

УДК 622.276+541.64+678.744

Экспериментальное исследование щёлочь–ПАВ–полимерных композиций на кернях пластов высоковязкой нефти*

У.К. Жапбасбаев, С.Е. Кудайбергенов, А.Е. Манханова, Р.М. Садыков

*Казахский национальный исследовательский технический университет
им. К.И. Сатпаева, Казахстан, Алматы*

E-mail: uzak.zh@mail.ru

Приводятся результаты экспериментов с использованием щёлочь–ПАВ–полимерных композиций (ASP-заводнение) на кернях пластов высоковязкой нефти. Исследования фазового поведения растворов с различными концентрациями щелочи (NaOH) и ПАВ (ДДСNa) при смешивании с высоковязкой нефтью позволили определить оптимальные составы агентов для формирования эмульсии третьего типа по Виндзору. Результаты опытов на кернях пластов высоковязкой нефти показывают, что закачки оторочки оптимальных составов водного раствора ПАВ/щёлочь и полимера после обычного заводнения приводят к увеличению коэффициента вытеснения нефти от 19 до 37 %.

Ключевые слова: керны пластов высоковязкой нефти, фазовое поведение агента, закачка оторочки водного раствора щёлочь-ПАВ-полимерной композиции.

Введение

Комбинированный метод с использованием щёлочь–ПАВ–полимерных композиций (ASP-заводнение) представляет собой более совершенную технологию повышения нефтеотдачи пласта по сравнению с обычным заводнением. Эта технология была разработана в 1984 г. (R.C. Nelson, компания Shell), но развитие получила только в последние годы [1]. Суть ее заключается в уменьшении остаточной нефтенасыщенности пласта путем нагнетания оторочки реагентов, включающих щелочь, поверхностно активное вещество (ПАВ) и полимеры [2–4]. Механизм воздействия такой смеси описан в обзорах технологии ASP-заводнения [5, 6]. Он имеет следующие преимущества:

- уменьшение поверхностного натяжения вследствие образования дополнительных ПАВ за счет внутрпластовой реакции щелочи и кислотных компонентов нефти;
- достижение низких и ультранизких значений поверхностного натяжения за счет закачки в пласт синтетических ПАВ;
- присутствие щелочи в составе агента позволяет уменьшить адсорбцию химических реагентов, в результате снижаются потери ПАВ и полимера;

* Работа выполнена за счет средств грантового финансирования Комитетом науки Минобрнауки Республики Казахстан научно-исследовательской работы на тему «Анализ применимости ASP-заводнения (технологии) для повышения нефтеотдачи пластов месторождений Кенбайской группы» (грант AP05130355) на 2018–2020 годы.

— наличие полимера в составе раствора расширяет области воздействия на нефтяной пласт.

Агенты ASP-заводнения закачиваются в пласт через сеть нагнетательных скважин после проведения обычного заводнения. Поверхностно-активные вещества уменьшают капиллярные силы, удерживающие нефть в мелких порах породы, а полимер сохраняет сплошность ПАВ-щелочной оторочки и создает барьер прорыву воды к добывающей скважине. Совместное использование ПАВ и щелочи позволяет повысить мобильность нефти в пласте, а полимер увеличивает область вытеснения нефти. В результате повышается эффективность извлечения нефти.

Исследования показали, что использование ПАВ и щелочи в комбинации позволяет добиться низких значений (10^{-2} Дин/см) межфазного натяжения на границе контакта с тяжелой нефтью [7]. Применение данных агентов по отдельности позволило достичь лишь незначительного снижения межфазного натяжения на границе контакта с нефтью [7]. Измерения поверхностного заряда (выражается через ζ -дзета-потенциал) позволили определить, что добавление щелочи к раствору ПАВ способствует максимальной адсорбции ионов ПАВ на поверхности разделов нефть–вода [7]. Таким образом, синергетический эффект от совместного использования ПАВ и щелочи приводит к снижению межфазного натяжения до низких значений. Исследования показали, что дзета-потенциал для эмульсии нефти в воде равен -20 мВ, а для эмульсии нефти в водном растворе $0,15\%$ Na_2CO_3 он составил 23 мВ. Если дзета-потенциал для эмульсии нефти в растворе ПАВ равен -33 мВ, то для эмульсии нефти в водном растворе $0,15\%$ Na_2CO_3 с добавлением ПАВ он достиг значения -55 мВ. [7].

