



УДК 622

## ПРИМЕНЕНИЕ СМЯГЧЕННОЙ ВОДЫ ДЛЯ ВТОРИЧНЫХ И ТРЕТИЧНЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

### USE OF SOFTENED WATER FOR SECONDARY AND TERTIARY ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

**Лятифов Яшар Айдын оглы**

вице-президент  
по разработке месторождений,  
SOCAR, Азербайджан

**Велиев Эльчин Фикрет оглы**

заместитель руководителя лаборатории  
аналитических исследований,  
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Азербайджан  
elchinf.veliyev@socar.az

**Аннотация.** В статье рассмотрено применение умягченной воды (SoftenedWater) 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 набухания 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 (КИН) 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:** ПНП, щелочная вода низкой жесткости, затопление песчаниками, набухание бентонитом, малосолёная вода, эмульсия.

**Latifov Yashar Aydin**

Vice President for field development,  
SOCAR, Azerbaijan

**Veliyev Elchin Fikret-ogly**

Deputy Head of laboratory  
of analytical research,  
NIPI «Neftegaz» SOCAR, Azerbaijan  
elchinf.veliyev@socar.az

**Annotation.** This paper discusses the application of low hardness alkali water compositions (LHAW) as a secondary and tertiary displacement agent for EOR. A comparative analysis of the impact of low salinity water (LSW) and LHAW water on interfacial tension, contact angle on rock, adsorption of ions, emulsion stability and clay swelling is presented. LHAW 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 LHAW 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 LHAW-2 and LHAW-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 LHAW-2 and LHAW-1 oil recoveries (% OOIP) compared to LSW were 13 % and 10 % respectively. The oil recovery rate for LHAW 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.

## 1 ВЕДЕНИЕ

Химический состав воды, а точнее ее минерализация играет основополагающую роль в успешности применения всех методов МУН, связанных с заводнением пласта. В последние годы контроль минерализации закачиваемой воды стал распространенным методом повышения нефтеотдачи (EOR), который часто также называют «умным заводнением» (SmartWaterFlooding). 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 низкой минерализацией (LSW) было выполнено Мартином [1], когда показал увеличение КИН при закачке пресной воды и объяснил полученные результаты процессом эмульсификации и набуханием глин. Позже Бернард [2] 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. [3] 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 минерализация вытесняющего агента. Бакли и др. [4] пришли к выводу, что с использование низко-ионного рассола NaCl (5 800 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. [3] 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 [5–9], так и лабораторных условиях [10–16] 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 [17–19], 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  $\text{Na}^+$ . Аустад с коллегами изучая вопрос закачки воды с высокой минерализацией пришли к выводу, что  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  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. [3, 10, 14, 19–21].

В данной статье представлена композиция щелочной воды с высокой минерализацией и пониженной жесткостью. Исследования были проведены на керновых образцах и 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 интерпретация 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 полностью независимыми переменными.

## 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

### *Реагент А-4*

Запатентованная добавка для снижения жесткости воды на основе солей щелочных металлов.

### *Бентонит*

Бентонит марки МХ80 был приобретен у SETCO Europe Ltd. Основные свойства приведены в таблице 1.



**Таблица 1** – Свойства бентонита

Глина	MX80
Смектиты (%)	92
Кварц (%)	3
W <sub>l</sub> (%)	520
W <sub>p</sub> (%)	42
Ip	478
ρ (Mg/m <sup>3</sup> )	2,76

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

**Таблица 2** – Состав LSW, S<sub>of</sub>W-1 и S<sub>of</sub>W-2

Название	Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> (ppm)	Ca <sup>2+</sup> (ppm)	Mg <sup>2+</sup> (ppm)	Cl <sup>-</sup> (ppm)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	Общее содержание солей (ppm)
LSW	935	44	165,6	1750	646	36,6	7,2	3587,45
S <sub>of</sub> W-1	6533,84	–	–	87,51	3234,4	182	37	18738,24
S <sub>of</sub> W-2	6534,07	–	–	87,51	3234,4	182,5	37,1	18739,27

*Умягченная вода (SofW)*

Композиции S<sub>of</sub>W были получены добавлением реагента А-4 с различными концентрациями. S<sub>of</sub>W-1 и S<sub>of</sub>W-2 содержат соответственно 7 и 10 % масс. реагента А-4. 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 3–4.

