

Лабораторные исследования нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции на основе поверхностно-активных веществ

В. В. Козлов^{1,2}, Л. К. Алтунина^{1,2}, Л. А. Стасьева¹, У. В. Чернова^{1*},
М. Р. Шолитодов¹

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

*e-mail: chernova489@gmail.com

Аннотация. Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов, в том числе тяжелой и высоковязкой нефти, диктует необходимость поиска новых и усовершенствования существующих методов увеличения нефтеотдачи. Одним из широко известных методов увеличения нефтеотдачи является использование обработок пласта химическими композициями, содержащими в своем составе поверхностно-активные вещества (ПАВ). В Институте химии нефти СО РАН была создана новая многофункциональная химическая нефтевытесняющая композиция (МФК), способная работать в широком температурном интервале. Нефтевытесняющая композиция МФК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиола, солей аммония и алюминия и карбамида разработана для увеличения нефтеотдачи месторождений, находящихся как на ранней, так и на поздней стадиях разработки.

В статье представлены результаты лабораторных испытаний разработанной МФК для повышения нефтеотдачи. Эксперименты проводились на установке для изучения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта.

В результате экспериментов установлено, что использование композиции МФК приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения как при низких, так и при высоких температурах. Высокая нефтевытесняющая способность МФК при низкой температуре обусловливается взаимодействием неорганической кислоты и полиола, входящими в состав композиции, с образованием сильной кислоты, вступающей в реакцию с карбонатной породой коллектора. При высокой температуре благодаря процессам гидролиза карбамида и соли алюминия МФК эволюционирует в щелочную композицию с формированием щелочной буферной системы (pH = 9), оптимальной для целей нефтевытеснения.

Ключевые слова: физическое моделирование; тяжелая высоковязкая нефть; увеличение нефтеотдачи; физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

Laboratory studies of the oil-displacing capacity of multifunctional chemical composition based on surfactants

Vladimir V. Kozlov^{1, 2}, Lyubov K. Altunina^{1, 2}, Lyubov A. Stasyeva¹,
Uliana V. Chernova^{1*}, Mekhrob R. Sholidodov¹

¹*Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia*

²*National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

**e-mail: chernova489@gmail.com*

Abstract. The development of deposits of hard-to-recover reserves, including heavy and high-viscosity oil, dictates the need to search for new and improve existing enhanced oil recovery methods. One of the well-known methods of increasing oil recovery is the use of reservoir treatments with chemical compositions containing surfactants. A new multifunctional chemical oil-displacing composition (MFC) capable of operating in a wide temperature range has been created at the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. The oil-displacing composition of MFC based on a surfactant, an adduct of inorganic acid, polyol, ammonium and aluminum salts, and urea is designed to increase the oil recovery of fields at both early and late stages of development.

The article presents the results of laboratory tests of the developed MFC for enhanced oil recovery. Experiments were carried out on the setup to study the filtration characteristics of models of heterogeneous formation.

As a result of experiments, it was found that the use of the MFC composition leads to a significant increase in the oil displacement coefficient at both low and high temperatures. The high oil-displacing capacity of MFC at low temperature is caused by the interaction of inorganic acid and polyol, which are part of the composition, with the formation of a strong acid that reacts with the carbonate rock of the reservoir. At high temperature, due to the processes of hydrolysis of urea and aluminum salt, MFC evolves into an alkaline composition with the formation of an alkaline buffer system (pH = 9), which is optimal for oil displacement purposes.

Key words: physical simulation; high-viscosity and heavy crude oils; enhanced oil recovery; physical and chemical enhanced oil recovery methods

Введение

Основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение, с его применением добывается около 95 % нефти. В настоящее время большинство крупных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки, текущая обводненность продукции превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения зачастую относятся к категории трудноизвлекаемых: высокая вязкость нефти, низкая проницаемость коллектора и сложное геологическое строение. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 % (в том числе высоковязкие нефти — 13 %, низкопроницаемые коллекторы — 36 %) [1–6].

Добыча таких ресурсов требует от разработчиков новых подходов и методов, зачастую оптимизированных для конкретных залежей и условий. Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, включая нефтяные месторождения Арктики, необходимы создание и широкомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти, адаптированных к северным условиям, а также разработка новых химических реагентов для этих технологий [7–9].

