

УДК 622.276.4

DOI: 10.15372/ChUR2021288

Исследование эффективности применения кислотной химической нефтевытесняющей композиции ГБЖ

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

*Институт химии нефти СО РАН,
Томск (Россия)**E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru*

Аннотация

В работе представлены результаты лабораторных испытаний разработанной в Институте химии нефти СО РАН кислотной химической нефтевытесняющей композиции ГБЖ на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ), аддукта неорганической кислоты, многоатомного спирта и карбамида. Технология направлена на повышение коэффициента нефтеотдачи за счет воздействия на породу коллектора с восстановлением приемистости скважин, находящихся на поздней стадии разработки, и нефтеотмывающей способности, входящих в ее состав ПАВ, в широком температурном интервале (23–150 °С). Под действием пластовых условий, непосредственно в пласте, образуется сильная кислота, способная взаимодействовать с породой коллектора с увеличением приемистости призабойной зоны для воды и острого пара. Установлено, что воздействие на пласт кислотной композицией приводит к выравниванию фильтрационных потоков и существенному приросту коэффициента нефтевытеснения.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, композиции поверхностно-активных веществ, кислотные композиции, фильтрация

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется существенным изменением структуры запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых ресурсов, в том числе нефтей в низкопроницаемых, терригенных и карбонатных коллекторах [1]. Доля трудноизвлекаемой нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 % [2–4].

По оценкам экспертов, запасы трудноизвлекаемой нефти в мире превышают 1 трлн т и в развитых промышленных странах рассматриваются как существенный резерв ее добычи. Так, запасы тяжелых и высоковязких нефтей примерно в 5 раз превышают запасы легких и маловязких нефтей (810 и 162.3 млрд т соответственно) и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли как в России, так и в других нефтедобывающих странах [5–6].

Для эффективного освоения трудноизвлекаемой нефти и дальнейшего увеличения объемов

ее добычи необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных (физико-химических) технологий увеличения нефтеотдачи, например путем закачки в продуктивные пласты различного рода композиций реагентов, способных химически реагировать с породой пласта и пластовыми флюидами [7]. Наряду с известными кислотами начинают использоваться комплексные кислоты, образующиеся в результате донорно-акцепторного взаимодействия компонентов композиции. Состав и свойства комплексных кислот регулируются концентрациями и соотношением донора и акцептора. Комплексные кислоты обладают поверхностно-активными свойствами, могут повышать нефтеотдачу низкопроницаемой матрицы пласта одновременно за счет растворения и капиллярной противоточной пропитки матрицы.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти за счет повышения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин, а также увеличения коэффициента нефте-

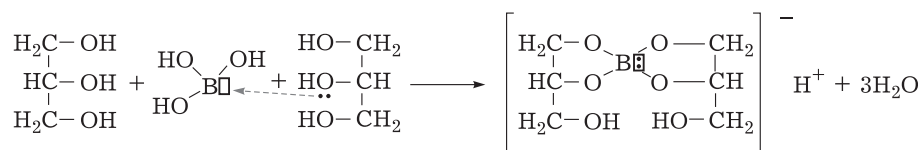


Рис. 1. Донорно-акцепторное взаимодействие борной кислоты и глицерина с образованием комплексной глицеринборной кислоты [8].

вытеснения в Институте химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) разработана кислотная химическая нефтевытесняющая композиция ГБК на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ), аддукта неорганической кислоты, многоатомного спирта и карбамида. В системах “неорганическая поликислота – полиол” за счет донорно-акцепторного взаимодействия образуются комплексные кислоты намного более сильные, чем исходная кислота. Донорно-акцепторное взаимодействие позволяет усилить кислотность нефтевытесняющих композиций и увеличить продолжительность их действия в пласте за счет повышения буферной емкости и расширения диапазона буферного действия в кислой среде [8].

На рис. 1 приведена схема образования комплексной кислоты и ее диссоциации на ионы на примере взаимодействия борной кислоты и глицерина.

Атом кислорода гидроксильной группы в молекуле глицерина (донора) отдает свою неподеленную электронную пару на свободную орбиталь атома бора в молекуле борной кислоты (акцептора). В результате из одной молекулы борной кислоты и двух молекул глицерина образуется молекула координационного соединения – глицеринборная кислота, на четыре порядка более сильная, чем борная кислота.

При взаимодействии кислотной композиции с карбонатным коллектором: 1) не образуются нерастворимых продуктов; 2) выделяется CO_2 , который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Реакция с карбонатным коллектором и гидролиз карбамида, входящего в состав композиции, при высоких температурах приводит к увеличению значений водородного показателя (рН) от 2.8–3.1 до 8.8–10.0. Взаимодействие кислотной композиции с коллектором терригенной природы приводит к образованию сложных комплексов кремния, а гидролиз входящего в состав композиции карбамида при высоких температурах также смещает кислотность среды в зону щелочных значений, что

обеспечивает эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт.

