

УДК 622.276; 544.344.9

DOI: 10.15372/ChUR2024543

EDN: HKJQYF

## **Кислотная композиция на основе глубоких эвтектических растворителей для вытеснения тяжелой нефти**

В. В. КОЗЛОВ, М. Р. ШОЛИДОДОВ, Л. К. АЛТУНИНА, В. А. КУВШИНОВ, Л. А. СТАСЬЕВА, А. Р. САЙДЕНЦАЛЬ

*Институт химии нефти СО РАН,  
Томск, Россия*

*E-mail: kozlov\_vv2004@mail.ru*

(Поступила 15.12.2023; принята к печати 22.12.2023)

### **Аннотация**

На основе результатов исследований фазовых равновесий компонентов тройной системы глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) “глицерин – карбамид – борная кислота” создана композиция, характеризующаяся регулируемыми физико-химическими параметрами в широком диапазоне. Изучено влияние полученной композиции на увеличение нефтеотдачи пластов, а также представлены результаты лабораторных исследований влияния композиции на основе ГЭР на фильтрационные характеристики неоднородного пласта карбонатного коллектора Усинского месторождения. Методом физического моделирования произведена оценка эффективности композиции для месторождений, находящихся на ранней и поздней стадиях разработки. Установлено, что обработка модели неоднородного пласта композицией приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения как при низких, так и при высоких температурах за счет выравнивания фильтрационных потоков, увеличения охвата пласта и восстановления начальной проницаемости. Исследование состава и свойств тяжелой высоковязкой нефти до и после обработки композицией показало, что применение кислотной композиции на основе ГЭР не влияет на качественный состав нефти. Использование композиции приводит главным образом к перераспределению содержания низко- и высокомолекулярных структур: вытесняются преимущественно легкие окклюдированные углеводороды, в то время как тяжелые компоненты нефти адсорбируются на коллекторе.

**Ключевые слова:** глубокие эвтектические растворители, методы увеличения нефтеотдачи пластов, кислотная композиция, поверхностно-активные вещества, эвтектика, коэффициент нефтевытеснения, тяжелые и высоковязкие нефти

### **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время нефть является наиболее важным ископаемым топливом и основным источником энергии, используемым во всем мире. Как правило, на нефтяных месторождениях только одна треть исходной нефти может быть добыта методом заводнения из-за ее трудной доступности в поровом или капиллярном пространстве пласта. Для добычи остаточной нефти применяют физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов [1–7], что позволяет дополнительно извлечь нефть и сохранить

или продлить рентабельность разработки месторождений. Часть этих методов направлена на снижение остаточной нефтенасыщенности за счет увеличения капиллярного числа, снижения межфазного и поверхностного натяжения на границе фаз “порода – вода – нефть”. Другая часть методов увеличения нефтеотдачи пластов позволяет дополнительно извлечь нефть за счет воздействия на пластовые флюиды и породу коллектора химическими композициями с увеличением ее проницаемости или перераспределением фильтрационных потоков гидродинамической системы пласта. Закачиваемые хи-

мические реагенты изменяют свойства породы и флюида, такие как смачиваемость породы коллектора, эмульгирование нефти и воды и т. д. [8–15]. В связи с этим все возрастающее внимание уделяется разработке и оптимизации физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одним из новых подходов к разработке химических составов для комплексных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи является принцип “зеленой химии” с применением глубоких эвтектических растворителей (ГЭР). Глубокие эвтектические растворители представляют собой систему из двух и более соединений в виде смеси, состоящей из донора водородной связи и ее акцептора. Данная система характеризуется при определенном соотношении компонентов точкой плавления (эвтектической) намного более низкой, чем у любого из отдельных компонентов [16–19].

Используя этот принцип, в Институте химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск) разработана кислотная химическая композиция на основе ГЭР и поверхностно-активных веществ (ПАВ) для увеличения нефтеотдачи пластов тяжелых и высоковязких нефтей [1–7, 10, 14, 20–23]. Такие композиции на основе ГЭР и ПАВ обладают уникальными свойствами:

- высокой нефтевытесняющей способностью;
- бифункциональностью (композиция работает как кислотная и нефтевытесняющая);
- комплексным воздействием на пласт (взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами);
- регулируемой вязкостью;
- эволюционированием под действием пластовых условий (при гидролизе карбамида, входящего в состав композиции, происходит смещение величины водородного показателя pH в область щелочных значений с образованием щелочной буферной системы высокой емкости, приводящей к формированию оптимальных для работы ПАВ условий);
- способностью к выравниванию и перераспределению фильтрационных потоков;
- низкой температурой замерзания (актуально для применения в Арктической зоне и северных районах Российской Федерации);
- пролонгированным действием;
- низкой коррозионностью.