Наличие синергетического эффекта было показано в лабораторных экспериментах с высоковязкой нефтью [8–10]. Результаты ASP-заводнения для месторождений высоковязких нефтей рассматривались в ходе фильтрационных экспериментов на кернах. Исследование на насыпных кернах пластов, сложенных рыхлыми породами, содержащих высоковязкую нефть (с динамической вязкостью 330 мПа·с при 25 °С), показало почти 100% -ое вытеснение нефти оторочкой ASP-агента [8]. Определение оптимального состава ASP-агента для вытеснения высоковязкой нефти (с динамической вязкостью 1977 мПа·с) изучалось в работе [9]. Согласно экспериментальным данным извлечение нефти в первом керне составило $81,3\%$, а во втором — $88,3\%$, при этом концентрация щелочи (Na_2CO_3) имела значения $0,5$ и $0,15\%$ соответственно. В работе [10] были проанализированы результаты лабораторных опытов на насыпном керне месторождения высоковязкой нефти с динамической вязкостью 300 мПа·с. Было изучено вытеснение нефти двухкомпонентным ASP-агентом, состоящим из полимера — поверхностно-активного вещества (гидрофобномодифицированного полибетаина CROHDA-MAA) и щелочи (KOH). Данные экспериментов, в которых концентрация ПАВ (CRONDA-MAA) составляла $0,125$, $0,25$ и $0,5\%$, показали, что коэффициент вытеснения нефти увеличился на 31 – 37% после заводнения.

Результаты опытно-промысловых испытаний ASP-заводнения на месторождениях высоковязкой нефти приводились в работах [11–13]. Так на месторождении Suffield Urper Mannville (Канада) с 2006 г. проводятся испытания ASP-технологии [11]. Продуктивные пласты месторождения здесь представлены терригенной породой, мощность пласта в среднем составляет $2,9$ м, пористость изменяется от 20 до 30% , средняя проницаемость — 2000 мД. Вязкость нефти при пластовой температуре 33 °С составляет 480 мПа·с. На месторождении имеется 11 вертикальных и горизонтальных скважин. Оторочка нефтевытесняющего агента содержала $1,5\%$ NaOH, $0,1\%$ ПАВ и $0,13\%$ полимера. Дополнительная добыча нефти от применения ASP-технологии составила 10% начальных запасов нефти.

Оторочка нефтewытесняющего агента (месторождение Sho-Vel-Tum, США) [13] содержала 0,5 % ПАВ, 2,2 % карбоната натрия и 0,1 % полимера. Проект оказался успешным как с технологической, так и с экономической точек зрения.

В настоящее время ASP-заводнение — одна из перспективных технологий повышения нефтеотдачи пластов, которая применяется более чем в 20 проектах по всему миру [13–19]. Данная технология дает существенный прирост коэффициента извлечения нефти (КИН). На месторождении Shengli (Китай) пилотное испытание ASP-заводнения было начато в 1992 г., прирост КИН составил 26 % [13]. Повторная закачка проводилась с 1997 по 2002 г. на опытном участке площадью 60 га. Участок включал 6 нагнетательных и 10 добывающих скважин. В результате воздействия добыча нефти увеличилась более чем в 2 раза, обводненность снизилась с 96 до 83 %, прирост КИН составил 15,5 %. На месторождении Daqing (Китай) [16, 17] пилотное испытание ASP-заводнения показало прирост нефтеотдачи пласта от 19 до 25 %.

На одной скважине Западно-Салымского месторождения (Россия) [18] в 2016 году были проведены полевые испытания ASP-технологии, которые показали ее высокую эффективность. По результатам лабораторных исследований на кернах были определены оптимальные концентрации растворов щелочи, ПАВ и полимера для использования в полевых испытаниях [19]. Пилотный проект на Салымском месторождении должен определить эффективность использования рассматриваемой технологии для выработки оставшейся после заводнения нефти.

В целом, по результатам лабораторных и полевых испытаний ASP-технологии можно отметить, что ее применение дает прирост нефтеотдачи пласта до 25 %. Однако в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств и состава агента результаты извлечения могут быть разными. Поэтому требуется индивидуальный подход для каждого отдельного объекта исследований. В настоящей работе приводятся результаты лабораторных исследований ASP-технологии на кернах месторождения Восточный Молдабек и Каражанбас.