**Таблица 3** – Основные показатели месторождения Гюнешли

Вязкость API	Вязкость нефти в пластовых условиях, (сП)	Вязкость нефти при температуре 20 ° С, (сП)	Нефте-насыщенность, %	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

*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.

**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 <sup>3</sup> )	705	1075



## 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 висячей капли – основанный на уравнении Лапласа.

2. Метод лежащей капли – применялся для оценки смачивающих свойств закачиваемой композиции на поверхности кернового 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 (3x2x0,2 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  $110^\circ < \theta < 180^\circ$  [22–23]. Все эксперименты при температуре проводились при 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 (ММВ) [24].

## 2.3 Метод статической адсорбции

В каждом эксперименте 15 мл исследуемого 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 см<sup>3</sup> 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 ( $S_{oi}W$ ) смешивали с нефтью. Объем воды, отделившийся от воды, считывался с градуированной 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 градуированную 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 [25] (APIRP40). Пористость и объем пор были рассчитаны из разницы в весе между влажным и сухим образцом. После определения проницаемости по пластовой воде методом пористой пластины [25] (APIRP40) 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 1977г. 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).

Таблица 6 – Состав пластовой и синтетической морской воды

Название	Плотность 20 ° С (кг/м³)	Na+K <sup>+</sup>	Ca	Mg <sup>2+</sup>	Cr	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	CO <sub>3</sub>	RCOO	NH <sub>4</sub> O <sub>7</sub>
		%								
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

## 3. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

### 3.1 Поверхностное натяжение/угол смачивания

Измерения угла смачивания показали, что как LSW, так и S<sub>o</sub>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 pH-эффекта. Бакли [4] и Стандал [27] провели серию экспериментов по изучению зависимости поверхностного натяжения сырой нефти марки A-93 от pH и различных концентраций NaCl. Результаты их исследований показали, что наибольшие значения поверхностного натяжения соответствовали нейтральному pH, а наименьшие при низких или высоких значениях pH. Они пришли к выводу, что поверхностное натяжение выше для самых низких концентраций NaCl (0,01 М) при заданном значении pH по сравнению с раствором NaCl с высокой соленостью (1,0 М). Однако результаты для нефти марки Moutray/ST-86/NorthSea 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.

Таблица 7 – Измерение поверхностного натяжения и угла смачивания

Описание	Поверхностное натяжение	Угол смачивания
SSW	32,1	84,1
LSW	26,7	41,2
S <sub>o</sub> W-1	8,6	13,8
S <sub>o</sub> W-2	1,8	11,1

### 3.2 Адсорбция

Результаты измерения адсорбции по обоим применённым методам приведены в таблицах 8–9. Как видно из результатов, как и ожидалось, LSW показывает меньше значение адсорбции. Однако значение адсорбции S<sub>o</sub>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 переключки между глиной и нефтью. Этот эффект увеличивается с увеличением pH. Таким образом, отсутствие двухвалентных катионов очень важно для снижения адсорбции соляного раствора с высоким pH. Очевидно, что Na<sup>+</sup> и K<sup>+</sup> не обладают тем же свойством для усиления адсорбции нефти путем образования переключек. 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 Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>.

Таблица 8 – Значения величины адсорбции, рассчитанные методами фронтального анализа и массового баланса моль/гр

	LSW	SSW	S <sub>o</sub> W-1	S <sub>o</sub> W-2
Адсорбция моль/гр	0,0000245	0,0000894	0,000113	0,000154



Таблица 9 – Значения величины статической адсорбции

	LSW	SSW	S <sub>of</sub> W-1	S <sub>of</sub> W-2
Адсорбция моль/гр	0,3	1,2	1,5	2
pH	5	7	11	12

### 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:

$$(\% \text{ эффективность сепарации, } E) = \frac{(\text{объем сепарированной воды, мл})}{(\text{исходное количество воды, мл})} \cdot 100 \quad (1)$$