Известно, что в результате применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов нефть выводится из состояния начального термодинамического равновесия между нефтяными компонентами и породой, пла-

стовой водой и т. д., вследствие чего происходит изменение состава подвижной и остаточной пластовой нефти. В связи с этим представляло интерес изучение состава и свойств добытой и выделенной из кернов остаточной нефти Усинского месторождения в лабораторных условиях.

Цель работы – лабораторная оценка эффективности кислотной композиции на основе ГЭР для увеличения нефтевытеснения и исследование влияния полученной композиции на состав и свойства нефти.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для создания кислотной композиции на основе ГЭР были проведены исследования фазовых равновесий и построена диаграмма плавкости трехкомпонентной системы ГЭР. Результаты этих исследований представлены в работе [21].

Плотность композиции, образцов нефти определяли пикнометрическим методом с применением плотномера EASY D40 (Mettler Toledo, Швейцария).

Кислотность растворов (величину водородного показателя pH) определяли потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода на микропроцессорном лабораторном pH-метре (HANNA Instruments, Германия).

Исследование реологических свойств нефти и кислотной композиции на основе 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.M” (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1) при различных скоростях сдвига (при изменении скорости сдвига от 10 до 1200 с<sup>-1</sup> или при скорости сдвига 3 с<sup>-1</sup>).

Анализ состава органических соединений выполняли на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS (Thermo Scientific, Германия). Разделение осуществляли на кварцевой капиллярной хроматографической колонке Agilent с внутренним диаметром 0.25 мм, толщиной 0.25 мм, длиной 30 мм и неподвижной фазой DB-5MS; газ-носитель – гелий.

Структурный состав нефтей определяли методом ИК-спектроскопии с помощью ИК-Фурье спектрометра Nicolet 5700 (Thermo Fisher, США) с Raman модулем.

ТАБЛИЦА 1

Характеристики модели неоднородного пласта

Колонка	Газопроницаемость колонки, мкм <sup>2</sup>	Отношение проницаемостей (колонка 1 : колонка 2)	Вязкость, мПа · с / плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Поровый объем, см <sup>3</sup>	Начальная нефтенасыщенность, %
1	0.84	2.41 : 1	43.3 / 902.0	49.7	58.6
2	0.34	2.41 : 1	43.3 / 902.0	54.1	65.7

Методом газовой хромато-масс-спектрометрии в составе органических соединений нефти были идентифицированы: *n*-алканы, циклогексаны, ароматические соединения, стераны, гопаны, сесквитерпаны и секогопаны.

Лабораторные исследования кислотной композиции на основе ГЭР проводили на установке (ООО «КАТАКОН», Россия) для изучения фильтрационных характеристик применительно к тяжелой и высоковязкой нефти Усинского месторождения. Подробное описание методики проведения физического моделирования процесса нефтевытеснения приведено в [22].

Для проведения фильтрационных испытаний была подготовлена модель неоднородного пласта, состоящая из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым (терригенным) материалом с различной проницаемостью. Колонки последовательно насыщались моделью пластовой воды (с определением порового объема) и моделью нефти (табл. 1) [23].

Величина газовой проницаемости колонок в модели неоднородного пласта была измерена по методике согласно ГОСТ 23409.6-78 и составила 0.34–0.84 мкм<sup>2</sup>. Отношение проницаемостей колонок 1 и 2 внутри модели составило 2.41 : 1; вязкость нефти – 43.3 мПа · с; начальная нефтенасыщенность для колонок 1 и 2 – 58.6 и 65.7 % соответственно.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для вытеснения тяжелой нефти в ИХН СО РАН создана кислотная композиция на основе тройной системы ГЭР (глицерин, карбамид и борная кислота).