Важным направлением поиска путей увеличения нефтеотдачи залежей тяжелой нефти является разработка новых физико-химических технологий, основанных на введении в пласт различного рода композиций

химических реагентов, в том числе на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [10–25].

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти разработана многофункциональная химическая нефтевытесняющая композиция на основе системы «ПАВ — неорганическая кислота — соли алюминия и аммония — карбамид — полиол» (МФК). Композиция обеспечивает в широком диапазоне температур от 20 до 220 °С регулируемую вязкость для достижения оптимального соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющего ее рабочего агента и в результате этого увеличение коэффициента охвата пластов воздействием, является низкозастывающей, совместима с минерализованными пластовыми водами. Растворы композиции характеризуются замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращают образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции, увеличивают проницаемость пластов-коллекторов. При высоких температурах непосредственно в пласте компоненты композиции образуют щелочную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения. При контакте композиции с высоковязкой нефтью при высокой температуре происходит деэмульгирование нефти, снижаются вязкость и температура застывания нефти.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований нефтевытесняющей способности композиции МФК в процессе вытеснения тяжелой высоковязкой нефти из модели неоднородного пласта применительно к условиям пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Объект и методы исследования

Исследование нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции проводили на лабораторной установке для изучения фильтрационных характеристик, позволяющей моделировать неоднородность нефтяного пласта. Для проведения фильтрационных испытаний было подготовлено четыре модели неоднородного пласта пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Каждая модель неоднородного пласта состояла из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различную величину газовой проницаемости (табл. 1). При моделировании процесса нефтевытеснения использовали модель пластовой воды Усинского месторождения с минерализацией 74,7 г/л и модель нефти, полученную путем термостабилизирования нефти и разбавления керосином в массовом соотношении нефть:керосин 70:30. Колонки для эксперимента последовательно насыщали моделью пластовой воды и моделью пластовой нефти. После нефтенасыщения колонки были установлены в контур нагрева для проведения эксперимента.

Эффективность применения нефтевытесняющей композиции изучали в условиях доотмыва остаточной нефти после ее вытеснения водой и паром из двух параллельных колонок с различной проницаемостью, а также в условиях, моделирующих пароциклическую обработку добывающих скважин.

Исследование влияния многофункциональной нефтевытесняющей композиции на процесс вытеснения нефти проводили следующим образом.

Сначала осуществляли вытеснение нефти моделью пластовой воды до полной обводненности продукции из обеих колонок при заданной температуре. Каждые 5–15 минут измеряли температуру, давление на входе и выходе из колонок, объемы вытесненной нефти и воды из каждой колонки. По полученным данным рассчитывали градиент давления $\text{grad } P$, МПа/м, скорость фильтрации V , м/сут, подвижность жидкостей k/μ , $\text{мкм}^2/(\text{мПа}\cdot\text{с})$, и коэффициент вытеснения нефти водой K_v , %. После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтewытесняющей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Кроме того, определяли pH жидкости на выходе из колонок и концентрацию карбамида, входящего в состав композиции. По полученным данным рассчитывали градиент давления, скорость фильтрации, подвижность жидкостей, абсолютный коэффициент вытеснения нефти составом и водой.

Исследование процесса нефтewытеснения с применением МФК проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 20–23 °С, а также при паротепловом и пароциклическом воздействии при температуре 150 °С. Эффективность применения нефтewытесняющей композиции изучали в процессе довытеснения остаточной нефти водой из модели неоднородного пласта.

Результаты и обсуждение

Для фильтрационных испытаний и оценки нефтewытесняющей способности были приготовлены модели неоднородного пласта, характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики моделей неоднородного пласта

Номер модели (эксперимента)	Газопроницаемость, мкм^2		Поровый объем, см^3		Начальная нефтенасыщенность, %	
	1 колонка	2 колонка	1 колонка	2 колонка	1 колонка	2 колонка
1	0,439	0,250	46,0	39,7	73,8	70,5
2	2,849	1,091	49,7	43,9	64,4	68,3
3	3,120	0,894	45,6	42,4	76,7	82,5
4	1,900	0,600	45,3	38,4	70,6	67,7

Величина газовой проницаемости колонок в модели неоднородного пласта находилась в диапазоне 0,250–2,849 мкм^2 . Отношение проницаемостей колонок внутри каждой модели варьировалось в пределах 1,8–3,5. Начальная нефтенасыщенность колонок, составляющих модели неоднородного пласта, составляла 64,4–82,5 %.