Таким образом, композиция обладает замедленной реакцией как с карбонатной, так и с терригенной породами, а высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глиен приводят к доотмыву остаточной нефти из высоко- и низкопроницаемых зон пласта [8].

Цель настоящей работы – исследование процесса вытеснения высоковязкой нефти кислотной химической композицией из модели неоднородного пласта карбонатной и терригенной природы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Исследование процесса нефтевытеснения проводили на лабораторной установке, позволяющей моделировать неоднородность нефтяного пласта. Для проведения фильтрационных испытаний были подготовлены модели неоднородного пласта Усинского (карбонатный коллектор) и Русского (терригенный коллектор) месторождений. Каждая модель неоднородного пласта состояла из двух параллельных колонок (1 и 2), заполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различающиеся величины газовой проницаемости (табл. 1). При моделировании процесса нефтевытеснения использовали модели пластовой воды Усинского и Русского месторождений (минерализация 74.7 и 16.5 г/л соответственно) и модели нефти, полученные путем ее термостабилизации и разбавления керосином (массовое соотношение 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 кислотной нефтевытесняющей композиции изучали в условиях доотмыва остаточной нефти после ее вытеснения водой и паром из двух параллельных

ТАБЛИЦА 1

Физико-химические характеристики моделей неоднородного пласта

Модель	Газопроницаемость, мкм ²		Отношение проницаемостей (колонка 1 : колонка 2)	Начальная нефтенасыщенность, %		Тип моделируемого коллектора
	Колонка 1	Колонка 2		Колонка 1	Колонка 2	
1	1.864	0.510	3.6 : 1	63.0	64.4	Карбонатный
2	1.110	0.892	1.3 : 1	64.6	62.6	>>
3	0.500	0.343	1.5 : 1	63.8	60.3	Терригенный
4	2.210	1.001	2.2 : 1	71.4	78.9	>>

ТАБЛИЦА 2

Результаты фильтрационных испытаний и оценки нефтевытесняющей способности кислотной химической композиции

Модель	Газопроницаемость, мкм ²		Коэффициент нефтевытеснения, %						Отношение подвижностей жидкости (колонка 1 : колонка 2)			
			водой / водой и композицией		Прирост за счет обработки композицией							
	Номер колонки				23 °С		150 °С		Суммарно		до закачки	после закачки
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2		
1	1.864	0.510	49.5 / 51.8	4.1 / 33.5	1.1	21.3	1.1	8.1	2.2	29.4	10.9 : 1	2.8 : 1
2	1.110	0.892	38.5 / 49.4	27.6 / 50.9	6.1	10.2	4.8	13.1	10.9	23.3	3.1 : 1	1.5 : 1
3	0.500	0.343	44.1 / 69.6	9.1 / 63.9	9.1	6.5	7.5	6.0	16.6	12.5	1.7 : 1	1.2 : 1
4	2.210	1.001	55.7 / 65.4	30.9 / 46.1	6.0	8.6	3.7	6.6	9.7	15.2	26.9 : 1	9.0 : 1

колонок с различной проницаемостью, а также в условиях, моделирующих пароциклическую обработку добывающих скважин.

Исследование влияния кислотной химической 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 мин измеряли температуру, давления на входе и выходе из колонок, объемы вытесненной нефти и воды из каждой колонки. По полученным данным рассчитывали градиент давления (p , МПа/м), скорость фильтрации (V , м/сут), подвижность жидкостей (k/μ , мкм²/(мПа·с), где k – коэффициент проницаемости пласта, μ – вязкость жидкости) и коэффициент вытеснения нефти водой (K_v , %). После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтевытесняющей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Кроме того, определяли рН жидкости на выходе из колонок и концентрацию карбамида, входящего в состав композиции. По полученным данным рассчитывали значения V , k/μ , градиента p , абсолютный коэффициент вытеснения нефти – составом и водой.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для фильтрационных испытаний и оценки нефтевытесняющей способности было подготовлено по две модели неоднородного пласта Усинского и Русского месторождений (см. табл. 1). Величина газовой проницаемости колонок в модели неоднородного пласта находилась в диапазоне 0.343–2.210 мкм². Отношение проницаемостей колонок внутри модели составляло от 1.3 : 1.0 до 3.6 : 1.0, начальная нефтенасыщенность колонок – от 60.3 до 78.9 %.

В табл. 2 приведены результаты определения фильтрационных характеристик и коэффициента нефтевытеснения в условиях, моделирующих пластовые, при естественном режиме разработки и при паротепловом воздействии.