Композиция была приготовлена с добавлением 15 % воды. В состав композиции входит ПАВ для увеличения отмывающей способности исследуемого раствора и облегчения доступа к породе-коллектору, так как ПАВ совместимы с минерализованными пластовыми водами. Для того чтобы композиции неионогенных ПАВ могли использоваться при высоких пластовых температурах (выше 100 °С), в состав композиций

вводили анионоактивные ПАВ, повышающие температуру помутнения неионогенного ПАВ.

Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания ((–20)–(–50) °С) и низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – от десятков до сотен мПа · с. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Высокая нефтewытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводят к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

В композиции на основе тройной системы ГЭР (глицерин, карбамид и борная кислота) благодаря донорно-акцепторному взаимодействию образуется молекулярный комплекс. Это приводит к усилению кислотности композиции, повышению ее буферной емкости, расширению диапазона буферного действия в кислой среде и увеличению продолжительности действия композиции в пласте. Подробности о фазовой диаграмме тройной системы на основе глицерина, карбамида и борной кислоты и их донорно-акцепторного взаимодействия представлены в работе [24].

На рис. 1 представлены результаты растворимости дезинтегрированной карбонатной породы коллектора в кислотной композиции на основе ГЭР, изменение рН среды до и после термостатирования в течение 6 ч при различных температурах с карбонатным коллектором.

Видно, что со временем растворимость карбонатных пород в композиции увеличивается (см. рис. 1, а). С повышением температуры более 70 °С величина рН композиции растет и смещается в щелочную область, в результате композиция становится щелочной (см. рис. 1, б). Эволюция кислотной композиции на основе ГЭР происходит за счет гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, с образованием углекислого газа и боратно-аммиачной буферной системы с максимумом буферной емкости в интервале рН 9–10, оптимальной для целей нефтевытеснения, вследствие уменьшения межфазного

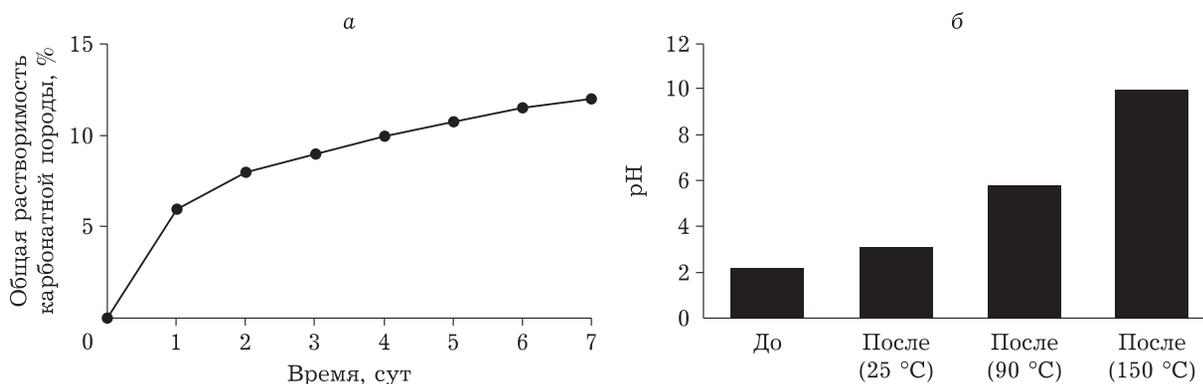


Рис. 1. Растворимость дезинтегрированной карбонатной породы коллектора в кислотной композиции на основе ГЭР в зависимости от продолжительности его обработки при 25 °С (а); изменение кислотности (рН) нефтевытесняющей композиции до и после термостатирования с карбонатным коллектором в течение 6 ч при различных температурах (б). ГЭР – глубокие эвтектические растворители.

натяжения, разжижения высоковязких слоев или пленок на границах “нефть – вода – порода”.

Кислотная композиция оказывает двойное действие на карбонатный коллектор и карбонатный цемент терригенного коллектора:

1) При низких температурах пласта взаимодействие кислотной композиции на основе ГЭР с карбонатными породами и карбонатными цементами терригенных пород приводит к восстановлению исходной проницаемости коллектора с образованием водорастворимых солей и снижению набухаемости глин. При этом выделяющийся углекислый газ будет растворяться в нефти и снижать ее вязкость, в результате будет происходить доотмыв остаточной нефти.