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

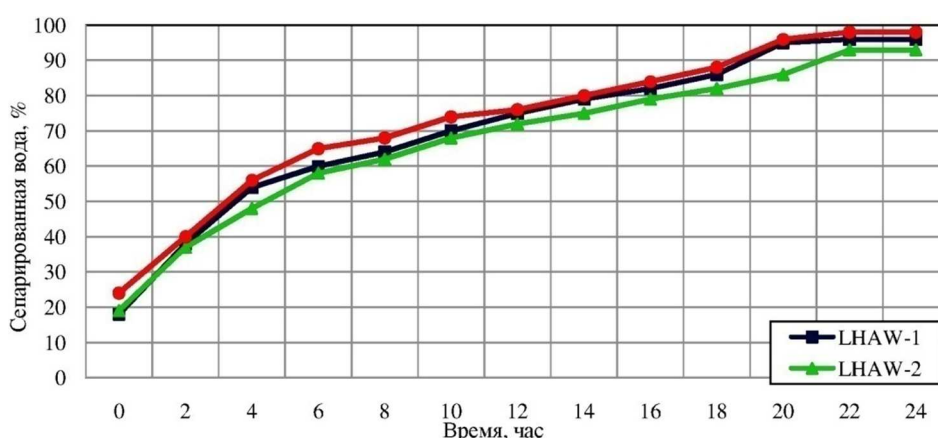


Рисунок 1 – Стабильность эмульсии

А. Нур [28] в своей работе рассматривает влияние минерализации на стабильность эмульсии воды в нефти и заключает, что при высокой минерализации (5,5 %) стабилизации не происходит. Он ссылается на работу Мохамеда [29], 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 [30].

### 3.4 Набухание глины

Результаты экспериментов показали, что с уменьшением минерализации воды происходит увеличение скорости набухания глин. Так снижение набухания глин было на 25 % и 20 % ниже при применении S<sub>of</sub>W-2 и S<sub>of</sub>W-1 соответственно, по сравнению с LSW (см. рис. 2). Механизм наблюдаемых результатов объясняется Ван Ольфеном [31].

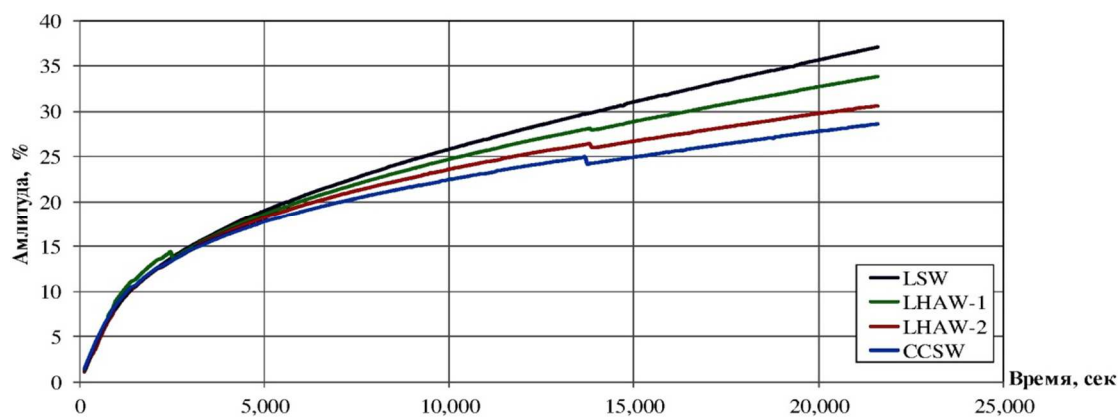


Рисунок 2 – Набухание глины



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 может уменьшаться.

Теория Дерягина Ландау, Вервея и Овербейна (DLVO) [32] 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 образца бентонита. Еще одним предположительным механизмом воздействия минерализации может быть исследование Сузуки [33]. 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 безводный период и 12 % в конечный.