На рис. 2 в качестве примера представлены результаты фильтрационных исследований модели неоднородного пласта Русского месторождения, состоящего из колонок 1 и 2 с проницаемостью 0.500 и 0.343 мкм² соответственно.

Через водонефтенасыщенные модели неоднородного пласта при температуре 23 °С фильтровали модели пластовой воды соответствующего месторождения. Количество вытесненной нефти существенно различалось из-за различий в проницаемости колонок. Следует отметить, что фильтрацию проводили до полной об-

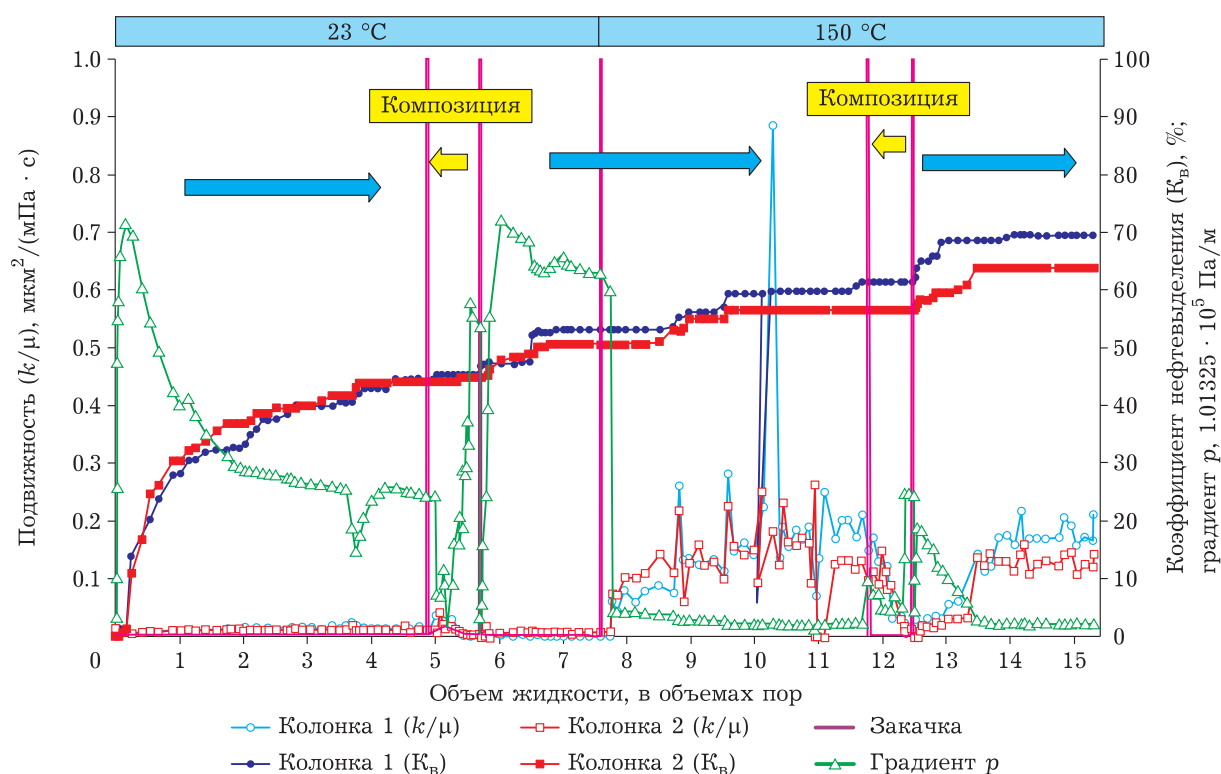


Рис. 2. Результаты фильтрационных исследований модели неоднородного пласта Русского месторождения, состоящего из колонок 1 и 2 с проницаемостью 0.500 и 0.343 мкм² соответственно.

водненности продукции на выходе. Коэффициент нефтевытеснения в среднем по моделям для колонки с большей проницаемостью составил 38.5–55.7 %, а для низкопроницаемой – 4.1–30.9 %. Далее закачивали оторочку кислотной химической нефтевытесняющей композиции в объеме, равном 0.5 объема пор модели пласта, и выдерживали при заданных условиях в течение 24 ч. Для закачки композиции создавали градиент p от 0.12 до 7.80 МПа/м, который снижался за счет увеличения времени закачки. Ввиду различий в проницаемости колонок объем закачанной композиции был разным. После закачки композиции возобновили фильтрацию моделей пластовой воды соответствующего месторождения. При этом наблюдали прирост коэффициента нефтевытеснения. Для колонки 1, имеющей большую проницаемость, прирост коэффициента нефтевытеснения составил 1.1–9.1 %, для низкопроницаемой колонки 2 – 6.5–21.3 %.

