



ПРИМЕНЕНИЕ УМЯГЧЕННОЙ ВОДЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Б.А.Судейманов^{*1}, Я.А.Лятифов², Э.Ф.Велиев¹

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан; ²SOCAR, Баку, Азербайджан

Softened Water Application for Enhanced Oil Recovery

B.A.Suleimanov¹, Y.A.Latifov², E.F.Veliyev¹

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan; ²SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

This paper discusses the application of Softened water compositions ($S_{ot}W$) for EOR. A comparative analysis of the impact of low salinity water (LSW) and Softened water ($S_{ot}W$) on interfacial tension, contact angle on rock, adsorption of ions, emulsion stability and clay swelling is presented. $S_{ot}W$ application contributes to the formation of stable water in oil (w/o) emulsions and a decrease in clay swelling compared to LSW. Adsorption values for both fluids are similar. Contact angle measurements show that both LSW and $S_{ot}W$ reduce interfacial tension compared to Synthetic Caspian Sea water (SCSW), by up to 17% and 94% respectively. Similar results were observed for contact angle measurements. Flooding experiments were conducted in secondary and tertiary modes. In secondary flooding the two water compositions $S_{ot}W$ -2 and $S_{ot}W$ -1 increased the oil recovery (%OOIP) in comparison with SCSW at water breakthrough, by 29% and 25% respectively. The final oil recovery increases were 21% and 15% respectively. In tertiary flooding, tests showed that $S_{ot}W$ -2 and $S_{ot}W$ -1 oil recoveries (%OOIP) compared to LSW were 13% and 10% respectively. The oil recovery rate for $S_{ot}W$ solutions was not linear versus $\ln t$ as was that for LSW. This was proposed as a consequence of emulsions generation while water-cut is below 50% however, above 50% water cut the rate stabilizes.

Keywords:

EOR;
Low hardness alkali water;
Sandstone flooding;
Bentonite swelling;
Low salinity water;
Emulsion.

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

Разработка МУН приобретает все большую значимость в нефтегазовой отрасли ввиду увеличения числа месторождений, находящихся на поздней стадии разработки [1-4]. Изоляция высоко обводненных зон пласта, увеличение охвата вытеснения, изменение смачиваемости коллекторной породы, улучшение фильтрационных свойств вытесняющих жидкостей - это лишь небольшой перечень технологий, применяемой в этой связи [5-8]. Разработка нефтяной залежи все больше требует комплексного подхода, основывающегося на междисциплинарных решениях [9-11].

Химический состав воды, а точнее ее минерализация играет основополагающую роль в успешности применения всех методов увеличения нефтеотдачи (МУН), связанных с заводнением пласта. В последние годы контроль минерализации закачиваемой воды стал распро-

страненным методом повышения нефтеотдачи (EOR), который часто также называют «умным заводнением» (Smart Water Flooding). Механизм, лежащий в основе этого метода, заключается в регулировании, оптимизации ионного состава закачиваемой воды таким образом, чтобы изменить начальные условия смачивания.

В зависимости от степени минерализации закачиваемую воду делят на две группы:

- высокой степени минерализации - более 5000 1/млн (ppm)
- низкой степени минерализации - ниже 5000 1/млн (ppm)

Эффект закачки воды с низкой минерализацией - это операция МУН при которой снижается минерализация закачиваемой воды и регулируется ее ионный состав, с целью уменьшения остаточной нефтенасыщенности. Верхним пределом минерализации, при котором все еще наблюдается данный эффект (LSE), большинством исследователей чаще всего признается 5000 1/млн (ppm). Впервые исследование закачки воды с

*E-mail: baghir.suleymanov@socar.az
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20190100375>

низкой минерализацией (LSW) было выполнено Мартином [12], который показал увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) при закачке пресной воды и объяснил полученные результаты процессом эмульсификации и набуханием глин. Позже Бернард [13] провел серию экспериментов по вытеснению с закачкой пресной воды на кернах из песчаника с глинистыми включениями и так же отметил увеличение КИН на этапах вторичного и третичного вытеснения.

Однако, далее последовал тридцатилетний перерыв в исследованиях, изучающих данный эффект пока Морро и др. [14] не предложили, что добыча нефти может быть повышена путем модификации смачиваемости пород, а КИН является максимальным в условиях гидрофобности. Им также было отмечено значительное влияние состава нефти и минерализации вытесняющего агента. Бакли и др. [15] пришли к выводу, что с использованием низко-ионного раствора NaCl (5800 ppm) с различными значениями pH (4-8) тип смачиваемости породы может быть изменен. Им отмечена зависимость типа смачиваемости породы (т.е. песчаника) от значений pH при отсутствии глинистых включений. Морро и др. [14] провели экспериментальное исследование, которое продемонстрировало сильное влияние степени минерализации и смачиваемости на границе нефть/горная порода/вода на КИН при заводнении. Увеличение КИН при закачке слабо минерализованной воды (LSW) было доказано как в промысловых [16-20], так и лабораторных условиях [21-27] одновременно несколькими исследователями. Некоторые исследователи отмечали, что при низкой минерализации закачиваемой воды она должна содержать некоторые двухвалентные и многовалентные катионы для получения ожидаемого эффекта. Однако существуют и исследования показывающие, что при закачке воды с высокой концентрацией двухвалентных катионов вытеснение нефти полностью прекращалось.

Следует отметить так же, что закачка воды высокой минерализации также показала себя как успешный и эффективный способ увеличения нефтедобычи [28-30], несмотря на то, что механизм данного явления не исследован полностью. Известно, что удаление двухвалентных ионов в закачиваемой воде недостаточно эффективно, если высока концентрация моновалентных ионов, например таких как Na^+ . Аустад с коллегами изучая вопрос закачки воды с высокой минерализацией пришли к выводу, что SO_4^{2-} , Ca^{2+}

и Mg^{2+} являются потенциально определяющими ионами для увеличения КИН при высоких температурах (выше 90 °C). Однако в данном случае определяющее значение имеет комплексный эффект взаимодействия выше перечисленных ионов, так как ни один из них в отдельности не влияет на спонтанное впитывание. Аустад и Лагер предположили, что успешность закачки воды низкой минерализации кроется не в самой степени минерализации, а скорее в оптимальном ионном составе закачиваемой воды.