2) При повышении температуры в пласте выше 70 °С скорость гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, возрастает, происходит дальнейшее выделение углекислого газа, сопровождающееся снижением вязкости нефти, при этом рН композиции повышается с 2.6–3.2 до 9.0–10. В результате непосредственно в пласте образуется щелочная нефтевытесняющая система с высокой буферной емкостью, обеспечивающая эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт (см. рис. 1, б).

Чтобы оценить применимость созданной кислотной композиции на основе ГЭР в различных геолого-физических условиях и на разных стадиях разработки месторождений, ее влияние на коэффициент нефтевытеснения и коэффициент охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием, были проведены исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности композиции для условий Усинского месторождения с карбонатным коллектором. В табл. 2 и на рис. 2 представлены результаты исследования влияния кислотной композиции на основе ГЭР на фильтрационные характеристики модели пласта Усинского месторождения при температурах 23 и 150 °С. Данные условия моделируют пластовую температуру и паротепловое воздействие на пласт.

Через водонефтенасыщенную модель неоднородного пласта в направлении “пласт – скважина” фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения со скоростью нагнетания 1 см<sup>3</sup>/мин при температуре 23 °С. Коэффициент нефтевытеснения для первой и второй колонок при прокачке 3.2 объемов пор модели пластовой воды составил 56.9 и 5.6 % соответственно.

ТАБЛИЦА 2

Результаты исследования фильтрационных характеристик модели пласта и нефтевытесняющей способности кислотной нефтевытесняющей композиции на основе ГЭР и ПАВ

Колонка	Газопроницаемость колонки, мкм <sup>2</sup>	Отношение подвижностей (колонка 1 : колонка 2), до закачки / после закачки композиции	Коэффициент нефтевытеснения, %		Максимальный градиент давления при прокачке композиции, МПа/м
			водой / водой и композицией	Прирост за счет композиции	
1	0.84	(48.9 : 1) / (1.24 : 1)	56.9 / 81.5	24.6	5.625
2	0.34	(48.9 : 1) / (1.24 : 1)	5.6 / 66.9	61.3	5.625