В следующем эксперименте модели неоднородного пласта нагревали до 150 °С, выдерживали 24 ч, и аналогичным образом производили обработку колонок кислотной композицией. Последующая фильтрация модели пластовой воды привела к дополнительному отмыву нефти из колонок с большей проницаемостью – 1.1–13.1 %,

и из низкопроницаемых – 6.0–13.1 %. Суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения за счет обработки кислотной композицией составил в среднем по моделям 24.9–34.2 %. При моделировании процесса нефтевытеснения установлено, что обработка кислотной композицией приводит к выравниванию фильтрационных потоков во всех моделях неоднородного пласта карбонатной и терригенной природы, а отношение подвижностей жидкости в колонках меняется.

Анализ компонентов кислотной композиции в пробах воды, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал максимальное увеличение значений рН до 8.6. При этом кислотность среды определяется гидролизом карбамида и зависит от температуры проведения эксперимента: значения рН при низких температурах находились в диапазоне 5.3–6.8, при высоких – в области 8.0–8.6. Количество карбамида в пробах отобранной воды по итогам экспериментов 2, 3 и 4 по отдельным колонкам составляло от 43.7 до 97.6 % (от начальной концентрации) что свидетельствует о различной степени гидролиза карбамида.

Высокая нефтевытесняющая способность кислотной композиции обусловлена высокой отмывающей способностью входящих в состав ком-

позиций ПАВ и формированием оптимальных условий за счет образования неорганической буферной системы большой емкости. Аддукт неорганической кислоты реагирует с полиолом с образованием более сильной кислоты, способной взаимодействовать с карбонатной и терригенной породой, увеличивая ее приемистость, что также способствует нефтевытеснению. Кроме того, регулирование вязкости композиции приводит к дополнительному поршневному вытеснению нефти.

Пароциклическое воздействие на пласт, проведенное после предварительной обработки кислотной композицией, позволяет существенно увеличить коэффициенты нефтевытеснения за счет снижения вязкости нефти. Это обусловлено повышением температуры и растворением углекислого газа, который образуется при гидролизе карбамида, входящего в состав композиции.

Результаты лабораторных исследований подтверждены промысловыми испытаниями, которые показали высокую эффективность кислотных композиций для увеличения нефтеотдачи. Обработка десяти низкопродуктивных добывающих скважин Усинского месторождения кислотной химической нефтевытесняющей композицией без теплового воздействия привела к увеличению дебитов по нефти на 5.5–14.8 т/сут, по жидкости – на 15–25 м³/сут, дополнительно добытая нефть составила 28 тыс. т – более 2000 т на каждую скважину [7, 8]. В 2017–2018 гг. проведены работы по восстановлению приемистости и повышению нефтеотдачи при паротепловом воздействии: продолжительность эффекта составила 12 мес.; дополнительно добыто нефти по участку – 27 000 т (или ~3.75 т/сут на каждую добывающую скважину); при закачке композиции перед пароциклической обработкой дополнительный прирост дебита по нефти в сравнении с предыдущим циклом – 20 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведена серия экспериментов по изучению фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта и оценке нефтевытесняющей способности кислотной химической композиции на моделях карбонатного и терригенного коллекторов. Установлено, что воздействие на пласт композицией приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения. При этом наблюдается выравнивание фильтра-

ционных потоков. При низкой температуре кислотная композиция взаимодействует с карбонатной породой или с карбонатным цементом терригенного коллектора (или самой терригенной породой), увеличивая их проницаемость, что способствует дополнительному нефтевытеснению. Кроме того, увеличение коэффициента нефтевытеснения происходит за счет снижения вязкости нефти, вызванного растворением углекислого газа, который образуется при взаимодействии композиции с карбонатным коллектором. При высокой температуре (при тепловом воздействии на пласт) происходит реакция гидролиза карбамида с образованием углекислого газа и образование щелочной буферной системы с высокой емкостью в области значений рН 8.0–8.6.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Максютин А. В., Хусаинов Р. Р. Опыт и перспективы применения технологии плазменномпульсного воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Геология, география и глобальная энергия. 2010. № 3. С. 231–235.
- 2 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В., Козлов В. В. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 4-1, С. 281–288.
- 3 Полищук Ю. М., Яценко И. Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. 2005. № 1. С. 21–30.
- 4 Тарасюк В. М. Высоковязкие нефти и природные битумы // Эколог. вестн. России. 2014. № 6. С. 22–27.
- 5 Якуцени В. П., Петрова Ю. П., Суханов А. А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2, Ст. 30. С. 1–11.
- 6 Максудов Р. А., Орлов Г. И., Осипов А. А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36–40.
- 7 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-карбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 26–29.
- 8 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 уст. разв. 2018. Т. 26, № 3. С. 261–277.