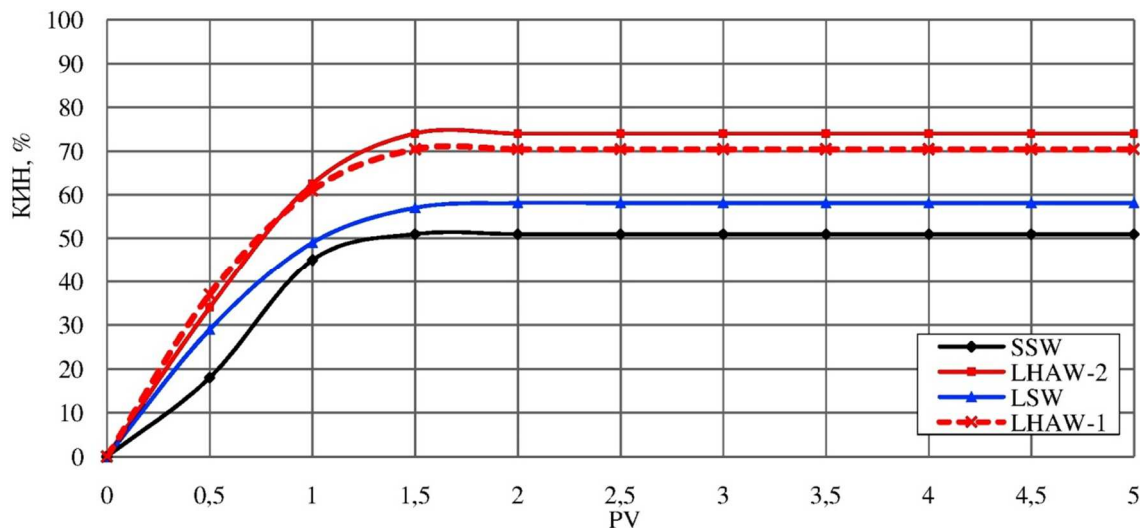


Рисунок 3 – Вторичное вытеснение

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
SofW-1	37,0	70,4
SofW-2	34,0	74,0



### 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 проводилось до получения на выходе 100 % концентрации вытесняющего агента. Результаты экспериментов представлены как зависимость КИН от объема закаченного вытесняющего агента и показаны на рисунке 4 и 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.