Однако, несмотря на то, что было проведено большое количество исследований, механизмы, лежащие в основе эффекта низкой минерализации (LSE), обсуждаются до сих пор и единого мнения среди исследователей не существует. Было предложено несколько как физических, так и химических механизмов, но ни один из них не был принят большинством специалистов, так как доказательная база зачастую строится на взаимоисключающих результатах исследований. Однако большинство исследователей принимают изменение смачиваемости породы как ключевой фактор в достижении потенциального эффекта от закачки воды низкой минерализации [14, 21, 25, 30-32].

В данной статье представлена композиция щелочной воды с высокой минерализацией и пониженной жесткостью. Исследования были проведены на керновых образцах нефти с месторождения «Гюнешли» (прим. не глубоководного сектора). Предложен реагент А-4 для регулирования жесткости и pH воды. Проводимые исследования и испытания обобщены в шести категориях, таким образом, чтобы интерпрета-

Глина	МХ80
Смектиты (%)	92
Кварц (%)	3
W_1 (%)	520
W_p (%)	42
I_p	478
ρ (Mg/m ³)	2.76

ция полученных данных не усложнялась наложением различных эффектов. Тем не менее, в итоге было показано, что большинство из изучаемых параметров все же взаимосвязаны и не являются

Название	Na^+, K^+ ppm	Ca^{2+} ppm	Mg^{2+} ppm	Cl^- ppm	SO_4^{2-} ppm	HCO_3^- ppm	CO_3^{2-} ppm	Общее содержание солей, ppm
LSW	935	44	165.6	1750	646	36.6	7.2	3587.45
$S_{of}W-1$	6533.84	-	-	87.51	3234.4	182	37	18738.24
$S_{of}W-2$	6534.07	-	-	87.51	3234.4	182.5	37.1	18739.27

Таблица 3

Основные показатели месторождения "Гюнешли"

Вязкость API	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20 °С, сР	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давление насыщения, МПа
32	0.96	4	78	песчаник	23.3
Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
66.5	195	27	2900	62	16

Таблица 4

Данные образцов керна

Образец №	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см
1	195	24	20.694	7.712
2	193	27	22.991	7.532
3	197	28	23.403	7.786
4	194	29	24.283	7.618

полностью независимыми переменными.

2. Материалы и методы

Реагент А-4. Запатентованная добавка для снижения жесткости воды на основе солей щелочных металлов.

Бентонит. Бентонит марки MX80 был приобретен у SETCO Europe Ltd. Основные свойства приведены в таблице 1.

Состав воды низкой минерализации (LSW). LSW получали разбавлением искусственно приготовленной морской воды (SSW). Химический состав приведен в таблице 2.

Умягченная вода ($S_{of}W$). Композиции $S_{of}W$ были получены добавлением реагента А-4 с различными концентрациями. $S_{of}W-1$ и $S_{of}W-2$ содержат соответственно 7 и 10 % масс. реагента А-4.

Таблица 5		
Свойства нефти и пластовой воды		
Наименование	Нефть	Пластовая вода
Вязкость в скважинных условиях, сП	0.96	0.48
Вязкость при 20 °С, сП	4	1.001
Плотность, кг/м ³	705	1075

Химический состав приведен в таблице 2.

Керн. Все образцы керна, используемые в испытаниях, были отобраны из основного горизонта - Свита Перерыва месторождения «Гюнешли». Основные данные по образцам керна и месторождению «Гюнешли» приведены в таблицах 3 и 4.

Нефть / Пластовая вода. При всех экспериментах по вытеснению были использованы нефть и пластовая вода с месторождения «Гюнешли». Свойства нефти и пластовой воды приведены в

таблице 5.

2.1. Измерение поверхностного натяжения и угла смачивания

Для этой серии экспериментов был использован тензиометр компании Kruss модели DSA30. Были использованы следующие методы измерения:

1. Метод висючей капли - основанный на уравнении Лапласа

2. Метод лежащей капли - применялся для оценки смачивающих свойств закачиваемой композиции на поверхности ядерного материала.

Поверхностное натяжение измерялось на границе раздела нефть/вода.

Угол контакта измерялся в соответствии со стандартными методиками. Чтобы выполнить измерения угла контакта, образцы керна сначала разрезали на небольшие пластины (3 × 2 × 0.2 см) и полировали с помощью шлифовального станка для уменьшения эффекта гистерезиса из-за шероховатости поверхности, которая может существенно влиять на точность измерений. Полированные пластины очищали согласно стандартной процедуре для образцов керна и насыщались пластовой водой в течение 3 дней и пластовой нефтью при температуре 62 °С в течение 3 недель для восстановления пластовых условий смачиваемости. Далее определялась смачиваемость данных пластин пластовой водой. Образец считался гидрофобным при угле смачивания $0^\circ < \theta < 70^\circ$; нейтральным при $70^\circ < \theta < 110^\circ$ и олеофильным при $110^\circ < \theta < 180^\circ$ [33-34]. Все эксперименты проводились при температуре 25 °С.

2.2. Измерение адсорбции

Метод фронтального анализа был применен для определения многокомпонентных изотерм. Для расчета изотерм из полученных кривых прорыва был использован метод массового баланса (ММБ) [35].

2.3. Метод статической адсорбции

В каждом эксперименте 15 мл исследуемо-

Состав пластовой и синтетической морской воды										
Название	Плотность 20 °С, кг/м ³	Na+K ⁺	Ca	Mg ²⁺	Cr	SO ₄	HCO ₃	CO ₃	RCOO	NH ₄ O ₇
		%								
Синтетическая морская вода	1008.7	33.20	4.22	12.58	33.87	14.73	0.8	0.37	0.17	0.05
Пластовая вода	1075.1	49.01	0.22	0.77	36.13	0.95	7.95	2.95	1.6	0.43

го раствора и 5 г измельченного образца керна смешивали в колбе в течение приблизительно 3 минут. Затем колбу помещали в шейкерную ванну, где ее непрерывно встряхивали в течение 24 часов, после чего исследуемый образец оставляли в статических условиях в течение 48 часов. Далее образец центрифугировали, а надосадочную жидкость отделяли от твердой фазы после осаждения. Разницу концентраций между первоначальной и конечными концентрациями использовали для определения адсорбции. Адсорбент насыщали 10 см³ нефти (в течение 7 дней), а затем промывали в течение 2 дней, до исчезновения нефти на поверхности образца.