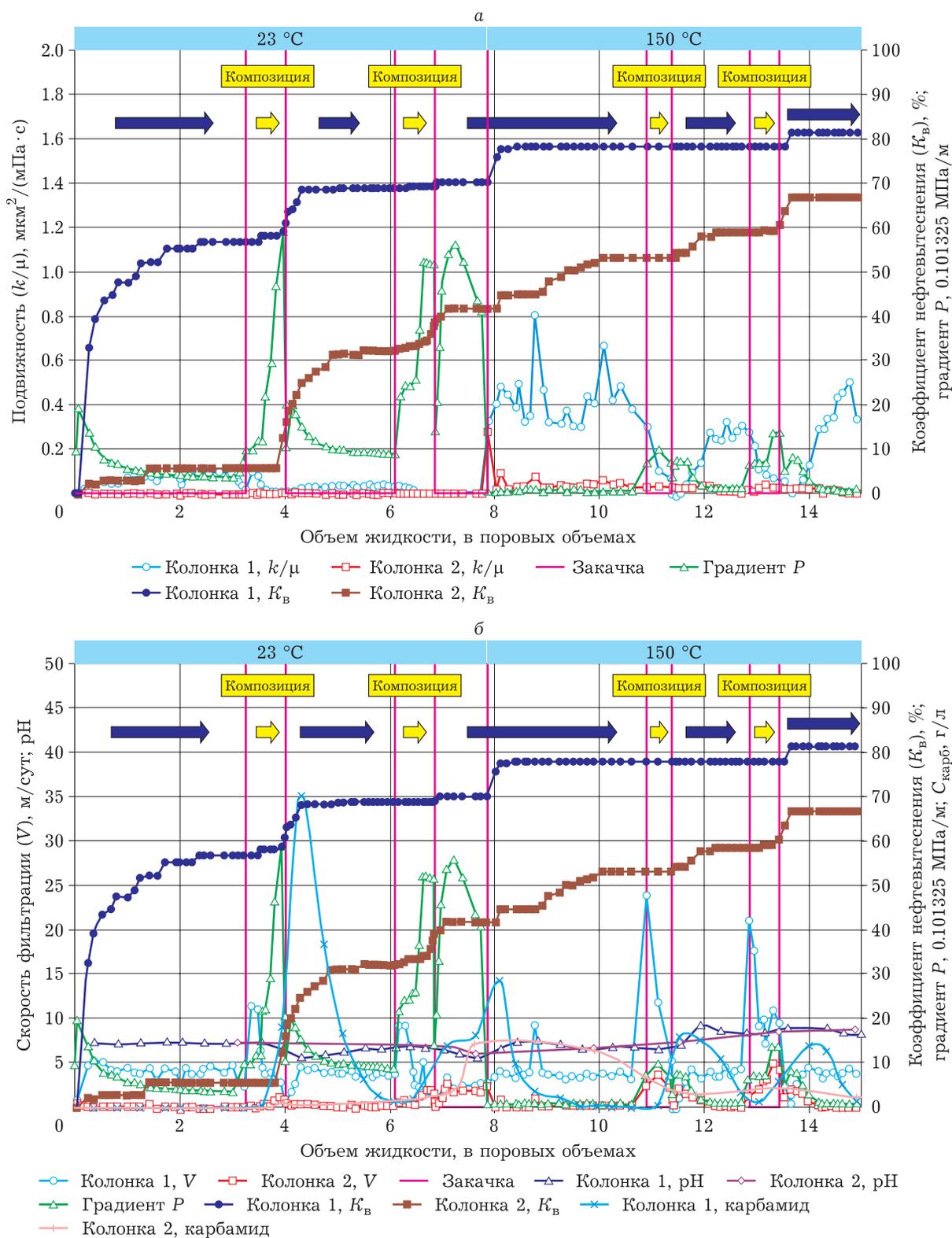


Рис. 2. Результаты фильтрационных исследований модели пласта Усинского месторождения при 23 и 150 °С после закачки кислотной нефтевытесняющей композиции на основе ГЭР. Параметры: а – подвижность ( $k/\mu$ ); б – скорость фильтрации ( $V$ ), рН – водородный показатель,  $C_{\text{карб}}$  – концентрация карбамида. Исходная газовая проницаемость модели: колонка 1 – 0.84  $\mu\text{м}^2$ , колонка 2 – 0.34  $\mu\text{м}^2$ . ГЭР – глубокие эвтектические растворители; градиент  $P$  – градиент давления;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент нефтевытеснения.

После фильтрации пластовой воды при 23 °С в направлении “скважина – пласт” были закачаны две оторочки композиции в объеме, равном 0.5 объема пор модели неоднородного пласта, и продвинуты на заданное расстояние водой. Модель выдержали в течение 1 сут и возобновили фильтрацию пластовой воды в направлении “пласт – скважина”. Прирост коэффициентов нефтевытеснения при 23 °С за счет двух оторочек композиции составил 13.3 % для первой колонки и 35.9 % для второй колонки.

Затем подняли температуру до 150 °С и продолжили нагнетание модели пластовой воды в направлении “пласт – скважина”. Моделирование паротеплового воздействия на пласт привело к доотмыву нефти, прирост коэффициента нефтевытеснения составил 8.0 % для первой колонки и 11.3 % для второй колонки. Аналогичным образом при температуре 150 °С в направлении “скважина – пласт” были закачаны две оторочки композиции в объеме, равном 0.5 порового объема модели неоднородного пласта. Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет двух оторочек композиции и последующей фильтрации модели пластовой воды составил 3.3 % для первой колонки и 13.1 % для второй колонки.

Проведен анализ компонентов композиции в пробах воды, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта. После закачки композиции величина водородного показателя pH проб

снижается с 7.4 до 5.2, а затем (после нагревания до 150 °С и выдержки) в результате гидролиза карбамида увеличивается, смещаясь в щелочную область и достигая 9.5.

Таким образом, экспериментально подтверждается, что при высоких температурах непосредственно в модели пласта композиция становится щелочной за счет гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, с образованием углекислого газа CO<sub>2</sub> и боратно-аммиачной буферной системы, что создает оптимальные условия для эффективной моющей способности ПАВ.

Для того чтобы оценить изменения состава и свойств тяжелой нефти Усинского месторождения, были исследованы исходная и вытесненная после фильтрации нефть. В результате экспериментов, проведенных методами вискозиметрии и пикнометрии, установлено, что вязкость и плотность нефти меняется после контакта с кислотной композицией на основе ГЭР. Это частично связано с растворением в нефти углекислого газа, образовавшегося при гидролизе карбамида, и аммиака, усиливающего моющие свойства композиции за счет создания оптимальной кислотности среды, что способствует отмыванию преимущественно легких и окклюдируемых углеводородов, тогда как тяжелые компоненты нефти адсорбируются на коллекторе.