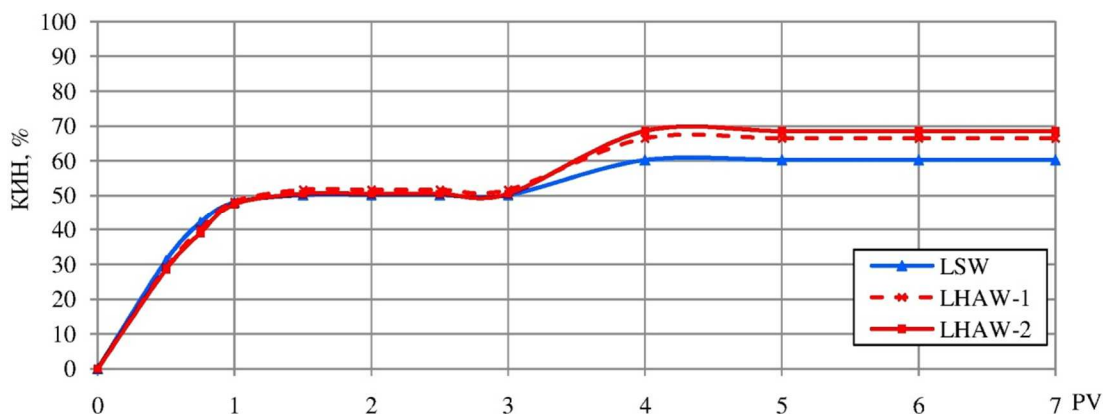


Рисунок 4 – Третичное вытеснения

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

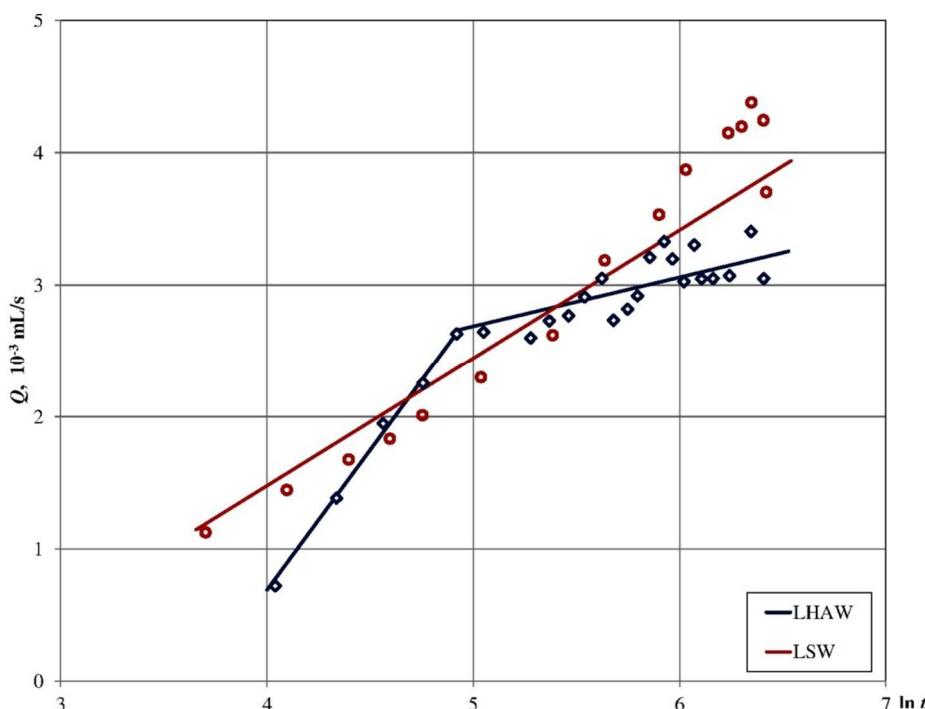


Рисунок 5 – Зависимость дебита нефти от ln t при вытеснении LSW и  $S_{of}W$





#### 4. ВЫВОДЫ

- Значение адсорбции SofW не слишком велико и вполне сопоставимо с LSW. Это объясняется высоким значением pH 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  $S_{ofW-1}/S_{ofW-2}$ .
- Снижается набухания бентонита на 25 % для  $S_{ofW-2}$  и 20 % для  $S_{ofW-1}$  по сравнению с LSW.
- При вторичном вытеснении в безводный период увеличение КИН для  $S_{ofW-2}$  и  $S_{ofW-1}$  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  $S_{ofW-2}$  и  $S_{ofW-1}$  в качестве вытесняющих агентов увеличила добычу нефти (% ООИП) более 13 % и 10 % соответственно по сравнению с LSW.
- Дебиты вытесняемой нефти для растворов SofW 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.