Подготовка кернов, пластовой воды и нефти для опытов

Опыты проводились с использованием насыпных кернов месторождения высоковязкой нефти Восточный Молдабек и Каражанбас. Определение фильтрационно-емкостных свойств кернов и подготовка их для проведения опытов проводилась в соответствии с общепринятыми стандартами. Основные параметры кернов приведены в табл. 1.

Нефть месторождения Восточный Молдабек содержит 18,5 % смолы и 0,51 % парафинов, кислотное число равно 1,79 мг КОН/г. Общая минерализация пластовой воды составляет 116,86 г/л. Вода насыщена смесью солей хлоридов натрия (NaCl — 78,05 г/л), кальция (CaCl_2 — 6,66 г/л), калия (KCl — 19,57 г/л) и магния (MgCl_2 — 12,2 г/л).

Нефть месторождения Каражанбас содержит 22,7 % смолы, 5,9 % асфальтенов, 3,1 % парафинов, кислотное число равно 0,54 мг КОН/г. Общая минерализация пластовой воды составляет 94 г/л. Вода содержит хлориды натрия (NaCl — 63 г/л), кальция (CaCl_2 — 12,34 г/л) и магния (MgCl_2 — 17,57 г/л).

Таблица 1

Основные параметры насыпных кернов

Объект исследования (месторождение)	Поровый объем, см ³	Пористость, доля ед.	Проницаемость, мД	Начальная водонасыщенность, доля ед.	Начальная нефтенасыщенность, доля ед.
Восточный Молдабек	24,69	0,3676	1460	0,372	0,628
	24,07	0,3685	1300	0,369	0,631
Каражанбас	8,03	0,1918	1416	0,262	0,738
	7,81	0,1843	1385	0,274	0,726

Подбор состава агента

В качестве ПАВ использовался додецилсульфат натрия ДДСNa (далее ПАВ), а в качестве щелочи — едкий натр NaOH. Эти реагенты в необходимых концентрациях смешивались в воде до полного растворения. Фазовое поведение флюидов определялось при контакте с пробами нефти, взятыми с добывающих скважин. Были приготовлены растворы с различной концентрацией указанных ПАВ и щелочи.

По результатам исследований фазового поведения растворов с различными концентрациями щелочи и ПАВ при смешивании с нефтью месторождения Восточный Молдабек для проведения фильтрационных экспериментов были выбраны два состава агента: первый — ПАВ 0,02 %/щелочь 0,6 % (рис. 1), второй — ПАВ 0,02 %/щелочь 0,8 % (рис. 2). При выбранных концентрациях смесь вытесняющего агента с пластовой нефтью формировала эмульсию третьего типа по Виндзору (Winsor type III system). В ходе скрининг-теста нефти месторождения Каражанбас были определены оптимальные концентрации ДДСNa и NaOH, составившие 0,023 и 0,1 % соответственно (рис. 3), при которых также образовалась эмульсия третьего типа по Виндзору.

В качестве полимера для нефти Восточного Молдабека был использован FloRaam 5205 VHM с концентрацией 0,25 и 0,3 %, а для нефти месторождения Каражанбас — частично гидролизованный полиакриламид (PHPA) с концентрацией 0,05 % (Winsor type III system). Значения вязкости для двух реагентов — ASP-агента (NaOH+ДДСNa+PHPA) и частично гидролизованного полиакриламида (PHPA) — были измерены в лабораторных условиях и практически совпали, они оказались равны 2,5 мПа·с.

Методика фильтрационных экспериментов

Фильтрационные исследования ASP-технологии проводились на установке PLS-200, которая позволяет создавать пластовые условия и проводить эксперименты под давлением до 100000 psi (689 бар) при температуре до 150 °С. Давление обжима насыпных кернов соответствовало гидростатическому давлению пластов месторождений Восточный Молдабек (26,1 бар) и Каражанбас (49,8 бар), с которых проводился отбор пластовой нефти. Установка имела поршневой безимпульсный насос с давлением нагнетания до 3560 psi (251 бар) при расходе жидкости от 0,001 до 204 мл/час, а также систему измерения перепада давления «DPS-100» с точностью 0,05 %.