2.4. Измерение набухания глины

В данной серии экспериментов использовался тестер линейного набухания компании Fann модели 2100 (LSM). Интенсивность набухания определялась изменением длины образца с течением времени помещенного в емкость с исследуемым раствором.

2.5. Приготовление эмульсии

Для приготовления эмульсии вода-в-масле эмульгирующий агент (S_{of}W) смешивали с нефтью. Объем отделившейся воды считывался с гранулированной шкалы в равные промежутки времени. Полученные эмульсии использовали для определения типа эмульсии. Все исследованные эмульсии были эмульсиями вода-в-нефти. Нефть смешивали с исследуемыми растворами в соотношении 50/50.

2.6. Устойчивость эмульсии

Процент воды, отделяемой в процессе осаждения, использовали в качестве индикатора стабильности эмульсии. Исследуемые эмульсии помещали в гранулированную колбу и наблюдали в течение 48 часов. Объем отделившейся воды, выраженный в процентах, принимался за эффективность сепарации.

2.7. Подготовка образца керна и процедура испытания

Образцы керна насыщались пластовой водой под вакуумом по стандартной процедуре [36] (API RP40). Пористость и объем пор были рассчитаны из разницы в весе между влажным и сухим образцом. После определения проницаемости по пластовой воде методом пористой пластины [36] (API RP40) остаточная водонасыщенность составляла 14%. Далее керновый материал помещался в кернодержатель и прокачивалось не менее 15 объемов пластовой воды до достижения стабильной рН на выходе модели, а также постоянного

перепада давления. Далее при пластовых условиях (пластовое давление - 16 МПа, горное давление - 26 МПа, пластовая температура - 62 °С) модель пласта насыщалась рекомбинированной пробой нефти (смесь пластовой нефти и синтетического попутного газа). После достижения постоянного перепада давления и газового фактора (было прокачено 2 объема нефти) определялась проницаемость модели пласта по нефти.

2.8. Месторождение «Гюнешли»

При проведении экспериментов моделировались условия нефтяного месторождения «Гюнешли» (SWG). Месторождение расположено на юго-востоке азербайджанского сектора Каспийского моря. Добыча нефти осуществляется с 1977 г. Основные свойства месторождения «Гюнешли» приведены в таблице 3.

2.9. Вторичное/третичное вытеснение нефти

Для обеих операций в качестве вытесняющего агента использовалась синтетическая каспийская вода (табл.6).

3. Обсуждение результатов

3.1. Поверхностное натяжение/угол смачивания

Измерения угла смачивания показали, что

Измерение поверхностного натяжения и угла смачивания		
Описание	Поверхностное натяжение	Угол смачивания
SSW	32.1	84.1
LSW	26.7	41.2
S _{of} W -1	8.6	13.8
S _{of} W -2	1.8	11.1

как LSW, так и S_{of}W уменьшают поверхностное натяжение по сравнению с SSW на 17% и 94% соответственно. Такая же тенденция наблюдалась при измерениях угла смачивания (табл.7). Полученные результаты по всей видимости связаны с изменениями рН-эффекта. Бакли [15] и Стандал [38] провели серию экспериментов по изучению зависимости поверхностного натяжения сырой нефти марки А-93 от рН и различных концентраций NaCl. Результаты их исследований показали, что наибольшие значения поверхностного натяжения соответствовали нейтральному рН, а наименьшие низким или высоким значениям рН. Они пришли к выводу, что поверхностное натяжение выше для самых низких концентра-

ций NaCl (0.01 M) при заданном значении pH по сравнению с раствором NaCl с высокой соленостью (1.0 M). Однако результаты для нефти марки Moutray /ST-86/ North Sea были почти постоянными при низких значениях pH и уменьшались с увеличением pH. Таким образом, поверхностное натяжение зависит от марки нефти и наибольшее для нефти с высоким базовым числом и низкое для нефти с низким кислотным числом при pH 5-10. Это показывает, что ионная форма кислых видов действует как поверхностно-активные вещества, которые уменьшают межфазное натяжение, поскольку происходит диссоциация при увеличении pH.

3.2. Адсорбция

Результаты измерения адсорбции по обоим

Таблица 8 Значения величины адсорбции, рассчитанные методами фронтального анализа и массового баланса				
	LSW	SSW	S _{of} W -1	S _{of} W -2
Адсорбция, моль/гр	0.0000245	0.0000894	0.000113	0.000154

Таблица 9 Значения величины статической адсорбции				
	LSW	SSW	S _{of} W -1	S _{of} W -2
Адсорбция, моль/гр	0.3	1.2	1.5	2
pH	5	7	11	12

применённым методам приведены в таблицах 8 и 9. Как видно из результатов, как и ожидалось, LSW показывает меньшее значение адсорбции. Однако значение адсорбции S_{of}W также не слишком велико и вполне сопоставимо. Высокое значение pH и малая жесткость растворов являются ключевыми факторами в объяснении полученных результатов. Двухвалентные катионы, представленные в растворе, действуют как перемычки между глиной и нефтью. Этот эффект увеличивается с увеличением pH. Таким образом, отсут-

ствие двухвалентных катионов очень важно для снижения адсорбции соляного раствора с высоким pH. Очевидно, что Na⁺ и K⁺ не обладают тем же свойством для усиления адсорбции нефти путем образования перемычек. Это наблюдение соответствует результатам экспериментов по вытеснению описанным ниже. Таким образом, в соответствии с предложенным механизмом эффективность применения в качестве вытесняющего агента воды низкой минерализации не обязательно инициируется уменьшением общего содержания солей, а более важным является уменьшение концентрации активных катионов, особенно Ca²⁺ и Mg²⁺

3.3. Эмульсия

В качестве индикатора стабильности эмульсии использовался процент отделяемой воды в процессе гравитационного осаждения. Этот параметр был определен как эффективность сепарации [E] и рассчитан следующим образом:

$$(\% \text{ эффективность сепарации, } E) = \\ = (\text{объем сепарированной воды, мл}) / \\ / (\text{исходное количество воды, мл}) \times 100$$

Результаты, полученные из экспериментов и уравнения, приведены на рисунке 1. Экспериментальные данные показали, что количество сепарированной воды составило 94% и 96% для S_{of}W-1 / S_{of}W-2 соответственно по сравнению с 98% для LSW через 48 часов.