На рис. 3 показано изменение вязкости и плотности нефти Усинского месторождения в процессе нефтевытеснения.

Анализ спектральных коэффициентов позволил выявить количественные различия в ИК-спектрах исследованных нефтей до и после обработки кислотной композицией на основе ГЭР. Образцы нефти Усинского месторождения, вытесненной с использованием композиции, характеризуются снижением относительного содержания ароматических структур, в том числе снижением коэффициента относительного содержания трициклических аренов и алканов (A<sub>2</sub>). Незначительное изменение наблюдается в спектральных коэффициентах C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> и C<sub>4</sub>, характеризующих условное содержание эфирных, сульфоксидных и С=О групп (табл. 3).

Группирование соединений по классам показало, что в пробе нефти Усинского месторождения изменения незначительны: содержание *n*-алканов снижается в 1.11 раз, содержание нафтенов увеличивается на 1.12 отн. %, аренов – на 1.03 отн. %. В составе идентифицированных соединений содержание *n*-алканов преобладает над содержанием ароматических и нафтеновых углеводородов (рис. 4). В составе *n*-алканов исход-

ТАБЛИЦА 3

Спектральные коэффициенты нефти Усинского месторождения до и после закачки композиции

Спектральные коэффициенты	Нефть Усинского месторождения	
	исходная	после закачки композиции
$C_1 = D_{1603}/D_{724}$	1.310	1.269
$C_2 = D_{1167}/D_{1460}$	0.102	0.097
$C_3 = D_{1031}/D_{1460}$	0.101	0.096
$C_4 = D_{1705}/D_{1460}$	0.075	0.073
$A_1 = D_{813}/D_{747}$	0.874	0.978
$A_2 = D_{813}/D_{724}$	0.946	0.920

Примечание.  $D_i$  – оптическая плотность характеристической полосы поглощения в ИК-спектре.  $C_1 = D_{1603}/D_{724}$  – коэффициент ароматичности, позволяющий судить о доле ароматических структур по отношению к парафиновым группам, рассчитывается как отношение оптических плотностей полос поглощения в областях 1610 и 720 см<sup>-1</sup>;  $C_2 = D_{1167}/D_{1460}$ ,  $C_3 = D_{1031}/D_{1460}$ ,  $C_4 = D_{1705}/D_{1460}$  – спектральные коэффициенты, показывающие условное содержание эфирных, сульфоксидных и карбонильных групп соответственно;  $A_1 = D_{813}/D_{747}$  – коэффициент относительного содержания три- и полициклических аренов;  $A_2 = D_{813}/D_{724}$  – коэффициент относительного содержания трициклических аренов и алканов.

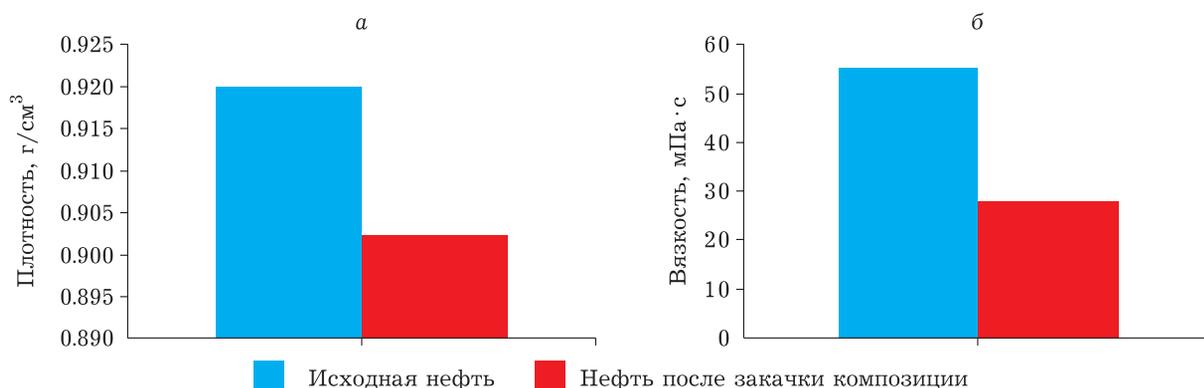


Рис. 3. Изменение вязкости (а) и плотности (б) нефти Усинского месторождения в процессе нефтевытеснения.