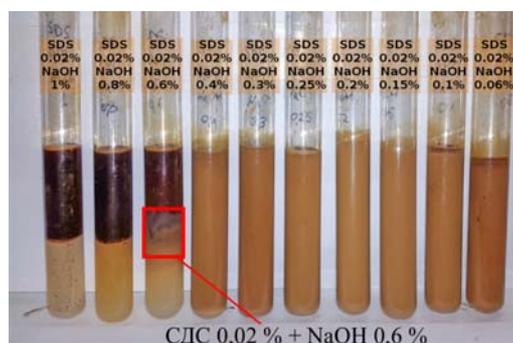


Рис. 1. Фазовое поведение раствора ПАВ/щелочь с нефтью месторождения Восточный Молдабек при концентрации ПАВ (ДДСNa) 0,02 % и щелочи (NaOH) 0,6 %.

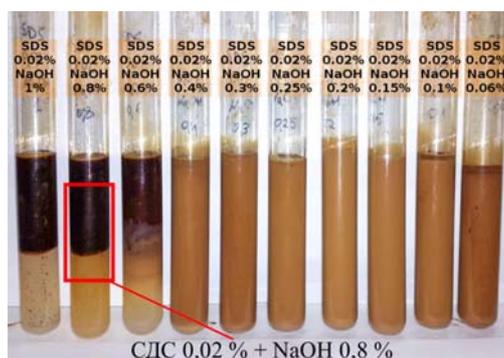


Рис. 2. Фазовое поведение раствора ПАВ/щелочь с нефтью месторождения Восточный Молдабек при концентрации ПАВ (ДДСNa) 0,02 % и щелочи (NaOH) 0,8 %.

Рис. 3. Фазовое поведение раствора ПАВ/щелочь с нефтью месторождения Каражанбас при концентрации ПАВ (ДДСNa) 0,023 % и щелочи (NaOH) 0,1 %.



Оптимальная концентрация

Опыты выполнялись на 4-х моделях керна. Исследования проводились в следующем порядке.

1. Образцы керна насыщались моделью пластовой воды под вакуумом.
2. Колонка размещалась в кернодержателе. Посредством нагнетания воды в керне создавалось пластовое давление.
3. Замерялась проницаемость по пластовой воде при различных расходах.
4. Путем нагнетания в колонку фильтрованного керосина до стабилизации перепада давления создавалась остаточная водонасыщенность.
5. Вода довытеснялась нагнетанием в колонку нефти. Фильтрация нефти продолжалась до стабилизации перепада давления. Замерялась проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности.
6. Нефть вытеснялась водой с постоянным расходом до стабилизации насыщенности и перепада давления.
7. Нефть довытеснялась водой с повышенным расходом до стабилизации насыщенности и перепада давления, тем самым определялось использование необходимого форсированного нагнетания воды в пласт с целью увеличения нефтеотдачи.
8. Нефть вытеснялась оторочкой водного раствора ПАВ/щелочи с постоянным перепадом давления до стабилизации насыщенности и расхода.
9. Нефть вытеснялась оторочкой водного раствора полимера с постоянным перепадом давления до стабилизации насыщенности и расхода.

Обсуждение результатов фильтрационных экспериментов

Фильтрационные эксперименты проводились для определения нефтевытесняющих способностей ASP-агентов на насыпных кернах. В опытах на насыпных кернах месторождения Восточный Молдабек (модели 1, 2) были использованы водные растворы ДДСNa/NaOH с концентрацией 0,02/0,8 %, 0,02/0,6 % и полимера (FloPaam 5205 VHM, 0,25 и 0,3 %). Для насыпных кернов месторождения Каражанбас (модели 3, 4) использовались водные растворы ДДСNa/NaOH с концентрацией 0,023/0,1 % и полимеры РНРА с концентрацией 0,05 %. Режимные параметры экспериментов приведены в табл. 2. Насыпные керны месторождений Восточный Молдабек и Каражанбас имеют высокую проницаемость (табл. 1), а нефть в обоих случаях является высоковязкой (табл. 2).

Как указано выше, для создания в опытах на насыпных кернах пластовых условий месторождения Восточный Молдабек физические модели предварительно насыщались пластовой водой и нефтью при давлении 26,1 бар и температуре 20 °С.