В таблице 2 приведены результаты определения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта и коэффициента нефтewытеснения в условиях, моделирующих пластовые, при естественном режиме разработки и при паротепловом воздействии. На рисунке 1 для примера представлены результаты изучения влияния закачки МФК на фильтраци-

онные характеристики и коэффициент нефтевытеснения модели неоднородного пласта пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, состоящей из двух параллельных колонок с проницаемостью 0,439 и 0,250 мкм². Через водонефтенасыщенную модель неоднородного пласта в направлении «пласт — скважина» фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения со скоростью нагнетания 1 см³/мин при температуре 23 °С до полной обводненности продукции на выходе. При этом достигался градиент давления в 0,5 МПа/м между входом и выходом из модели. В результате фильтрации модели пластовой воды наблюдалось вытеснение нефти, коэффициент нефтевытеснения для первой и второй колонок составил 44,2 и 43,0 %.

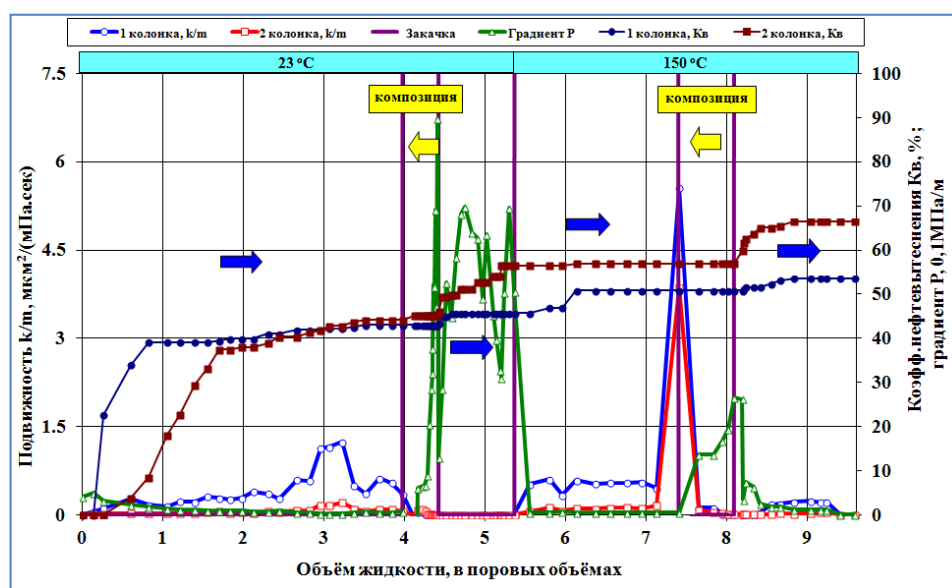


Рис. 1. Влияние закачки МФК на фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта и коэффициент нефтевытеснения. Газовая проницаемость первой и второй колонок — 0,439 и 0,250 мкм²

В направлении «скважина — пласт» закачали оторочку композиции МФК в объеме, равном 0,5 объема пор модели неоднородного пласта. При этом в первую колонку вошло 56 %, во вторую — 44 % закачанной композиции. Создавшийся градиент давления при закачке композиции составил 8,97 МПа/м. Модель неоднородного пласта выдержали 6 часов и в направлении «пласт — скважина» продолжили нагнетание воды. Подвижность жидкости в колонках при фильтрации существенно снизилась, увеличился градиент давления в среднем до 6,95 МПа/м. Прирост коэффициента нефтевытеснения из первой и второй колонок, соответственно, составил 2,8 и 12,3 %.

Затем подняли температуру до 150 °С (моделирование паротеплового воздействия), выдержали 19 часов и продолжили нагнетание воды. Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,025 МПа/м. Подвижность жидкости и скорость фильтрации в колонках увеличились. Увеличение температуры до 150 °С с фильтрацией модели пластовой воды

привело к доотмыву нефти. Прирост коэффициента нефтевытеснения для первой и второй колонок при прокачке 2 объемов пор модели пластовой воды составил, соответственно, 0,5 и 5,0 %.