А.Нур [39] в своей работе рассматривает влияние минерализации на стабильность эмульсии воды в нефти и заключает, что при высокой минерализации (5.5%) стабилизация не происходит. Он ссылается на работу Мохамеда [40], что с увеличением минерализации внутренняя энергия системы возрастает. Следовательно, эмульсии образовавшиеся в подобной системе не являются термодинамически стабильными, а капельки воды сливаются друг с другом до получения капель большего размера увеличивая скорость коалесценции [41].

3.4. Набухание глины

Результаты экспериментов показали, что с уменьшением минерализации воды происходит увеличение скорости набухания глин. Так сни-

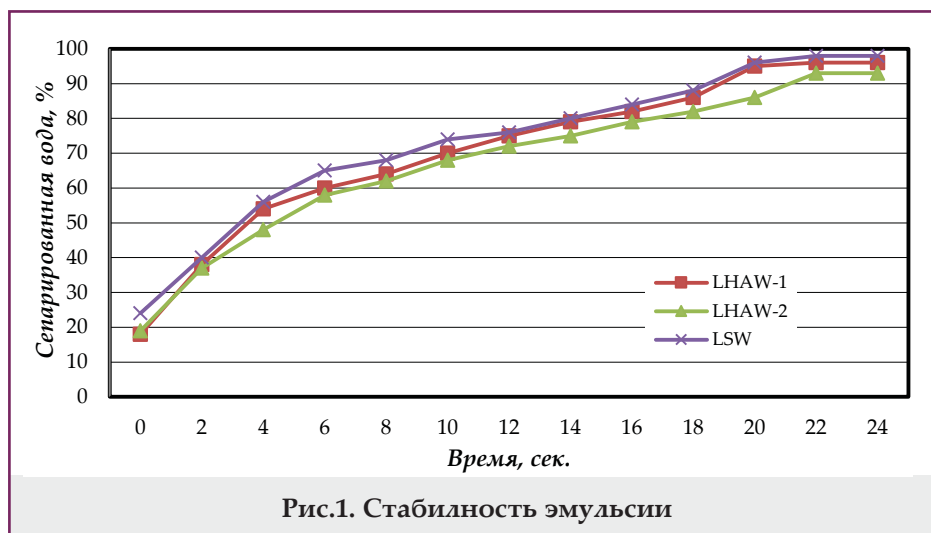
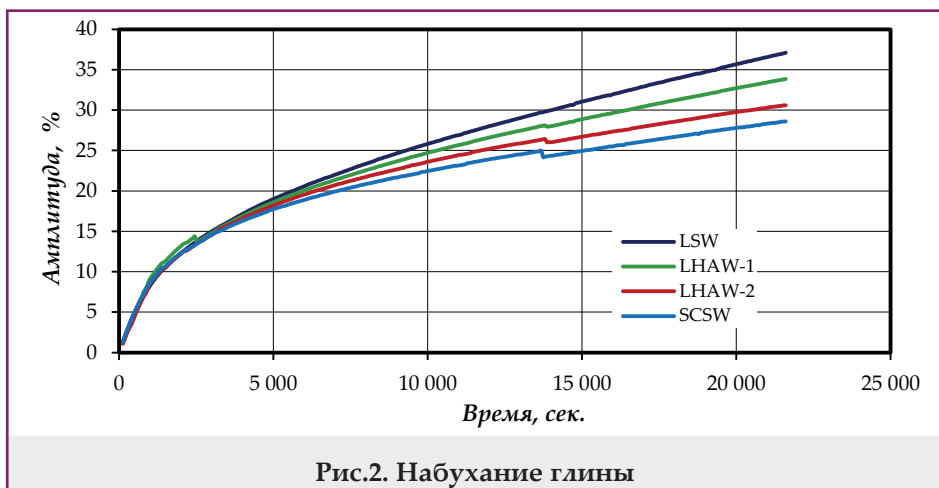


Рис.1. Стабильность эмульсии



жение набухания глин было на 25% и 20% ниже при применении $S_{of}W-2$ и $S_{of}W-1$ соответственно, по сравнению с LSW (рис.2). Механизм наблюдаемых результатов объясняется Ван Ольфеном [42].

Он указал, что увеличение концентрации NaCl интерпретируется как обусловленное уменьшением двуслойного набухания между квазикристаллами. Поскольку электрический двойной слой, прилегающий к поверхности квазикристалла, сжимается с увеличением концентрации NaCl, агрегатное набухание уменьшается. Таким образом, процесс набухания в присутствии раствора NaCl возможно контролируется как кристаллическим набуханием, так и двуслойным набуханием между квазикристаллами.

Теория Дерягина-Ландау, Вервея и Овербеяна (DLVO) [43] предполагает, что устойчивость частицы в растворе зависит от баланса сил притяжения и отталкивания. Силы притяжения на поверхностях частиц глины остаются постоянными, но силы отталкивания зависят от концентрации электролитов. Более низкая концентрация ведет к большим отталкивающим силам и способствует ее стабильности. В то время, как более высокая концентрация вызывала более низкую силу отталкивания и приводила к увеличению сил притяжения на поверхностях частиц. Существующая дисперсия сопротивляться флокуляции, и коллоидная система более стабильна из-за низкой минерализации и увеличению отталкивающих сил.