Таблица 2

Режимные параметры экспериментов

Наименование параметров	Модель 1	Модель 2	Модель 3	Модель 4
Глубина отбора кернов, м	258,75	260,65	497,25	496,8
Температура, °С	20	20	29,3	29,3
Вязкость нефти, мПа·с	407,4	407,4	300	300
Вязкость пластовой воды, мПа·с	1,05	1,1	1,1	1,1
Концентрация ПАВ/щелочи, %	0,02/0,8	0,02/0,6	0,023/0,1	0,023/0,1
Концентрация полимера, %	0,25	0,30	0,05	0,05

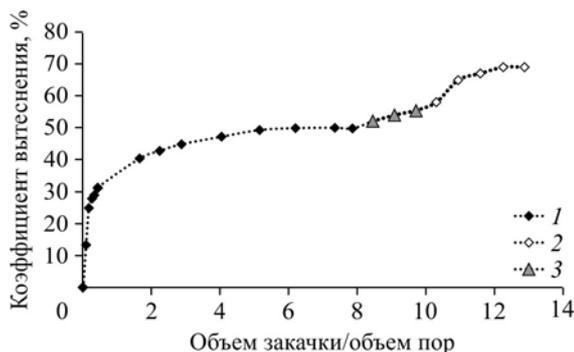


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачки (модель 1, месторождение Восточный Молдабек). Вытеснение водой (1), полимером (2), раствором щелочи/ПАВ (3).

Результаты фильтрационных экспериментов на модели 1 показаны на рис. 4. После создания начальных пластовых условий проводилось заводнение пластовой водой (далее вода) с расходом $0,15 \text{ см}^3/\text{мин}$

в количестве 8 поровых объемов. Закачка воды в количестве 0,4 порового объема приводит к интенсивному росту коэффициента вытеснения нефти (КВН) до 30 %. При дальнейшей закачке рост КВН замедляется, при закачке 6 поровых объемов КВН достигает 50 % (рис. 4) и далее при закачке воды КВН не изменяется.

Заводнение насыпного керна водой приводит к снижению начальной нефтенасыщенности с 0,628 до 0,315. После закачки оторочки двух поровых объемов водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,02 %) и щелочи (NaOH, 0,8 %) КВН увеличивается на 7 %, а после закачки водного раствора полимера (FloPaam 5205 VHM) с концентрацией 0,25 % — на 12 % (рис. 4). Суммарный прирост КВН после комбинированного воздействия оторочками ПАВ/щелочь и полимера составил 19 %, а с учетом предварительного заводнения КВН достиг 69 % (рис. 4). ASP-заводнение снижает нефтенасыщенность насыпного керна с 0,315 до 0,2.

На рис. 5 показаны результаты фильтрационных экспериментов на модели 2 насыпного керна месторождения Восточный Молдабек. Для исследований на модели 2 был использован агент с отличной, по сравнению с моделью 1, концентрацией ПАВ (ДДСNa, 0,02 %)/щелочи (NaOH, 0,6 %) и полимера (FloPaam 5205 VHM, 0,3 %).

Закачка воды с объемом, равным 9,21 порового объема, приводит к достижению КВН 49,3 %, а в результате закачки оторочки ПАВ/щелочи (2 поровых объема) и водного раствора полимера (FloPaam 5205 VHM) с концентрацией 0,3 % КВН повышается до 68,5 %.

Результаты опытов на насыпных кернах месторождения Восточный Молдабек показывают, что закачка оторочки водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,02 %)/щелочь (NaOH, 0,8 %) и полимера (FloPaam 5205 VHM, 0,25 %) приводит к увеличению вытесняющей способности агента.

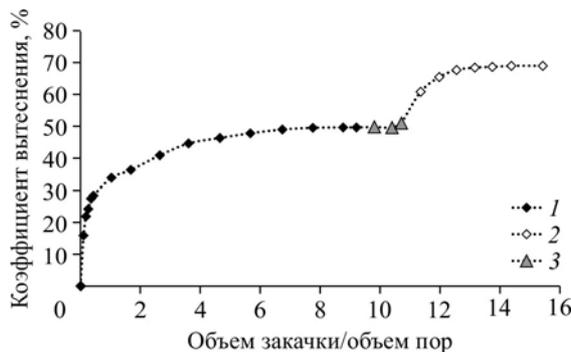


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачки (модель 2, месторождение Восточный Молдабек). Обозначения см. на рис. 4.