При этой же температуре в направлении «скважина — пласт» закачали вторую оторочку нефтевытесняющей композиции в объеме, равном 0,5 объема пор, и протолкнули на заданное расстояние водой. В первую колонку вошло 64 %, во вторую — 36 % закачанной композиции. Создавшийся градиент давления при закачке композиции составил 2,5 МПа/м. После термостатирования при 150 °С в течение 6 часов возобновили фильтрацию модели пластовой воды в направлении «пласт — скважина». Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения нефтевытесняющей композиции и последующей фильтрации модели пластовой воды составил 6,0 и 6,2 %, соответственно, для первой и второй колонок. Анализируя эксперимент, можно отметить, что эффективность применения МФК наблюдалась как при низкой, так и при высокой температурах нефтевытеснения.

Суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения по модели за счет моделирования естественного режима разработки и паротеплового воздействия на пласт с обработкой двумя оторочками композиции МФК составил 9,3 и 23,5 % для первой и второй колонок соответственно (в среднем по модели неоднородного пласта 16,4 %).

Анализ компонентов нефтевытесняющей композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента снижается с 6,5 до 4,8 единиц pH, а затем, после нагревания до 150 °С и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 9,0 единиц pH. Такая эволюция кислотной композиции в щелочную обуславливает ее высокую эффективность при высокой температуре за счет формирования оптимальных условий для большего снижения межфазного натяжения на границе нефть — порода входящими в состав МФК поверхностно-активными веществами. Количество карбамида в пробах отобранной воды из первой и второй колонок, соответственно, составляет по итогам эксперимента 50,0 и 97,0 % от начального его содержания в композиции МФК, свидетельствуя о невысокой степени гидролиза карбамида.

Эксперименты 2, 3, 4 по оценке нефтевытесняющей способности композиции МФК проведены аналогичным образом. В таблице 2 приведены сводные результаты проведенных экспериментов.

Через модели неоднородного пласта фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения до полной обводненности продукции, коэффициент нефтевытеснения при этом составил 2,2–67,3 % по отдельным колонкам, больший коэффициент наблюдался у колонок с большей проницаемостью. Последовательная обработка композицией МФК при 23 °С, поднятие температуры до 150 °С и вторая обработка композицией МФК привели к дополнительному нефтевытеснению: при температуре 23 °С — 3,4–24,8 %, при 150 °С — 1,1–32,7 %. Максимальный градиент давления, создавшийся при фильтрации, находится в диапазоне 3,95–7,2 МПа/м. Суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения за счет обработки

композиции МФК при низкой и высокой температуре находился в диапазоне 6,7–44,3 % для первой и второй колонок.

Таблица 2

Сводные результаты проведенных экспериментов

Номер модели (эксперимента)	Номер колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Коэффициент нефтевытеснения водой/водой и композицией, %	Объем прокачки композиции (в V _{пор} образца), закачка 1 и закачка 2	Максимальный перепад давления при прокачке композиции, МПа/м	Прирост коэффициента нефтевытеснения водой и МФК, %		
						23 °С	150 °С	Сум.
1	1	0,439	44,2 / 53,5	0,376	8,97	2,8	6,5	9,3
	2	0,250	43,0 / 66,5	0,169		12,3	11,2	23,5
2	1	2,849	66 / 59,3	0,345 0,255	3,95	5,6	1,1	6,7
	2	1,091	2,2 / 46,5	0,155 0,245		24,8	19,5	44,3
3	1	3,120	36,5 / 42,2	0,280 0,318	6,75	3,4	2,3	5,7
	2	0,894	11,4 / 25,5	0,221 0,183		5,7	8,4	14,1
4	1	1,900	67,3 / 75,2	0,453	7,2	0	7,9	7,9
	2	0,600	31,7 / 64,4	0,047 0,230		0	32,7	32,7

Во всех проведенных экспериментах наблюдались выравнивание фильтрационных потоков (подвижностей жидкости в колонках) и прирост коэффициентов нефтевытеснения. Увеличение коэффициента нефтевытеснения за счет применения композиции происходит как при низкой, так и при высокой температуре. Прирост коэффициента нефтевытеснения при температуре 23 °С находится в диапазоне 2,8–24,8 %, при температуре 150–202 °С — в диапазоне 1,1–32,7 %. Закачку композиции МФК проводили при градиенте давления в 3,95–8,97 МПа/м, который может быть снижен за счет увеличения времени закачки. Максимальный градиент давления, создавшийся при фильтрации, находится в диапазоне 0,01–6,95 МПа/м.

