

ЛАБОРАТОРНОЕ ИСПЫТАНИЕ КИСЛОТНОЙ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Мехроб Рустамбекович Шолидодов

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, ведущий инженер, sholidodov93@inbox.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, аспирант

Владимир Валерьевич Козлов

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, к.х.н., старший научный сотрудник, kozlov_vv2004@mail.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, старший преподаватель кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии

Любовь Константиновна Алтунина

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, д.т.н., профессор, зав. лабораторией, alk@ipc.tsc.ru; Национальный исследовательский Томский государственный университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 36, профессор кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии

Ульяна Вадимовна Чернова

Институт химии нефти СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, проспект Академический, 4, аспирант, младший научный сотрудник, chernova489@gmail.com

В статье представлены результаты лабораторных испытаний разработанной в ИХН СО РАН для повышения нефтеотдачи кислотной нефтевытесняющей композиции на основе поверхностно-активных веществ. Эксперименты проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта. Установлено, что использование композиции приводит к значительному приросту коэффициента нефтевытеснения.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи пластов, кислотная нефтевытесняющая композиция, физическое моделирование процесса нефтевытеснения, высоковязкая нефть

LABORATORY TESTING OF ACID OIL-DISPLACING COMPOSITION TO ENHANCE OIL RECOVERY

Mehrob R. Sholidodov

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., Senior engineer. sholidodov93@inbox.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, postgraduate student

Vladimir V. Kozlov

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., PhD., Senior Researcher, kozlov_vv2004@mail.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, Senior Lecturer of the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry

Lubov K. Altunina

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., Dr.Sc., Professor, Head of the Laboratory, alk@ipc.tsc.ru; National Research Tomsk State University, 634050, Russia, Tomsk, 36, Lenin Ave, Professor of the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry

Uliana V. Chernova

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634055, Russia, Tomsk, 4, Academic Ave., postgraduate student, Junior Researcher, chernova489@gmail.com

The article presents the results of laboratory tests of an acid oil-displacing composition based on a surfactant developed at the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences to enhance oil recovery. The experiments were carried out on a installation to study the filtration characteristics of heterogeneous reservoir models. It was found that the use of the composition leads to a significant increase in the oil displacement coefficient.

Keywords: enhanced oil recovery, acid oil-displacing composition, physical modeling of the oil displacement process, high-viscosity oil

Основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение, с его применением добывается около 90-95 % нефти. К трудно-извлекаемым запасам можно отнести нефти с аномальными физико-химическими свойствами, такими как высокая вязкость и плотность, слишком высокая или низкая газонасыщенность, высокая степень обводненности (75-90 %), а также нефти с осложненными условиями залегания. Доля трудно извлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 %, в том числе высоковязкая нефть – 13 %, низкопроницаемые коллекторы – 36 % [1]. Поэтому задача создания новых технологий повышения нефтеотдачи низкотемпературных месторождений высоковязкой нефти является актуальной.

Одними из перспективных методов увеличения нефтеотдачи являются физико-химические методы, реализуемые путем закачки в продуктивные пласты поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей, кислот или композиций на их основе. Добавление химических реагентов в закачиваемую воду непосредственно в пласте приводит к уменьшению межфазного натяжения на границах раздела фаз в системе «нефть – вода – порода», увеличению смачиваемости породы водой, снижению проницаемости пористой среды по воде, увеличению проницаемости породы коллектора, увеличению коэффициента вытеснения нефти и др. [2-7].

Для увеличения коэффициента вытеснения нефти в Институте химии нефти СО РАН была создана кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и карбамида. При низких температурах композиция реагирует с карбонатной породой коллектора, что приводит к увеличению проницаемости пласта, при этом происходит выделение углекислого газа и растворимых в воде солей. В то же время, углекислый газ растворяется в нефти, уменьшая ее вязкость, что приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи. При увеличении температуры выше 70 °С карбамид, входящий

в состав композиции, гидролизуется с образованием углекислого газа и аммиачной буферной системы [2].

Исследование процесса нефтевытеснения проводили на установке для изучения фильтрационных характеристик (ООО КАТАКОН), позволяющей моделировать неоднородность нефтяного пласта. Для проведения фильтрационных испытаний были подготовлены модели неоднородного пласта пермокарбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. Каждая модель неоднородного пласта состояла из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным карбонатным керновым материалом и имеющих различающуюся величину газовой проницаемости (Таблица 1). Колонки последовательно насыщали моделью пластовой воды и моделью пластовой нефти. После нефтенасыщения колонки были установлены в контур нагрева для проведения эксперимента. Исследование процесса нефтевытеснения с применением кислотной химической нефтевытесняющей композиции 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 кислотной химической нефтевытесняющей композиции изучали при первичном вытеснении нефти и в процессе довытеснения остаточной нефти водой из двух параллельных колонок с различной проницаемостью.

Результаты обработки. Для исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности кислотной композиции были подготовлены 2 модели карбонатного коллектора, состоящие из двух параллельных колонок. Величина исходной газовой проницаемости находилась в диапазоне от 0,250 до 1,561 мкм². Начальная нефтенасыщенность колонки составляла от 68,1 до 77,7 % (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики моделей неоднородного пласта

№ модели эксперимента	№ Колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Отношение проницаемостей моделей	Поровый объем, см ³	Начальная нефтенасыщенность, %
1	1	0,439	1,76:1	46,6	73,8
	2	0,250		39,7	70,5
2	1	1,561	2,06:1	51,4	68,1
	2	0,757		50,2	77,7

В табл. 2 приведены результаты фильтрационных исследований моделей неоднородного пласта Усинского месторождения.