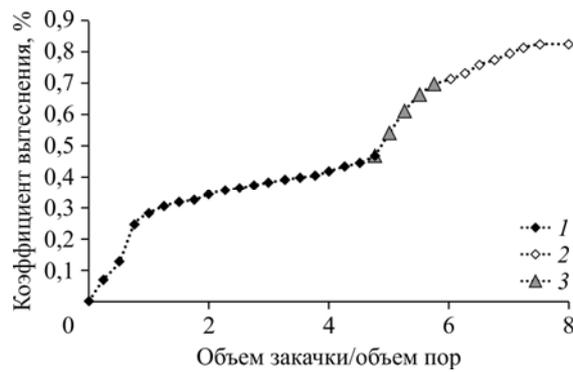


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачки (модель 3, месторождения Каражанбас).
Обозначения см. на рис. 4.

На рис. 6, 7 представлены результаты фильтрационных экспериментов на моделях 3, 4 насыпных кернов месторождения Каражанбас. При проведении экспериментов для создания пластовых условий месторождения Каражанбас физические модели предварительно насыщались пластовой водой и нефтью при давлении 5,0 МПа и температуре 29,3 °С. Заводнение насыпного керна (модель 3) водой в количестве 4,6 поровых объемов приводит к достижению КВН 45 %. При этом нефтенасыщенность модели снижается с 0,74 до 0,41. Последующая закачка оторочки водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,023 %)/щелочь (NaOH, 0,1 %) в количестве одного порового объема приводит к росту КВН с 45 до 70 %. Закачка водного раствора полимера (РНРА, 0,05 %) в количестве двух поровых объемов приводит к росту КВН с 70 до 82,5 % (рис. 6) и уменьшению нефтенасыщенности модели до 0,13. По результатам обычного заводнения и закачки ASP-агента суммарный КВН составил 82,5 %.

Результаты экспериментов на модели 4 насыпного керна месторождения Каражанбас (табл. 2) показывают, что суммарный КВН после обычного заводнения и закачки ASP-агента составил 87,5 % (рис. 7). Результаты фильтрационных экспериментов на насыпных моделях месторождения Каражанбас продемонстрировали, что использование водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,023 %)/щелочи (NaOH, 0,1 %) и полимера (РНРА, 0,05 %) после обычного заводнения может повысить КВН на 37 %. Следовательно, для условий месторождения Каражанбас комбинация водного раствора ПАВ (ДДСNa)/щелочь (NaOH) и полимера (РНРА, 0,05 %) является оптимальным вытесняющим агентом,

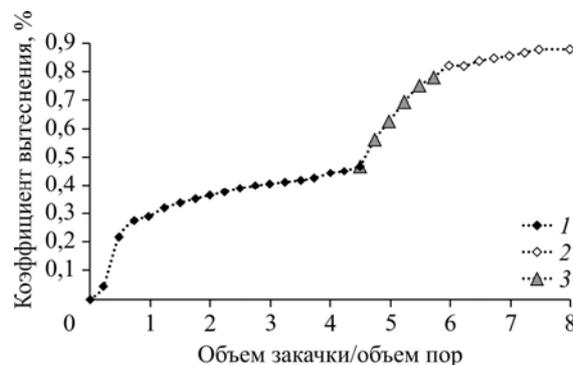


Рис. 7. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачки (модель 4, месторождения Каражанбас).
Обозначения см. на рис. 4.

позволяющим снизить межфазное натяжение на границе контакта с высоковязкой нефтью и увеличить коэффициент охвата пласта ASP-заводнением.

Заключение

Состав высоковязкой нефти и минерализация пластовой воды оказывают влияние на нефтевытесняющие свойства водных растворов ПАВ (ДДСNa)/щелочи (NaOH) и полимера. В пластовых условиях месторождения Восточный Молдабек закачка водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,02 %)/щелочь (NaOH, 0,8 %) и полимера (FloPaam 5205 VHM, 0,25 %) показывает увеличение КВН на 19 % после обычного заводнения. В пластовых условиях месторождения Каражанбас закачка водного раствора ПАВ (ДДСNa, 0,023 %)/щелочь (NaOH, 0,1 %) и полимера (РНРА, 0,05 %) приводит к возрастанию КВН на 37 % после обычного заводнения.