Как видно концентрация катионов Na^+ влияет на скорость набухания композитного образ-

ца бентонита. Еще одним предположительным механизмом воздействия минерализации может быть исследование Сузуки [44]. Он связывает данный процесс с уменьшением набухания двойного слоя между квазикристаллами NaCl. Поскольку электронный двойной слой, прилегающий к поверхности квазикристалла, сжимается с увеличением концентрации NaCl, агрегатное набухание уменьшается. Таким образом, процесс набухания в присутствии раствора NaCl возможно контролируется как кристаллическим набуханием, так и двуслойным набуханием между квазикристаллами.

3.5. Эксперименты по вытеснению

3.5.1. Вторичное вытеснение

Было использовано 4 различных вытесняющих агента для этой серии экспериментов: SSW, $S_{of}W-1$, $S_{of}W-2$ и LSW. Для вторичного вытеснения было закачено 10 поровых объемов вытесняющего агента до получения на выходе 100% концентрации. Результаты экспериментов представлены как зависимость КИН от объема закаченного вытесняющего агента и показаны на рисунке 3 и в таблице 10. При вторичном вытеснении в безводный период увеличение КИН для $S_{of}W-2$ и $S_{of}W-1$, в качестве вытесняющих агентов, составило 29% и 25% соответственно по сравнению с SSW, а конечный прирост добычи нефти составил 21% и 15% соответственно. Применение LSW приводит к 21%-ному увеличению добычи нефти в безво-

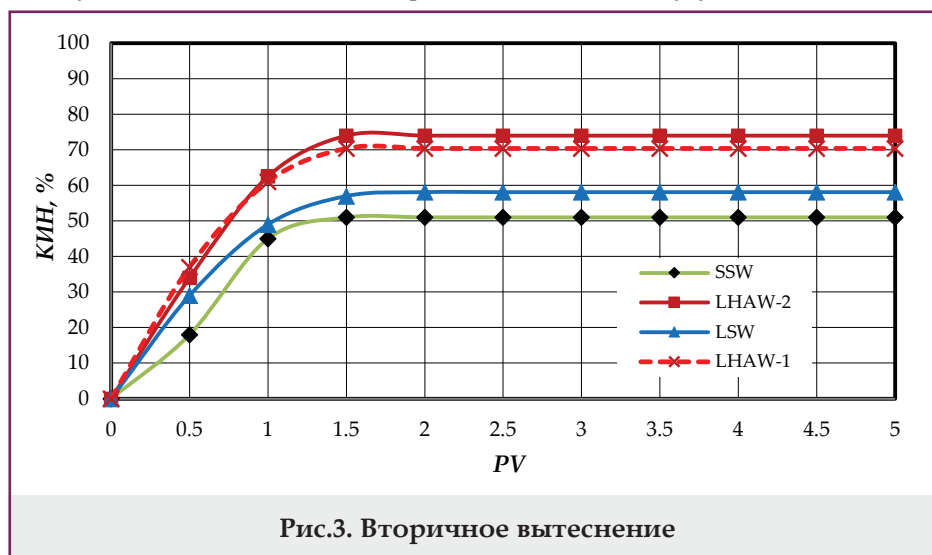


Таблица 10
КИН (%) в конечный и безводный период для различных вытесняющих агентов

Вытесняющий агент	КИН, %	
	Безводный период	Конечный
SSW	16.0	51.0
LSW	31.0	58.1
S _{of} W-1	37.0	70.4
S _{of} W-2	34.0	74.0

дний период и 12% в конечный.

3.5.2. Третичное вытеснение

Для этой серии экспериментов было использовано 3 вытесняющих агента: S_{of}W-1, S_{of}W-2 и LSW. Вторичное заводнение проводилось с SSW (5PV). Третичное заводнение проводилась до получения на выходе 100% концентрации вытесняющего агента. Результаты экспериментов представлены как зависимость КИН от объёма закаченного вытесняющего агента и показаны на рисунке 4 и в таблице 11. Закачка растворов S_{of}W-2 и S_{of}W-1 в качестве вытесняющих агентов увеличила добычу нефти (% OOIP) более 13% и 10% соответственно по сравнению с LSW. Так же наблюдался весьма интересный эффект заключающийся в том, что дебиты вытесняемой нефти для растворов S_{of}W не были линейными, как это было для LSW (рис.5). Предполагаемый механизм данного явления заключается в генерации микроэмульсий при обводненности до 50%. Однако при увеличении обводненности более 50%, процесс уже носит линейный характер. По всей вероятности,

при увеличении содержания воды стабильность эмульсии уменьшается.

4. Выводы

Значение адсорбции S_{of}W не слишком велико и вполне сопоставимо с LSW. Это объясняется высоким значением рН и малой жесткостью данных растворов.

Экспериментальные данные показывают, что образуется более стабильная эмульсия (вода в нефти), а количество сегрегированной воды в процессе осаждения составляет соответственно 94%/96% для S_{of}W-1/S_{of}W-2.

Снижается набухание бентонита на 25% для S_{of}W-2 и 20% для S_{of}W-1 по сравнению с LSW.

При вторичном вытеснении в безводный период увеличение КИН для S_{of}W-2 и S_{of}W-1 в качестве вытесняющих агентов составило 29% и 25% соответственно по сравнению с SSW, но конечный прирост добычи нефти составил 21% и 15% соответственно.

Закачка растворов S_{of}W-2 и S_{of}W-1 в качестве вытесняющих агентов увеличила добычу нефти (% OOIP) более 13% и 10% соответственно по сравнению с LSW.

Дебиты вытесняемой нефти для растворов S_{of}W не были линейными, как это было для LSW. Предполагаемый механизм данного явления заключается в генерации микроэмульсий, при обводненности до 50%. Однако при увеличении обводненности более 50%, процесс уже носит линейный характер. По всей вероятности, при увеличении содержания воды стабильность эмульсии уменьшается.