Через нефтенасыщенные модели неоднородного пласта Усинского месторождения фильтровали пластовую воду Усинского месторождения до полной обводненности продукции на выходе из моделей. При этом среднее значение коэффициента нефтевытеснения составило 43,5 и 51,6 % для первой и второй моделей, соответственно.

Затем в направлении «скважина – пласт» при 23 °С закачивали 0,5 объема пор химической кислотной композиции. При последующей фильтрации до полной обводненности продукции на выходе из моделей неоднородного пласта, закачка композиции привела к приросту коэффициента вытеснения нефти. Среднее значение прироста коэффициента вытеснения нефти за счет закачки композиции составило 7,5 и 9,2 %, по первой и второй моделям, соответственно.

Далее подняли температуру до 150 °С и продолжали фильтрацию пластовой воды Усинского месторождения. При увеличении температуры до 150 °С в моделях увеличивалась подвижность, уменьшался градиент давления. Прирост коэффициента нефтевытеснения по первому эксперименту не наблюдался, для второго эксперимента – составил в среднем 2,7 % по модели.

Аналогичным образом при 150 °С было закачено 0,5 объема пор кислотной композиции. Среднее значение прироста коэффициента вытеснения нефти за счет закачки композиции составило 9,2 и 5,4 % по первой и второй моделям, соответственно.

Таблица 2

Результаты фильтрационных исследований кислотной композиции при естественном режиме разработки пласта и при моделировании пароциклической обработки скважин

№ модели (эксперимента)	№ колонки	Газопроницаемость, мкм ²	Отношение подвижностей		Коэффициент вытеснения нефти, %		
			До закачки композиции	После закачки композиции	Водой	Водой и кислотной композицией	Прирост за счет кислотной композиции при 23 °С (при 150 °С) / сум
1	1	0,439	18.1:1	1.7:1	43	54,0	2 (9) /11
	2	0,250			44	66,5	13 (9,5) /22.5
2	1	1,561	6.5:1	1.3:1	53,2	68,8	10,6 (5,0) /15,6
	2	0,757			50,1	63,7	7,8 (5,8) /13,6

Анализ компонентов кислотной нефтевытесняющей композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента при 23 °С снижается с 6,3 до 5,8 единиц рН, а затем, после нагревания до 150 °С и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав кислотной композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 9 единиц рН. Количество карбамида в пробах отобранной воды составляет по итогам эксперимента 79 и 80 % от начального содержания в композиции по первой и второй колонкам, соответственно, свидетельствуя о небольшой степени гидролиза карбамида.

Закключение. В результате проведенных исследований установлено, что закачка кислотной композиции приводит к перераспределению фильтрационных

потоков жидкости в моделях пласта. Кроме того, происходит значительный прирост коэффициента вытеснения нефти при естественном режиме разработки пласта и при моделировании пароциклического режима разработки месторождения. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет композиции при 23 °С составил от 2 до 10,6 %, при 150 °С – от 5 до 9,5 %, по всему эксперименту от 11 до 22,5 %. Кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и карбамида эффективна для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей как за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти, так и за счет увеличения охвата пласта при заводнении и паротепловом воздействии.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. МаксUTOB P. A., Орлов Г. И., Осипов А. В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 46–58.
2. 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. – № 26. – С. 261-277 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331-344.
4. Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits // Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (A M HS'17). AIP Conference Proceeding. – 2017. – Vol. 1909 (1). – P. 020005. – <https://doi.org/10.1063/1.5013686>
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertentkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field // Oil Industry. – 2017. – Vol. 7. – P. 26-29.
6. Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali-surfactant and polymer flooding // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2012 – № 2. – С. 67–74. – <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0021-2>.
7. Kumar N., Gaur T., Mandal A. Characterization of SPN pickering emulsions for application in enhanced oil recovery // J. Ind. Eng. Chem. – 2017. – № 54. – С. 304–315. – <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.06.005>.

REFERENCES

1. Maksutov R. A., Orlov G. I., Osipov A. V. Osvoenie zapasov vysokovyazkih neftej v Rossii // Tekhnologii TEK. – 2005. – № 6. – S. 46–58.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V. Tendencii i per-spektivy razvitiya fiziko-himicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi mestorozh-denij tyazheloj nefiti // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – 2018. – № 26. – S. 261-277 s.
3. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-himicheskie aspekty tekhnologij uvelicheniya nefteotdachi (obzor) // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – 2001. – № 9. – S. 331-344.

4. Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits // Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (A M HS'17). AIP Conference Proceeding. – 2017. – Vol. 1909 (1). – P. 020005. – <https://doi.org/10.1063/1.5013686>
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field // Oil Industry. – 2017. – Vol. 7. – P. 26-29.
6. Samanta A., Bera A., Ojha K., Mandal A. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2012 – № 2. – С. 67–74. – <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0021-2>.
7. Kumar N., Gaur T., Mandal A. Characterization of SPN pickering emulsions for application in enhanced oil recovery // J. Ind. Eng. Chem. – 2017. - № 54. – С. 304–315. – <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.06.005>.

© М. Р. Шолитодов, В. В. Козлов, Л. К. Алтунина, У. В. Чернова, 2021