // Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects. – 2015. – V.487. – Pp.221-231.
10. Marcus Y. Deep Eutectic Solvents. – Switzerland AG: Springer Cham, 2019. – 200 p.
11. 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 & Environment. – 2020. – V.5, №1. – Pp.8-21.
12. Kuvshinov V.A., Altunina L.K., Stasieva L.A., Kuvshinov I.V. Acidity study of donor-acceptor

References

1. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Trudnoizvlekaemye nefiti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya* [Hard-to-recover oils: physical and chemical properties and distribution patterns]. Tomsk: Spektr Publ., 2014, 154 p.
2. Polishchuk Yu.M., Yashchenko G.I. *Vysokoviazkie nefiti: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv* [High-viscosity oils: analysis of spatial and temporal changes in physical and chemical properties]. *Neftgazovoe delo* [Oil and gas business], 2005, no.1, pp.1034-1052.
3. 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*, 2018, vol.26, no.3, pp.240-255.
4. *Razvitie Arktiki. Materialy Ekspertnogo soveta pri pravitel'stve RF «Razvitie Arktiki i Severnogo morskogo puti»* [Development of the Arctic. Materials of the Expert Council under the Government of the Russian Federation «Development of the Arctic and the Northern Sea Route»]. Available at: <http://budushchee-arktiki.rf/razvitie-arktiki/> (accessed 06.08.2016).
5. Smith E.L. Abbott A.P., Ryder K.S. [Deep eutectic solvents (DESs) and their applications]. *Chem. Rev.*, 2014, vol.114, pp.11060-11082.
6. Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y., Al-Hajri R., Jibril B. [Effects of concentration, salinity and injection scenario of ionic liquids analogue in heavy oil recovery enhancement]. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2015, vol.133, pp.114-122.
7. 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, vol.187, pp.417-428.
8. Mohsenzadeh A., Al-Wahaibi Y. M., Jibril B., Al-Hajri R. [The novel use of deep eutectic solvents for enhancing heavy oil recovery]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol.130, SPE-169730-MS.
9. Hadj-Kali M.K., Al-khidir K.E., Wazeer I., El-blidi L., Mulyono S., AlNashef I.M. [Application of deep eutectic solvents and their individual constituents as surfactants for enhanced oil recovery]. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 2015, vol.487, pp.221-231.
10. Marcus Y. [Deep Eutectic Solvents]. Switzerland AG, Springer Cham, 2019, 200 p.

- complexes of boric acid with polyols for oil displacing compositions // *J. Sib. Fed. Univ. Chem.*– 2019.– V.12, №3.– Pp.364-373.
13. Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P., Al-Hajri R., and Mosavat N. Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs // *Journ. of Petroleum Science and Engineering*.– 2016.– V.144.– Pp.66-75.
 14. Sholidodov M.R., Kozlov V.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A. and 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, №2.– Pp.186-196.
 15. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V., Sholidodov M.R. Advanced compositions for increasing oil recovery on the principles of «green chemistry» // *AIP Conference Proceedings*.– 2022.– V.2509.– Rep.020015.
 16. Sholidodov, M.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Chernova U. V. Deep eutectic solvents as a basis for chemical oil-displacing compositions // *AIP Conference Proceedings*.– 2022.– V.2509.– Rep.020177.
 11. 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 & Environment*, 2020, vol.5, no.1, pp.8-21.
 12. 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]. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.*, 2019, vol.12, no.3, pp.364-373.
 13. Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P., Al-Hajri R., and Mosavat N. [Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs]. *Journ. of Petr. Science and Engineering*, 2016. vol.144, pp.66-75.
 14. Sholidodov M.R., Kozlov V.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A. and 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, vol.15, no.2, pp.186-196.
 15. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V., Sholidodov M.R. [Advanced compositions for increasing oil recovery on the principles of «green chemistry»]. *AIP Conference Proceedings*, 2022, vol.2509, report 020015.
 16. Sholidodov, M.R., Altunina L.K., Kozlov V.V., Chernova U. V. [Deep eutectic solvents as a basis for chemical oil-displacing compositions]. *AIP Conference Proceedings*, 2022, vol.2509, report 020177.