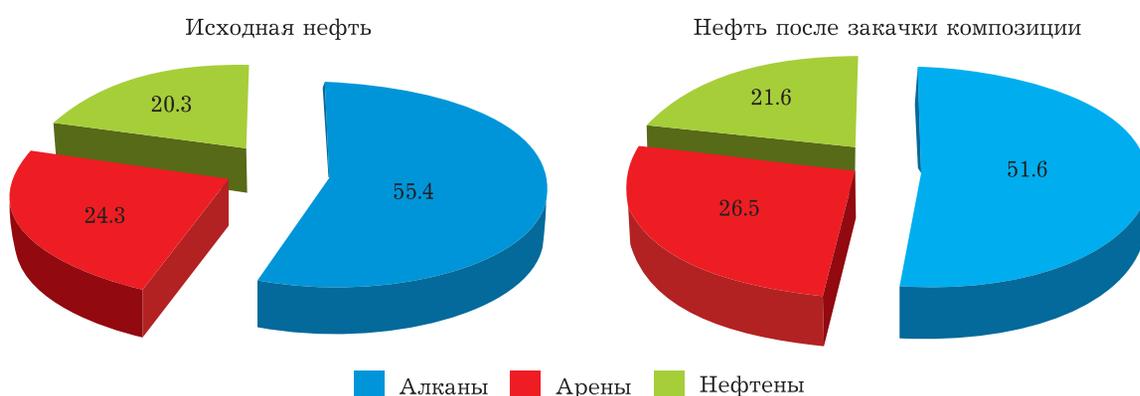


Рис. 4. Распределение основных групп органических соединений в исходной нефти Усинского месторождения и после ее обработки композицией, отн. %.

ной и вытесненной нефти Усинского месторождения идентифицированы соединения от  $C_{14}$  до  $C_{23}$  (рис. 5). В обоих образцах низкомолекулярные  $n$ -алканы преобладают над высокомолекулярными; максимум приходится на  $n$ -алкан  $C_{17}$  как в исходном образце, так и после обработки кислотной композицией на основе ГЭР. Состав нефти Усинского месторождения, вытесненной при помощи кислотной композиции, практически полностью совпадает с составом исходной нефти, что свидетельствует об отсутствии существенного влияния композиции на нефть в процессе лабораторного моделирования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обработка модели неоднородного пласта кислотной композицией на основе ГЭР приводит к выравниванию фильтрационных потоков жидкости в модели неоднородного пласта и увеличению его охвата заводнением. Поверхностно-активные вещества, входящие в состав композиции, повышают коэффициент нефтевытеснения за счет

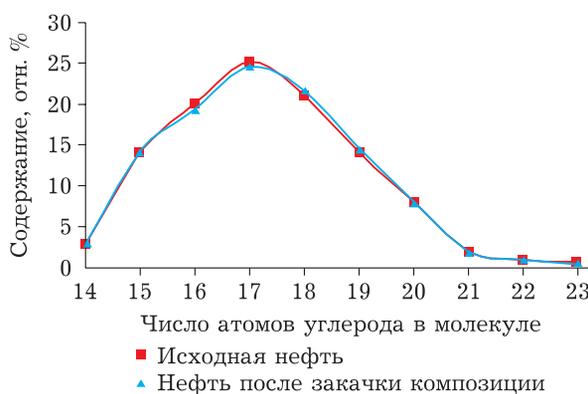


Рис. 5. Распределение  $n$ -алканов в исходной нефти Усинского месторождения и после вытеснения, отн. %.

формирования оптимальных условий при комплексном действии тепловой обработки и композиции. Кислотные компоненты композиции взаимодействуют с породой, что приводит к восстановлению проницаемости последней и приемистости скважин. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет обработки модели пласта композицией при  $23\text{ }^{\circ}\text{C}$  составил 13.3 и

36.3 % для высоко- и низкопроницаемой колонки соответственно, а при 150 °С – 11.3 и 25.0 % соответственно.

В результате исследований состава и свойств тяжелой высоковязкой нефти до и после обработки композицией установлено, что применение кислотной композиции на основе ГЭР не вызывает значимых изменений в качественном составе нефти, а приводит главным образом к перераспределению содержания низко- и высокомолекулярных структур: преимущественно вытесняются легкие окклюдированные углеводороды, в то время как тяжелые компоненты нефти адсорбируются на коллекторе.

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

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // *Успехи химии*. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.
- Алтунина Л., Кувшинов В. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами // *Технологии ТЭК*. 2007. № 1. С. 46–52.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2001. Т. 9, № 3. С. 331–344.
- 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.
- Алтунина Л. К., Стасьева Л. А., Кувшинов В. А., Шолитодов М. Р., Козлов В. В., Кувшинов И. В. Кислотная нефтewытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2023. Т. 31, № 2. С. 140–152.
- 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. Vol. 1909. Art. 020005.
- 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 пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. 2017. № 7. С. 26–29.
- Ружин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2014. 126 с.
- Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
- Козлов В. В., Алтунина Л. К., Стасьева Л. А., Чернова У. В., Шолитодов М. Р. Лабораторные исследования нефтewытесняющей способности многофункциональной химической композиции на основе поверхностно-активных веществ // *Изв. высш. учеб. заведений. Нефть и газ*. 2021. № 2. С. 136–146.
- 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. Vol. 2. P. 67–74.
- Kumar N., Gaur T., Mandal A. Characterization of SPN Pickering emulsions for application in enhanced oil recovery // *J. Ind. Eng. Chem.* 2017. Vol. 54. P. 304–315.
- Samin A. M., Manan M. A., Idris A. K., Yekeen N., Said M., Alghol A. Protein foam application for enhanced oil recovery // *J. Dispersion Sci. Technol.* 2017. Vol. 38, No. 4. P. 604–609.
- Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Алтунина Л. К. Применение термотропных композиций для повышения нефтеотдачи // *Нефтяное хозяйство*. 2017. № 1. С. 44–47.
- Mandal A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review // *Int. J. Oil Gas Coal Technol.* 2015. Vol. 9, No. 3. P. 241–264.
- Martins M. A. R., Pinho S. P., Coutinho J. A. P. Insights into the nature of eutectic and deep eutectic mixtures // *J. Solution Chem.* 2019. Vol. 48, No. 7. P. 962–982.
- Kalhor P., Ghandi K. Deep eutectic solvents for pretreatment, extraction, and catalysis of biomass and food waste // *Molecules*. 2019. Vol. 24, No. 22. Art. 4012.
- Abbott A. P., Boothby D., Capper G., Davies D. L., Rasheed R. K. Deep eutectic solvents formed between choline chloride and carboxylic acids: versatile alternatives to ionic liquids // *J. Am. Chem. Soc.* 2004. Vol. 126, No. 29. P. 9142–9147.
- Smith E. L., Abbott A. P., Ryder K. S. Deep eutectic solvents (DESs) and their applications // *Chem. Rev.* 2014. Vol. 114, No. 21. P. 11060–11082.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В., Козлов В. В., Шолитодов М. Р. Кислотные композиции для увеличения нефтеотдачи на принципах “Зеленой химии” [Электронный ресурс] // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы : сб. докл. III Междунар. науч.-практ. конф., (Пермь, 20–22 октября 2021 г.), Сыктывкар, 2021. С. 216–223. URL: <https://engineering.lukoil.ru/ru/3Conference> (дата обращения: 20.01.2024).
- Sholidodov M. R., Altunina L. K., Kozlov V. V., Chernova U. V. Deep eutectic solvents as a basis for chemical oil-displacing compositions // *AIP Conf. Proc.* 2022. Vol. 2509. Art. 020177.
- 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 // *Журн. Сибирского федер. ун-та*. 2022. Т. 15, № 2. С. 186–196.
- Козлов В. В., Шолитодов М. Р., Алтунина Л. К., Стасьева Л. А. Исследование эффективности применения кислотной химической нефтewытесняющей композиции ГБК // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2021. Т. 29, № 2. С. 148–152.
- Шолитодов М. Р., Алтунина Л. К., Козлов В. В., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А. Низкозастывающая кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ и глубоких эвтектических растворителей для Арктики // *Башкирский хим. журн.* 2023. Т. 30, № 1. С. 34–42.