#### Литература / References:

1. Martin J.C. The effects of clay on the displacement of heavy oil by water. In: SPE Venezuelan Annual Meeting; 1959 October 14–16, Caracas, Venezuela.
2. Bernard G.G. Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays. In: SPE California Regional Meeting; 1967 October 26–27, Los Angeles, California.
3. Morrow N.R., Tang G.Q., Valat M., Xie X. Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *J. Petroleum Science and Engineering* 1998; 20: 267–276.
4. Buckley J.S. Mechanisms and consequences of wettability alteration by crude oils [dissertation]. Heriot-Watt University Petroleum Engineering; 1996.
5. Webb K., Black C., Al-Ajeel H. Low salinity oil recovery log-inject-log. In: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; 2004 April 17–21, Tulsa, Oklahoma, USA.
6. Seccombe J., Lager A., Jerauld G., Jhaveri B., Buikema T., Bassler S., Denis J., Webb K., Cockin A., Fueg E., Paskvan F. Demonstration of low-salinity EOR at interwell-scale, Endicott field, Alaska. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28, Tulsa, Oklahoma, USA.
7. Skrettingland K., Holt T., Tweheyo M.T., Skjevraak I. Snorre low-salinity-water injection-coreflooding experiments and single-well field pilot. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 2010; 14: 182–192.
8. Abdulla F., Hashem H.S., Abdulraheem A., Al-Naqi M., Al-Qattan A., John H., Cunningham P.R.P., Briggs P.J., Thawer R. First EOR trial using low salinity water injection in the greater, Burgan field, Kuwait. In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference; 2013 March 10–13, Manama, Bahrain.
9. Jadhunandan P., Morrow N. (1995) Effect of wettability on waterflooding recovery for crude oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering* 1995; 10: 40–46.
10. Tang G., Morrow N. Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering* 1997; 12: 269–276.
11. Loahardjo N., Xie X., Yin P., Morrow N.R. Low salinity waterflooding of a reservoir rock. In: International Symposium of the Society of Core Analysts; 2007 September 10–12, Calgary.
12. Cissokho M., Boussoir S., Cordier P., Bertin H., Hamon G. Low salinity oil recovery on clayey sand-stone: Experimental study. *Journal Petrophysics* 2010; 51: 305–313.
13. Rivet S., Lake L., Pope G. Acoreflood investigation of low-salinity enhanced oil recovery. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2010 September 19–22, Florence, Italy.
14. Austad T., Rezaei Doust A., Puntervold T. Chemical mechanism of low salinity water flooding in sand-stone reservoirs. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28, Tulsa, Oklahoma, USA.
15. 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. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2012 April 14–18, Tulsa, Oklahoma, USA.
16. Nasralla R.A., Bataweel M.A., Nasr-EI-Din H.A. Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology* 2013; 52: 144–154.
17. Zhang P., Tveheyo M.T., Austad T. 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* 2007; 301: 199–208.
18. Webb K., Black C., Tjetland G. A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. In: International Petroleum Technology Conference; 2005 November 21–23, Doha, Qatar.
19. Karoussi O., Hamouda A.A. Imbibition of sulfate and magnesium ions into carbonate rocks at elevated temperatures and their influence on wettability alteration and oil recovery. *Energy & Fuels* 2007; 21: 2138–2146.
20. Mcguire P.L., Chatham J.R., Paskvan F.K., Sommer D.M., Carini F.H. Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. In: SPE Western Regional Meeting; 2005 March 30 – April 1, Irvine, California, USA.



21. Spildo K., Skauge A., Skauge T. Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28, Tulsa, Oklahoma, USA.
22. Ligthelm D.J., Gronsveld J., Hofman J.P., Brussee M.J., Marcelis F., van der Linde H.A. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition. In: EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition; 2009 June 8–11, Amsterdam, the Netherlands.
23. Anderson W.G. Wettability literature survey – Part 2: Wettability measurement. SPE Journal of Petroleum Technology 1986; 38:11.
24. Anderson W.G. Wettability literature survey – Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. SPE Journal of Petroleum Technology 1986; 38:10.
25. Jacobson J.M., Frenz J.H., Horvath C. Measurement of competitive adsorption isotherms by frontal chromatography. Industrial & Engineering Chemistry Research 1987; 26: 43–50.
26. API RP40. Recommended practices for core analysis. Second Edition. American Petroleum Institute; 1998.
27. Skauge A., Standal S., Boe S.O., Skauge T., Blokhus A.M. Effects of organic acids and bases, and oil composition on wettability. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999 October 3–6, Houston, Texas, USA.
28. Nour A.H., Yunus R.M. Stability investigation of water-in-crude oil emulsion. J. of Applied Science 2006; 6 (14): 2895–2900.
29. Mohamed A.M.O., El Gamal M., Zekri A.Y. Effect of salinity and temperature on water cut determination in oil reservoirs. J. Petroleum Science and Engineering 2003; 40:177–188.
30. Calderon F.L., Poulin P. Process in understanding emulsion metastability and surface forces. Current Opinion in Colloid & Interface Science 1999; 4:223–230.
31. Van Olphen H. An introduction to clay colloid chemistry. 2nd Ed. New York: Wiley; 1997.
32. Churaev N.V., Derjaguin B.V., Muller V.M. Surface forces. New-York: Springer Science; 1987.
33. Suzuki S., Prayongphan S., Ichikawa Y., Chae B.G. Swelling of bentonite in contact with NaCl solutions by using the confocal laser scanning microscope. Applied Clay Science 2005; 29: 89–98.