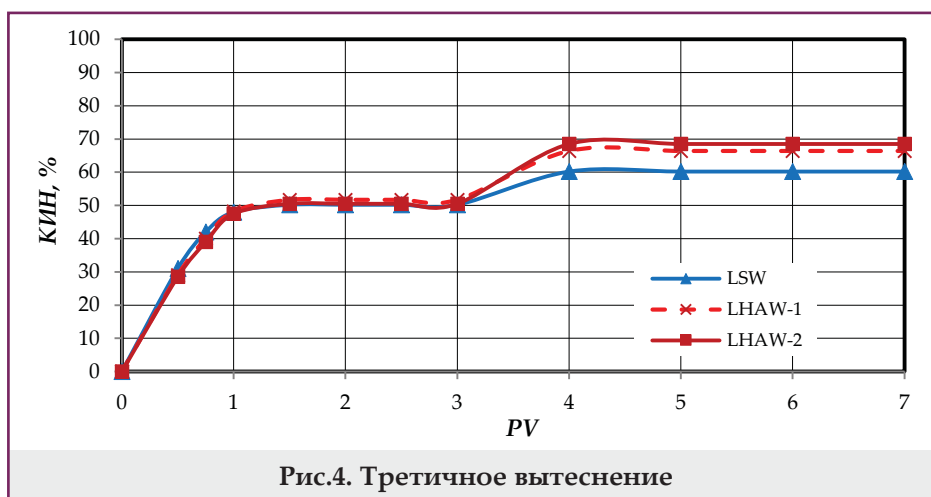
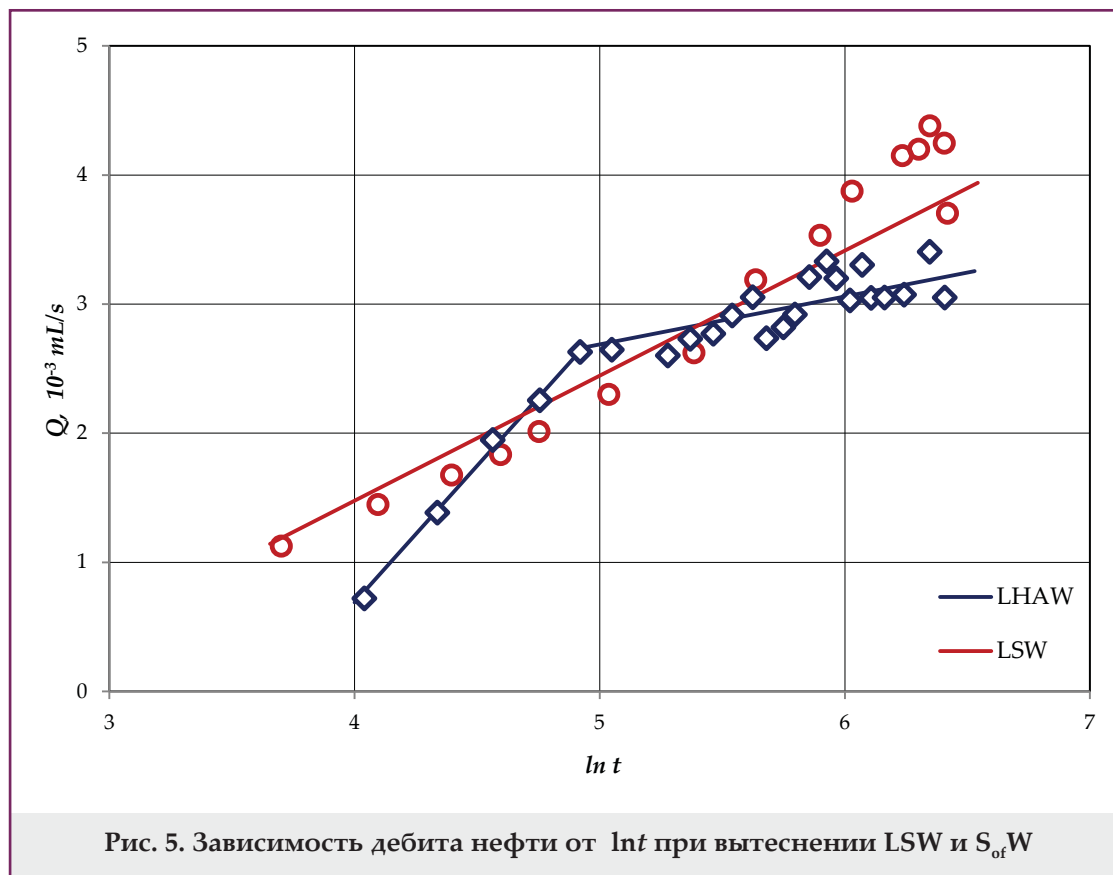


Рис.4. Третичное вытеснение

Таблица 11
КИН в конечный и безводный период для различных вытесняющих агентов

Вторичное вытеснение при SSW в качестве вытесняющего агента, КИН %	Третичное вытеснение, %	
	Вытесняющий агент	КИН, %
50.2	LSW	60.2
51.7	S _{of} W-1	66.4
50.5	S _{of} W-2	68.5



Литература

1. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
2. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
3. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery (EOR). SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., & Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133 – 1140.
6. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F., & Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
7. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 386–390.
8. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743–746.
9. Сулейманов, Б. А. (1997). Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче. *Баку: АГНА*.

References

1. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., & O.A.Dyshin. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
2. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
3. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery (EOR). SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., & Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133 – 1140.
6. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F., & Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
7. Panakhov, G. M. & Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. *Colloid Journal*, 57(3), 359-363.
8. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
9. Suleimanov, B. A. (1997). Theoretical and practical bases of the heterogeneous systems application for increase of technological processes efficiency in oil production. *Baku: ASOA*.