Результаты фильтрационных экспериментов на насыпных кернах, насыщенных высоковязкой нефтью, демонстрируют возможность использования оторочки водных растворов ПАВ (ДДСNa)/щелочи (NaOH) и полимера (РНРА, 0,05 %) / (FloPaam 5205 VHM, 0,25 %) в качестве агента ASP-технологии для месторождения Каражанбас и Восточный Молдабек.

Список литературы

1. Силин М.А., Рыжков В.И., Белоусов А.В. и др. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития // Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья. М.: Национальный институт нефти и газа, 2014. Т. 2. 452 с.
2. Wyatt K., Pitts M.J., Surkalo H., Griffith L. Alkaline-surfactant-polymer technology potential of the Minnelusa trend, powder river basin // Society of Petroleum Engineers. 1995. // http: doi: 10.2118/29565-MS.
3. Al-Hashim H.S., Obiora V., Al-Yousef H.Y., Fernandez F., Nofal W. Alkaline-surfactant-polymer formulation for saudi arabian carbonate reservoirs // Society of Petroleum Engineers. 1996 // http: doi: 10.2118/35353-MS.
4. Vargo J., Turner J., Vergnani B., Pitts M.J., Wyatt K., Surkalo H., Patterson D. Alkaline-surfactant-polymer flooding of the cambridge Minnelusa field // Society of Petroleum Engineers. 1999. // http: doi: 10.2118/55633-MS.
5. Sheng J.J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding // Asia-Pacific J. of Chemical Engng. 2014. Vol. 9, Iss. 4. P. 471–489.
6. Nuraje N., Gussenov I., Tatykhanova G., Akhmedzhanov T., Kudaibergenov S. Alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding // Int. J. of Biology and Chemistry. 2015. Vol. 8, Iss. 1. P. 30–42.
7. Liu Q., Dong M.-Z., Yue X., Hou J. Synergy between alkali and surfactant in emulsification of heavy oil in brine // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2006. Vol. 273. P. 219–228.
8. Rahul K., Kishore K.M. ASP flooding of viscous oils // Proceeding of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 2010. P. 11.
9. Zhang J., Ravikiran R., Freiberg D., Thomas C. ASP formulation design for heavy oil // SPE-153570. 2012. 12 p.
10. Kudaibergenov S., Akhmedzhanov T.K., Zhappasbayev B.Zh., Gussenov I.Sh., Shakhvorostov A.V. Laboratory study of asp flooding for viscous oil // Int. J. of Chemical Sci. 2015. Vol. 13, No. 4. P. 2017–2025.
11. Watson A., Trahan G.A., Sorenson W. An intern case study of an alkaline-surfactant-polymer flood in the Mooney field, Alberta, Canada // SPE Centerence Paper 169154-MS. 2014. 16 p.
12. Charest M. Alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding in Alberta small amounts of the right chemicals can make a big difference // Canadian Discovery Digest. 2013. Vol. 1. P. 20–50.
13. Зарубежный опыт применения тепловых, газовых, химических методов повышения нефтеотдачи пластов. <http://www.neftepro.ru/>. 06.04.2012.
14. Olajire A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges // Energy. 2014. Vol.77. P. 963–982.
15. Youyi Zh., Qingfeng H., Weidong L., Desheng M., Guang-Zhi L. Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests // SPE Improved Oil Recovery Symp. April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012. P. 8.
16. Demin W., Jiecheng C., Qun L., Lizhong L., Changjiu Z. An alkaline bio-surfactant polymer flooding pilots in Daqing oil field // SPE Conference Paper 57304-MS. 1999. 12 p.
17. Shutang G., Qiang G. Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Daqing oil field // SPE Conference Paper 127714-MS. 2010. 7 p.
18. Dijk H., Buijse M.A., Nieuwerf J., Weatherill A., Bouts M., Kassim A., Stoica F., Cosma C. Salym chemical eor project. Integration leads the way to success // SPE Centerence Paper 136328-MS. 2010. 16 p.
19. Skripkin A.G., Kusnetsov I.A., Volokitin Ya.E., Chmush I.V. Experimental studies of oil recovery after alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding with West Salym cores // SPE Centerence Paper 162063-MS. 2012. 8 p.

Статья поступила в редакцию 11 декабря 2017 г.,
после переработки — 29 марта 2018 г.