Анализ компонентов многофункциональной химической композиции в пробах воды, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал увеличение значений водородного показателя рН максимально до 9,0 единиц рН, при этом значения рН определяются гидролизом карбамида и зависят от температуры проведения эксперимента, при низких температурах значения рН находились в области 5,6 до 7,0 единиц рН, при высоких — в диапазоне 8,5–9 единиц рН, оптимальном для обеспечения наиболее эффективной моющей способности ПАВ. Концентрация карбамида на выходе из моделей неоднородного пласта зависит от температуры эксперимента: при температуре ниже 90 °С наблюдаются частичный гидролиз карбамида и значительная концентрация карбамида на выходе, при температуре 150–200 °С и достаточном времени выдержки процесс гидролиза идет почти полностью, и концентрация карбамида в пробах снижается до следовых значений.

Следует ожидать большего эффекта от применения МФК в условиях реального пласта за счет большего времени нахождения композиции МФК в пластовых условиях. Это приведет к большей степени гидролиза карбамида с формированием условий щелочной среды и выделения CO_2 , за счет чего увеличится и нефтеотмывающая способность ПАВ, входящих в состав многофункциональной химической композиции, и снизится вязкость нефти.

Выводы

Серия проведенных экспериментов по изучению нефтевытесняющей способности МФК показала, что ее применение приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения при низких и высоких температурах. Компоненты МФК взаимодействуют между собой и с породой карбонатного коллектора с выделением углекислого газа, который, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость и способствует дополнительному вытеснению. При высоких температурах (при тепловом воздействии) происходит реакция гидролиза карбамида с образованием углекислого газа и щелочной буферной системы с высокой емкостью в области значений водородного показателя 8–9 единиц pH. Таким образом, установлена эффективность применения МФК в широком температурном интервале. Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения МФК происходит как при низкой, так и при высокой температуре, что расширяет сферу возможного использования композиции. Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения композиции МФК по итогам фильтрационных испытаний составил от 5,7 до 32,7 % по отдельным колонкам. В среднем из каждой модели неоднородного пласта дополнительно было вытеснено 18 % нефти.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Библиографический список

1. Якуцени, В. П. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе / В. П. Якуцени, Ю. Э. Петрова, А. А. Суханов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – С. 1–11.
2. Тарасюк, В. М. Высоковязкие нефти и природные битумы : проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / В. М. Тарасюк. – Текст : непосредственный // Берегиня. 777. Сова: Общество. Политика. Экономика. – 2014. – № 2 (21). – С. 121–125.
3. Барков, С. Нефтедобыча : запасы и КИН / С. Барков, Е. Грунис, А. Хавкин. – Текст : электронный // Neftegaz.ru : официальный сайт. – 2013. – URL: <http://neftegaz.ru/science/view/932/>. – Дата публикации: 18 декабря 2013.
4. Полищук, Ю. М. Высоковязкие нефти : анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю. М. Полищук, Г. И. Яценко. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : сетевое издание. – 2005. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/vysokovязkie-nefti-analiz-prostranstvennyx-i-vremennyx-izmenenij-fiziko-ximicheskix-svoystv>.
5. МаксUTOB, P. A. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / P. A. МаксUTOB, Г. И. Орлов, A. B. Осипов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2005. – № 6. – С. 46–58.

6. Нефтьевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.4.5 – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4–1. – С. 281–288.
7. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 1 (32). – С. 46–52.
8. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Успехи химии. – 2007. – Т. 76, № 10. – С. 1034–1052.
9. Alvarado, V. Enhanced Oil Recovery : An Update Review / V. Alvarado, E. Manrique. – DOI 10.3390/en3091529. – Текст : непосредственный // Energies. – 2010. – Vol. 3, Issue 9. – P. 1529–1575.
10. Алтунина, Л. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт / Л. Алтунина, В. Кувшинов, И. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2010. – № 6. – С. 68–75.
11. Best Surfactant for EOR Polymer Injectivity / B. Gerlach, F. Dugonjic-Bilic, M. Neuber, A. Alkoush. – Текст : электронный // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. Mishref, Kuwait, October 2019. – URL: <https://doi.org/10.2118/198097-ms>.
12. Thomas, S. Enhanced Oil Recovery - An Overview / S. Thomas. – DOI 10.2516/ogst:2007060 – Текст : непосредственный // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – Vol. 63, Issue 1. – P. 9–19.
13. Olajire, A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry : prospects and challenges / A. A. Olajire. – DOI 10.1016/j.energy.2014.09.005. – Текст : непосредственный // Energy. – 2014. – Vol. 77. – P. 963–982.
14. Adams, W. T. Surfactant Flooding Carbonate Reservoirs / W. T. Adams, V. H. Schievelbein. – DOI 10.2118/12686-PA. – Текст : непосредственный // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – Vol. 2, Issue 04. – P. 619–626.
15. Alkyl Aryl Sulfonates Surfactants For EOR : Scale Up From Lab To Pilot / Francisco Aguilar, I. López, C. Prieto [et al.]. – Текст : электронный // SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/179653-MS>.
16. Hirasaki, G. J. Recent Advances in Surfactant EOR / G. J. Hirasaki, C. A. Miller, M. Puerto. – DOI 10.2118/115386-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2011. – Vol. 16, Issue 04. – P. 889–907.
17. Raffa, P. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery : A review / P. Raffa, A. A. Broekhuis, F. Picchioni. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.07.007. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 145. – P. 723–733.
18. Polymeric Surfactants : Synthesis, Properties, and Links to Applications / P. Raffa, D. A. Z. Wever, F. Picchioni, A. A. Broekhuis. – DOI 10.1021/cr500129h. – Текст : непосредственный // Chemical Reviews. – 2015. – Vol. 115, Issue 16. – P. 8504–8563.
19. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. – Москва : Недра, 2002. – 639 с. – Текст : непосредственный.
20. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов ; отв. ред. В. Ф. Камьянов ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт химии нефти. – Новосибирск : Наука : Сибирская издательская фирма, 1995. – 196 с. – Текст : непосредственный.
21. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools / L. K. Altunina, V. A. Kuvshinov, S. O. Ursegov, M. V. Chertenkov. – Текст : электронный // 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. – Cambridge, UK, 2011. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>.
22. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 4. Физика и химия. – 2013. – № 2. – С. 46–76.
23. Алтунина, Л. К. Залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2011. – № 6. – С. 110–116.

24. Алтунина Л. К. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331–334.
25. Увеличение нефтеотдачи месторождений высоковязкой нефти химически эволюционирующими композициями / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Материалы научно-практической конференции «Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса». Москва, 21–23 ноября 2018. – Москва : Изд-во ОАО «ВНИПИНЕФТЬ». – 2018. – С. 12–14.

References

1. Yakutseni, V. P., Petrova, Yu. Eh., & Sukhanov, A. A. (2007). Dinamika doli otositiel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zasposov nefi v obshchem balanse. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, (2), pp. 1-11. (In Russian).
2. Tarasyuk, V. M. (2014). Heavy crude oils and natural bitumens: problems and efficiency increase in exploration and field development. Bereginia. 777. Sova: Obshchestvo. Politika. Ekonomika, (2(21)), pp. 121-125. (In Russian).
3. Barkov, S., Grunis, E., & Khavkin, A. (2013). Neftedobycha: zapasy i KIN. (In Russian). Available at: <http://neftegaz.ru/science/view/932/>
4. Polishchuk, Yu. M., & Yashchenko, G. I. (2005). Vysokov'yazkie nefi: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv. Neftgazovoye delo, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/vysokov'yazkie-nefti-analiz-prostranstvennykh-i-vremennykh-izmeneniy-fiziko-khimicheskikh-svoystv>
5. Maksutov, R. A., Orlov, G. I., & Osipov, A. V. (2005). Osvoenie zasposov vysokov'yazkikh nefey v Rossii. Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa, (6), pp. 46-58. (In Russian).
6. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Staseva, L. A., Kuvshinov, I. V., & Kozlov, V. V. (2016). Oil-displacing surfactant composition with controlled viscosity for enhanced oil recovery from heavy oil deposits. Georesursy, 18(4-1), pp. 281-288. (In English). DOI: 10.18599/grs.18.4.5
7. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2007). Uvelichenie nefteotdachi zalezhey vysokov'yazkikh nefey fiziko-khimicheskimi metodami. Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa, (1(32)), pp. 46-52. (In Russian).
8. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2007). Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields, Russian Chemical Reviews, 76(10), pp. 971-987. (In English). DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723
9. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies, 3(9), pp. 1529-1575. (In English). DOI: 10.3390/en3091529
10. Altunina, L., Kuvshinov, V., & Kuvshinov, I. (2010). Kompozitsii PAV dlya effektivnogo paroteplovogo vozdeystviya na plast. Oil & Gas Journal Russia, (6), pp. 68-75. (In Russian).
11. Gerlach, B., Dugonjic-Bilic, F., Neuber, M., & Alkhouh, A. (2019). Best Surfactant for EOR Polymer Injectivity. SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. Mishref, Kuwait. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/198097-ms>
12. Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. Oil & Gas Science and Technology, 63(1), pp. 9-19. (In English).
13. Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges. Energy, 77, pp. 963-982. (In English). DOI : 10.1016/j.energy.2014.09.005
14. Adams, W. T., & Schievelbein, V. H. (1987). Surfactant Flooding Carbonate Reservoirs. SPE Reservoir Engineering, 2(04), pp. 619-626. (In English). DOI: 10.2118/12686-PA
15. Aguilar, F., López, I., Prieto, C., Montes, J., Lázaro, J., Barrio, I.,... Rodriguez, B. (2016). Alkyl Aryl Sulfonates Surfactants For EOR: Scale Up From Lab To Pilot. SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April, 11-13. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/179653-MS>
16. Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. SPE Journal, 16(04), pp. 889-907. (In English). DOI: 10.2118/115386-PA
17. Raffa, P., Broekhuis, A. A., & Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 145, pp. 723-733. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.007