10. Сулейманов, Б. А. и Аббасов, Э.М. (2004). О влиянии вибровоздействия на систему пласт-скважина. *Нефтепромысловое дело*, 3, 53-57.
11. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. и др. (1998). Способ гидроразрыва пласта. *Патент РФ* 2122111.
12. Martin, J. C. (1959, October). The effects of clay on the displacement of heavy oil by water. SPE-1411-G. In *SPE Venezuelan Annual Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
13. Bernard, G. G. (1967, October). Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays. SPE-1725-MS. In *SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
14. Morrow, N. R., Tang, G. Q., Valat, M., & Xie, X. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20, 267-276.
15. Buckley, J. S. (1996). Mechanisms and consequences of wettability alteration by crude oils [dissertation]. *Heriot-Watt University Petroleum Engineering*.
16. Webb, K., Black, C., & Al-Ajeel, H. (2004). Low salinity oil recovery log-inject-log. SPE-89379-MS. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
17. Seccombe, J., Lager, A., Jerauld, G., et al. (2010). Demonstration of low-salinity EOR at interwell-scale, Endicott field, Alaska. SPE-129692-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
18. Skrettingland, K., Holt, T., Tweheyo, M. T., & Skjevraak, I. (2010). Snorre low-salinity-water injection-coreflooding experiments and single-well field pilot. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14, 182-192.
19. Abdulla, F. F., Hashem, H. S., Abdulraheem, A., et al. (2013). First EOR trial using low salinity water injection in the greater, Burgan field, Kuwait. SPE-164341-MS. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
20. Jadhunandan, P. & Morrow, N. (1995). Effect of wettability on waterflooding recovery for crude oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 10, 40-46.
21. Tang, G. & Morrow, N. (1997). Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 12, 269-276.
22. Loahardjo, N., Xie, X., Yin, P., & Morrow, N. R. (2007). Low salinity waterflooding of a reservoir rock. SCA2007-29. In *International Symposium of the Society of Core Analysts. Society of Core Analysts*.
23. Cissokho, M., Boussour, S., Cordier, P., et al. (2010). Low salinity oil recovery on clayey sand-stone: Experimental study. *Journal of Petrophysics*, 51, 305-313.
24. Rivet, S., Lake, L., & Pope, G. (2010). A coreflood investigation of low-salinity enhanced oil recovery. SPE-134297-MS. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE-129767-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
26. Yousef Ali, A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2012). Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. SPE-154076-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
27. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., & Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
10. Suleimanov, B. A. & Abbasov, E. M. (2004). About the impact of vibration on the formation-well system. *Oilfield Engineering*, 3, 53-57.
11. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. (1998). Method of hydraulic fracturing of formation. *RU Patent* 2122111.
12. Martin, J. C. (1959, October). The effects of clay on the displacement of heavy oil by water. SPE-1411-G. In *SPE Venezuelan Annual Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
13. Bernard, G. G. (1967, October). Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays. SPE-1725-MS. In *SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
14. Morrow, N. R., Tang, G. Q., Valat, M., & Xie, X. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20, 267-276.
15. Buckley, J. S. (1996). Mechanisms and consequences of wettability alteration by crude oils [dissertation]. *Heriot-Watt University Petroleum Engineering*.
16. Webb, K., Black, C., & Al-Ajeel, H. (2004). Low salinity oil recovery log-inject-log. SPE-89379-MS. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
17. Seccombe, J., Lager, A., Jerauld, G., et al. (2010). Demonstration of low-salinity EOR at interwell-scale, Endicott field, Alaska. SPE-129692-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
18. Skrettingland, K., Holt, T., Tweheyo, M. T., & Skjevraak, I. (2010). Snorre low-salinity-water injection-coreflooding experiments and single-well field pilot. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14, 182-192.
19. Abdulla, F. F., Hashem, H. S., Abdulraheem, A., et al. (2013). First EOR trial using low salinity water injection in the greater, Burgan field, Kuwait. SPE-164341-MS. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
20. Jadhunandan, P. & Morrow, N. (1995). Effect of wettability on waterflooding recovery for crude oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 10, 40-46.
21. Tang, G. & Morrow, N. (1997). Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 12, 269-276.
22. Loahardjo, N., Xie, X., Yin, P., & Morrow, N. R. (2007). Low salinity waterflooding of a reservoir rock. SCA2007-29. In *International Symposium of the Society of Core Analysts. Society of Core Analysts*.
23. Cissokho, M., Boussour, S., Cordier, P., et al. (2010). Low salinity oil recovery on clayey sand-stone: Experimental study. *Journal of Petrophysics*, 51, 305-313.
24. Rivet, S., Lake, L., & Pope, G. (2010). A coreflood investigation of low-salinity enhanced oil recovery. SPE-134297-MS. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE-129767-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
26. Yousef Ali, A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2012). Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. SPE-154076-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
27. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., & Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.

28. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301, 199-208.

29. Webb, K., Black, C., & Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. IPTC-10506-MS. In *International Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*.

30. Karoussi, O. & Hamouda, A. A. (2007). Imbibition of sulfate and magnesium ions into carbonate rocks at elevated temperatures and their influence on wettability alteration and oil recovery. *Energy & Fuels*, 21, 2138-2146.

31. Mcguire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., et al. (2005, March-April). Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. SPE-93903-MS. In *SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers*.

32. Spildo, K., Skauge, A., & Skauge, T. (2010, April). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. SPE-129927-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers*.

33. Ligthelm, D. J., Gronsveld, J., Hofman, J. P., et al. (2009, June). Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition. SPE-119835-MS. In *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*.

34. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 2: Wettability measurement. *SPE JPT*, 38(11).

35. Anderson, W.G. (1986). Wettability literature survey - Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *SPE JPT*, 38(10).

36. Jacobson, J. M., Frenz, J. H., & Horvath, C. (1987). Measurement of competitive adsorption isotherms by frontal chromatography. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 26, 43-50.

37. API RP40. (1998). Recommended practices for core analysis. Second Edition. *American Petroleum Institute*.

38. Skauge, A., Standal, S., Boe, S. O., et al. (1999, October). Effects of organic acids and bases, and oil composition on wettability. SPE-56673-MS. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*.

39. Nour, A. H. & Yunus, R. M. (2006). Stability investigation of water-in-crude oil emulsion. *Journal of Applied Science*, 6(14), 2895-2900.

40. Mohamed, A. M. O., el Gamal, M., & Zekri, A. Y. (2003). Effect of salinity and temperature on water cut determination in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40, 177-188.

41. Calderon, F. L. & Poulin, P. (1999). Process in understanding emulsion metastability and surface forces. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 4, 223-230.

42. van Olphen, H. (1997). An introduction to clay colloid chemistry. 2nd Ed. *New York: Wiley*.

43. Churaev, N. V., Derjaguin, B. V., & Muller, V. M. (1987). Surface forces. *New-York: Springer Science*.

44. Suzuki, S., Prayongphan, S., Ichikawa, Y., & Chae, B. G. (2005). Swelling of bentonite in contact with NaCl solutions by using the confocal laser scanning microscope. *Applied Clay Science*, 29, 89-98.

28. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301, 199-208.

29. Webb, K., Black, C., & Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. IPTC-10506-MS. In *International Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*.

30. Karoussi, O. & Hamouda, A. A. (2007). Imbibition of sulfate and magnesium ions into carbonate rocks at elevated temperatures and their influence on wettability alteration and oil recovery. *Energy & Fuels*, 21, 2138-2146.

31. Mcguire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., et al. (2005, March-April). Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. SPE-93903-MS. In *SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers*.

32. Spildo, K., Skauge, A., & Skauge, T. (2010, April). Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. SPE-129927-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers*.

33. Ligthelm, D. J., Gronsveld, J., Hofman, J. P., et al. (2009, June). Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition. SPE-119835-MS. In *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*.

34. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 2: Wettability measurement. *SPE JPT*, 38(11).

35. Anderson, W.G. (1986). Wettability literature survey - Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *SPE JPT*, 38(10).

36. Jacobson, J. M., Frenz, J. H., & Horvath, C. (1987). Measurement of competitive adsorption isotherms by frontal chromatography. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 26, 43-50.

37. API RP40. (1998). Recommended practices for core analysis. Second Edition. *American Petroleum Institute*.

38. Skauge, A., Standal, S., Boe, S. O., et al. (1999, October). Effects of organic acids and bases, and oil composition on wettability. SPE-56673-MS. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*.

39. Nour, A. H. & Yunus, R. M. (2006). Stability investigation of water-in-crude oil emulsion. *Journal of Applied Science*, 6(14), 2895-2900.

40. Mohamed, A. M. O., el Gamal, M., & Zekri, A. Y. (2003). Effect of salinity and temperature on water cut determination in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40, 177-188.

41. Calderon, F. L. & Poulin, P. (1999). Process in understanding emulsion metastability and surface forces. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 4, 223-230.

42. van Olphen, H. (1997). An introduction to clay colloid chemistry. 2nd Ed. *New York: Wiley*.

43. Churaev, N. V., Derjaguin, B. V., & Muller, V. M. (1987). Surface forces. *New-York: Springer Science*.

44. Suzuki, S., Prayongphan, S., Ichikawa, Y., & Chae, B. G. (2005). Swelling of bentonite in contact with NaCl solutions by using the confocal laser scanning microscope. *Applied Clay Science*, 29, 89-98.

Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта

Б.А.Сулейманов¹, Я.А.Лятифов², Э.Ф.Велиев¹
¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;
²SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассмотрено применение умягченной воды (Softened Water) при вторичных и третичных операциях МУН. Проведен анализ влияния воды с низкой минерализацией (LSW) и с низкой жесткостью ($S_{of}W$) на уменьшение поверхностного натяжения, изменение угла смачивания, адсорбцию, стабильность эмульсии и набухание глины. Было отмечено более стабильное образование эмульсии и снижение набухания глины при применении SW. Применение в качестве вытесняющего агента $S_{of}W-2$ и $S_{of}W-1$ при вторичном вытеснении увеличило коэффициент извлечения нефти в безводный период более чем на 29% и 25% по сравнению с закачкой синтетической морской воды (SSW), а конечный прирост добычи нефти составил 21% и 15% соответственно. Увеличение добычи нефти при третичном заводнении составило 13% и 10% для $S_{of}W-2$ и $S_{of}W-1$ соответственно по сравнению с закачкой воды малой минерализации (LSW). Было отмечено, что дебит нефти при применении $S_{of}W$ как вытесняющего агента имеет не линейную зависимость, как это было для LSW. Наблюдаемый эффект объясняется образованием эмульсии при обводненности продукции не более 50%, а при превышении этой величины дебит стабилизируется и носит уже линейный характер.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи; щелочная вода с низкой жесткостью; вытеснение нефти; коэффициент извлечения нефти; набухание бентонита; вода пониженной солености; эмульсия

Layın neftveriminin artırılması üçün yumşaldılmış suyun istifadə olunması

Б.А.Сүлейманов¹, Я.А.Ләтифов², Е.Ф.Вәлиев¹
¹«Neftqazemitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan;
²SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə neft veriminin artırılması üçün ikinci və üçüncü təsir əməliyyatları zamanı yumşaldılmış sudan (Softened Water) istifadəyə baxılmışdır. Aşağı minerallı (LSW) və aşağı codluqlu ($S_{of}W$) suyun səthi gərilmənin azalmasına, islanma bucağının dəyişməsinə, adsorbsiyaya, emulsiyanın stabilliyinə və gilin şişməsinə təsirinin təhlili aparılmışdır. SW-dən istifadə zamanı daha stabil emulsiya əmələgəlmə və gilin şişməsinin azalması müşahidə olunmuşdur. İkinci təsir zamanı sıxışdırıcı agent kimi $S_{of}W-2$ və $S_{of}W-1$ -in istifadə edilməsi susuz dövr ərzində neftçıxarma əmsalını (NÇƏ) sintetik dəniz suyunun (SDS) vurulmasıyla müqayisədə ən azı 29% və 25% artırdı, neftçıxarmanın son artımı isə müvafiq olaraq 21% və 15% təşkil etdi. Üçüncü təsir zamanı neftçıxartmanın artması kiçik minerallı (LSW) suyun vurulmasıyla müqayisədə $S_{of}W-2$ və $S_{of}W-1$ üçün müvafiq olaraq 13% və 10% təşkil etdi. Müşahidə olunmuşdur ki, sıxışdırıcı agent kimi $S_{of}W$ -nin tətbiqi zamanı neftin debiti LSW-da olduğu kimi, qeyri-xətti asılılığa malikdir. Müşahidə edilən effekt məhsulun sulaşması 50%-dən çox olmadıqda, emulsiyanın əmələ gəlməsi ilə izah edilir, bu kəmiyyət artdıqda isə debit stabilləşir və artıq xətti xarakter daşıyır.

Açar sözlər: neftçıxarmanın artırılması üsulları; aşağı codluqlu su; neftin sıxışdırılması; neftin çıxarılma əmsalı; bentonitin şişməsi; aşağı minerallı su; emulsiya.