18. Raffa, P., Wever, D. A. Z., Picchioni, F., & Broekhuis, A. A. (2015). Polymeric Surfactants: Synthesis, Properties, and Links to Applications. *Chemical Reviews*, 115(16), pp. 8504-8563. (In English). DOI: 10.1021/cr500129h
19. Gazizov, A. A. (2002). Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdney stadii razrabotki. Moscow, Nedra Publ., 639 p. (In Russian).
20. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (1995). Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV. Novosibirsk, Nauka, Sibirskaya izdatel'skaya firma Publ., 196 p. (In Russian).
21. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Ursegov, S. O., & Chertenkov, M. V. (2011). Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. Cambridge, UK. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>
22. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Physicochemical methods for enhanced oil recovery. *Vestnik of Saint-Petersburg University. Physics and chemistry*, (2), pp. 46-76. (In Russian).
23. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A. & Kuvshinov, I. V. (2011). Zalezhi s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Kompleksnaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi. *Oil & Gas Journal Russia*, (6), pp. 110-116. (In Russian).
24. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2001). Fiziko-khimicheskie aspekty tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi (obzor). *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, (9), pp. 331-334. (In Russian).
25. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Kuvshinov, I. V., Staseva, L. A., Kozlov, V. V., Chertenkov, M. V.,... Karmanov, A. Yu. (2018). Uvelichenie nefteotdachi mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefi khimicheski evolyutsioniruyushchimi kompozitsiyami. Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Aktual'nye zadachi neftepererabatyvayushchego i neftekhimicheskogo kompleksa", Moscow, November 21-23. Moscow, VNIPneft' OAO Publ., pp. 12-14. (In Russian).

Сведения об авторах

Козлов Владимир Валерьевич, к. х. н., старший научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, старший преподаватель кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск

Алтунина Любовь Константиновна, д. т. н., заслуженный деятель науки РФ, заведующий лабораторией коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, профессор кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск

Стасьева Любовь Анатольевна, научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Чернова Ульяна Вадимовна, инженер лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, e-mail: chernova489@gmail.com

Шолидодов Мехроб Рустамбекович, ведущий инженер лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Information about the authors

Vladimir V. Kozlov, Candidate of Chemistry, Senior Researcher at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Senior Lecturer at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, National Research Tomsk State University, Tomsk

Lyubov K. Altunina, Doctor of Engineering, Honoured Worker of Science of the Russian Federation, Head of the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Professor at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, National Research Tomsk State University, Tomsk

Lyubov A. Stasyeva, Researcher at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk

Uliana V. Chernova, Engineer at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, e-mail: chernova489@gmail.com

Mekhrob R. Sholidodov, Senior Engineer at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk