

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-42-56
УДК 622.276.1/.4

Р. Йебоах (Российский государственный университет нефти и газа
(Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация)

МОДИФИКАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ МАЛОСОЛЬНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И «УМНОГО» ЗАВОДНЕНИЯ

Raisa Yeboah (Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University), Moscow, Russian Federation)

TECHNOLOGICAL MODIFICATIONS OF LOW SALINITY WATER FLOODING AND SMART WATER FLOODING

Введение

Поиск альтернативных, дешевых и экологически чистых методов увеличения нефтеотдачи привел к разработке и последующему внедрению технологий заводнения «умной» водой (Smart Water Flooding - SWF) и малосоленой водой (Low Salinity Water Flooding - LSWF). Эти технологии были испытаны в лабораторных условиях и успешно внедрены по всему миру на реальных месторождениях. Однако из-за уникальности каждого резервуара и, как правило, высоких капитальных и эксплуатационных затрат на шельфовые проекты существует необходимость постоянно адаптировать технологии для параметров определенного резервуара. Направления исследований за последние годы следующие:

- применение карбонизированной «умной» воды в карбонатных пластах;
- сочетание технологий полимерного и малосолевого заводнения на шельфовых объектах;
- нагнетание горячей малосоленой воды в карбонатные пласты.

Цели и задачи

Анализ результатов лабораторных и промысловых исследований технологий малосолевого заводнения и «умного» заводнения с целью изучения их механизма и усовершенствования.

Background

The search for alternative, cheap and environmentally friendly methods of enhanced oil recovery has led to the development and subsequent introduction of smart water (Smart Water Flooding - SWF) and Low Salinity Water Flooding (LSWF) technologies. These technologies were tested in the laboratory and successfully implemented around the world on real-life deposits. However, due to the uniqueness of every reservoir and the generally high CAPEX and OPEX of offshore projects. There is the constant need to customize technology to fit the exact reservoir conditions on a field. Such research advancements in this particular line of enhanced oil recovery methods in recent years are:

- application of Carbonated Smart Water in Carbonate Reservoirs;
- combination of Polymer and Low Salinity Water Flooding Offshore;
- Low Salinity Hot Water injection for Carbonate Reservoirs.

Aims and Objectives

Analysis of the results of laboratory and field research Smart Water Flooding technology and Low Salinity Water Flooding technology in order to study their mechanism and improvement.

Результаты

Результаты экспериментов показали, что при заводнении ядра третичное восстановление по технологии SWI привело к восстановлению 4,8-9,5 %, тогда как по технологии CSWI получено дополнительной нефти в объеме 5,7-13,6 %.

С точки зрения определения требуемой концентрации полимера и солёности используемой нагнетаемой воды, показаны сокращение расхода полимера приблизительно в 5-10 раз и возможность использования в качестве добавочной малосольной воды вместо морской.

При применении технологии горячего нагнетания малосольной воды усиленный ионный обмен и снижение вязкости нефти под воздействием тепловой энергии улучшают максимальное восстановление нефти на 7,8 % по сравнению с технологией LSWI без горячей воды.

Однако для каждого конкретного месторождения рассматриваемые технологии должны быть исследованы дополнительно с целью обоснования их экономической целесообразности.

Results

The results of the experiments showed that during the flooding of the core, the tertiary recovery using the SWI technology resulted in the recovery of 4.8-9.5 %, while using the CSWI technology, additional oil was obtained in the amount of 5.7-13.6 %.

From the point of view of determining the required polymer concentration and the salinity of the injected water used, the reduction of polymer consumption by about 5-10 times and the possibility of using saline as an additional water instead of sea water are shown.

When using the technology of hot injection of salted water, enhanced ion exchange and reduction of oil viscosity under the influence of thermal energy improve the maximum oil recovery by 7.8 % compared with LSWI technology without hot water.

However, for each specific oil field, the technologies under consideration should be investigated further in order to substantiate their economic purpose.

Ключевые слова: малосольное заводнение, «умное заводнение», карбонизированная «умная» вода, полимерное и малосольное заводнение, горячая малосольная вода, изменение смачиваемости

Key words: low salinity water flooding, smart water flooding, carbonated smart water, polymer and low salinity water flooding, low salinity hot water injection, wettability alteration

Введение

Термины «малосольное заводнение» (Low Salinity Water Flooding - LSWF) и «умное заводнение» (Smart Water Flooding - SWF) использовались некоторыми авторами как синонимы, однако требуется пояснение.

Принципиальное различие между LSWF и SWF состоит в том, что при LSWF минерализация и общее растворенное твердое вещество нагнетаемой воды понижается для поддержания низкой ионной нагрузки обычно

путем разведения морской воды или добываемой воды пресной водой [1].

С другой стороны, «умное» заводнение предполагает нагнетание воды, в которой контролируется ионный состав с целью получения необходимых показателей для конкретного резервуара и лучшего коэффициента микроскопического вытеснения. Основная доля в «умной» воде может приходиться на морскую или разведенную морской/добываемой водой или воду из других источников.

Большинство лабораторных исследований свидетельствуют о лучшем восстановлении нефти при использовании в качестве «умной» воды минерализованной, обогащенной SO_4^{2-} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , BO_3^{3-} и PO_4^{3-} , также оказывают положительное влияние на восстановление [2] как по отдельности, так и в сочетании с водой, сильно обогащенной SO_4^{2-} [3].

Технологии LSWF и SWF были довольно успешно апробированы при заводнении на промысловых испытаниях. Исследователями описан механизм эффекта LSWF и SWF: миграция мелких фракций, улучшение значения pH, сокращение поверхностного натяжения, расширение электрического двойного слоя, многокомпонентный ионный обмен и изменение смачиваемости - основные этапы с различной степенью весомости каждого из них. Однако изменение смачиваемости стало основным фактором среди вышеупомянутых [4]. Основными элементами, ответственными за эффективность технологий LSWF и SWF, по крайней мере, в песчанике, являются содержание глины, тип глины, ионы в остаточной воде и полярность сырой нефти, хотя механизм их эффективного влияния так и не был убедительно представлен. Несмотря на то, что известняк, мел и доломит (карбонатный продуктивный пласт) вместе составляют более 50 % известных мировых запасов нефти и более 70 % ближневосточных запасов, в доступе имеются только ограниченные данные об эффекте меняющегося ионного состава при заводнении карбонатного продуктивного пласта, что обусловлено сложными побочными реакциями в системе нефти и минерализованной воды [5], а также сложностью геологии и архитектуры карбонатного продуктивного пласта. Также мало достоверных данных о механизме влияния и восстановления в карбонатных породах.

По сравнению с карбонатами более успешны эксперименты для песчаниковых образований [6,7]. Вода карбонатных образований обычно имеет более высокое значение pH, а также обогащена Ca^{2+} и содержит растворенные твердые вещества, порода является реактивной и обычно смоченной нефтью.

Эти факторы делают механизм восстановления более сложным и отличающимся от продуктивного пласта песчаника. Кроме того, присутствие естественных разломов, скудная проницаемость и разнородные свойства породы снижают полное восстановление нефти из карбонатов. Таким образом, потребность в обширных исследованиях в этой области необходима и экономически целесообразна. В силу значительных перспектив указанных технологий, исследования комбинации технологий малосольного заводнения и «умной» воды с другими методами увеличения нефтеотдачи стали крайне популярными. Ниже представлен анализ результатов лабораторных и промысловых исследований технологий малосольного заводнения и «умного» заводнения с целью изучения их механизма и усовершенствования, что открывает широкие перспективы для применения технологий LSWF и SWF в отрасли.

Применение карбонизированной «умной» воды в карбонатных продуктивных пластах

Поиск альтернативного, дешевого и экологичного метода увеличения степени нефтеотдачи привел к развитию и последующему промышленному внедрению нагнетания «умной» воды (SWI) и нагнетания CO_2 (COI). Несмотря на то, что смешивающаяся вода для нагнетания COI имеет многократные преимущества, нагнетание карбонизированной воды (CWI) может превзойти COI с точки зрения требований к объему и эффективности. Смешивающийся CO_2 при высокой насыщенности также может улучшить восстановление нефти по сравнению с обычным заводнением благодаря более высокой растворимости в нефти, а, следовательно, уменьшая вязкость нефти, повышая плотность и увеличивая объем нефти и силу вязкости нагнетаемой жидкости [8].

Ввиду важности и простоты этих двух методов увеличения нефтеотдачи есть обоснование их *последовательного или одновременного применения*. Образцы керна, используемые для этого исследования, получены из одного карбонатного пласта нефти в Абу-Даби (таблица 1).

Таблица 1. Петрофизические свойства образцов керн

Номер образца	Длина, см	Диаметр, см	Суммарный объем, см ³	Объем пор, см ³	Пористость, %	k, мД	S, %
33	6,72	3,81	76,65	16,98	22,15	20,25	99,9
198	6,54	3,79	73,99	12,94	17,48	1,50	98,4
17	6,44	3,83	73,22	17,82	24,11	3,80	96,0
200	6,57	3,79	74,44	12,39	16,64	8,16	98,0

Образец нефти получен из того же нефтяного пласта в Абу-Даби (таблица 2), который был дегазирован, обезвожен, отфильтрован через фильтр с размером пор 0,45 мкм и хранился в азотной среде. После предварительных процедур подготовки все образцы керн были насыщены пластовой водой под давлением 2000 фунтов на 1 квадратный дюйм, с последующей вакуумной насыщенностью.

Таблица 2. Плотность и вязкость нефти

Температура, °С	Плотность, г/см ³	Вязкость, сП
20	0,836	5,34
40	0,8219	3,44
60	0,8074	2,26
80	0,7991	1,61
90	0,7919	1,43

Растворение CO₂ в солевом растворе

Для изучения эффективности восстановления при карбонизированном заводнении необходимо растворить CO₂ в солевом растворе. Растворение CO₂ в солевом растворе выполняется при давлении 350 фунтов на 1 квадратный дюйм и температуре 100 °С. В этих условиях 6 см³ CO₂ можно растворить в 1 см³ воды, как показано на рисунке 1 [9].

Растворимость CO₂ в воде преобразовывается в растворимость в солевом растворе.

Проведены следующие исследования.

Исследование поверхностного натяжения

Исследования поверхностного натяжения проводились между фазами нефти и пяти типов солевого раствора, включая ДИ воду и «умную» воду. Было обнаружено, что поверхностное натяжение между фазами нефти и различных видов солевого раствора уменьшается с сокращением pH солевого раствора. При pH = 7 поверхностное натяжение для всех видов солевого раствора было около 25 мН/м, в то время как при pH около 1 поверхностное натяжение уменьшилось почти до 12 мН/м. Таким образом, уменьшение поверхностного натяжения рассматривают как важный механизм для дополнительного восстановления нефти.

Исследование пористости методом ядерного магнитного резонанса

Распределение пористости методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР) и общая пористость образцов керн измеряются до и после заводнения керн. Образцы керн состоят из макро- и микропор.

Дополнительная пористость в макрообласти, возможно, наблюдается из-за растворения карбонатной породы.

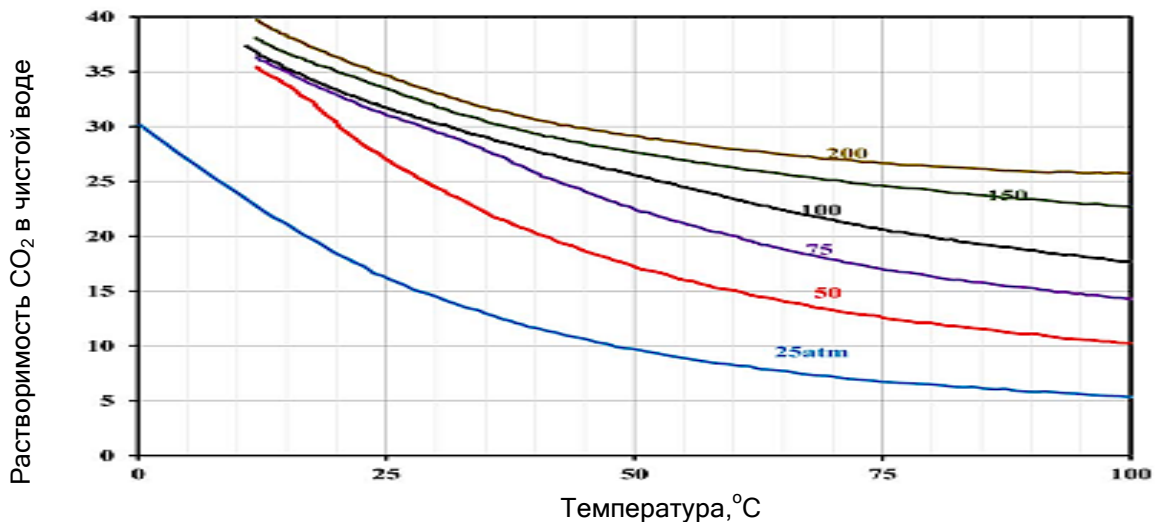


Рисунок 1. Растворимость CO₂ в чистой воде как функция температуры и давления (на основе [9])

В то время как небольшое сокращение распределения пор по размеру в микрообласти происходит из-за блокирования пор осадками сульфатных ионов, общая пористость после заводнения ядра также увеличивается из-за растворения кальциевых и магниевых ионов. Общая пористость увеличивается на 0,5 %, что доказывает, что карбонизированное растворение из-за потока карбонизированной воды больше, чем блоки-

рование пор, вызванное отложением сульфатного осадка. Ядро стало более пористым после заводнения. Это изменение в пористости может быть обнаружено на основе общей пористости и кривой распределения пор по размеру.

Общая пористость до заводнения ядра составляла 15,3 %, в то время как после заводнения ее значение составило 17,25 % (рисунок 2).

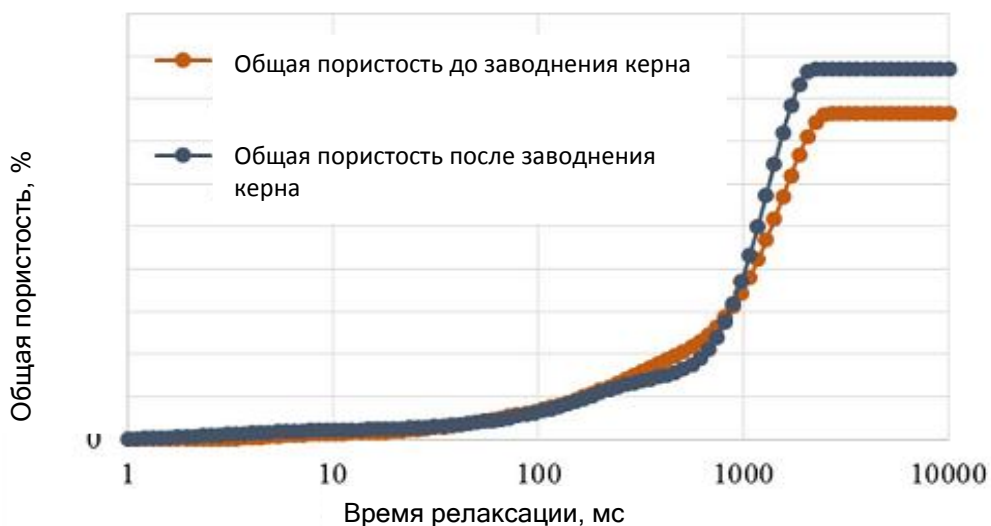


Рисунок 2. Ядро 200 ЯМР. Общее сравнение: до и после заводнения ядра

Исследования зета-потенциала

Исследования поверхностного заряда путем измерения зета-потенциала выполняются в системах порода/солевой раствор (R-B) и порода/солевой раствор/нефть (R-B-O). Понятие нагнетания умной воды полагается на то, что оно должно быть в состоянии привести поверхностный заряд системы R-B-O к положительному значению, ближе к системе R-B, указывая, что оставшаяся нефть выйдет с поверхности породы под влиянием потенциалоопределяющих ионов, полученных из ионного обмена и двойного расширения слоя.

Из таблицы 3 видно, что все четыре исследуемых вида солевого раствора привели поверхностный заряд порошковых пород, покрытых нефтью, близко к нейтральному, но только вода SW4S на самом деле привела к положительному поверхностному заряду. Поэтому, с точки зрения модификации поверхностного заряда и аспекта выхода нефти, SW4S может считаться самым действенным видом солевого раствора.

Таблица 3. Поверхностный заряд систем порода/солевой раствор и порода/солевой раствор/нефть

Тип жидкости	Зета-потенциал системы R-B, мВ	Зета-потенциал системы R-B-O, мВ
DI	-2,27	-37,9
SW	2,45	-0,75
0.1SW	0,635	-6,19
SW4S	1,0025	1,63
0.1SW4S	1,1125	-1,65

Причиной более высокой эффективности SW4S является четырехкратное присутствие сульфат-ионов в морской воде наряду с более высокой концентрацией ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Поскольку SO_4^{2-} в солевом растворе и Ca^{2+} на поверхности карбонатной породы являются двухвалентными ионами, отрицатель-

но заряженный сульфатный ион относительно сильно притягивается к поверхности карбонатной породы по сравнению с карбоновыми кислотами. Поэтому, когда SO_4^{2-} адсорбируется на поверхности породы, он становится катализатором для ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , так, чтобы они могли быть совместно адсорбированы на слое Штерна SO_4^{2-} [10]. Когда потенциалоопределяющие ионы (Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-}) сформируют двойной электрический слой на поверхности карбонатной породы, притягиваемая фаза нефти будет вытекать через поровые каналы.

Экспериментальные заводнения керна

Четыре экспериментальных заводнения на различных кернах проводились для изучения эффективности карбонизированной «умной» воды и кислотного «умного» заводнения в карбонатных породах.

Первые три исследования были нацелены на изучение эффекта карбонизированной «умной» воды на керны с различной проницаемостью. Соответственно, были проверены керны со значениями проницаемости 1,5; 8,167 и 20,25 мД.

Четвертое заводнение керна было предназначено для сравнения эффективности карбонизированной «умной» воды с «умной» водой с эквивалентным значением pH (сниженным соляной кислотой).

На основе результатов трех экспериментальных заводнений керна было сделано заключение, что с использованием карбонизированной «умной» воды было восстановлено значительно большее количество нефти по сравнению с третичным восстановлением только с использованием «умной» воды. Это вызвано наличием растворенного CO_2 в воде, перенесшей частичную передачу фазы в нефтяную фазу, что повлияло на механизм течения в капиллярах, обуславливая окончательное восстановление нефти. Возможное влияние в системе R-B-O можно сформулировать как снижение вязкости нефти, увеличение объема нефти, т.е. соединение разделенных капель нефти, растворение пор карбонатной поверхности (благодаря кислотной

реакции) и явление ионного обмена, который влияет на расширение двойного электрического слоя и помогает освободить захваченные молекулы нефти.

Четвертое заводнение керн проводилось с использованием SW4S. Для исследования эффекта pH и растворения породы pH снижали до уровня карбонизированной воды SW4S при помощи HCl. Восстановление этой кислотной «умной» водой привело к незначительному восстановлению дополнительной нефти. Это означает, что эффект низкого pH минимален для восстановления нефти.

*Атомно-эмиссионная спектроскопия
с индуктивно связанной плазмой*

Выходящие потоки, собранные во время экспериментального заводнения керн, были проанализированы по элементному составу посредством атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой (ИСП) для сравнения состава солевого раствора до и после заводнения. Это сравнение может помочь понять растворение породы и/или минеральное отложение во время заводнения керн [11].

Анализ проводили только для ионов магния, сульфата и кальция, потенциально влияющих на эффективность восстановления «умного» солевого раствора. Во время вторичной стадии восстановления морской водой наблюдалось увеличение концентрации Mg в добываемом солевом растворе по сравнению с нагнетаемым соевым раствором. Поскольку исследуется именно кальций, различие концентрации между нагнетаемым соевым раствором и добываемым соевым раствором является очень значительным во время вторичного заводнения морской водой, а также третичного и четвертичного заводнения. Это указывает на большой объем растворенного кальция во время процесса заводнения.

Другая тенденция наблюдается для серы в нагнетаемом и выходящем солевых растворах. Было отмечено, что концентрация серы уменьшается на всех стадиях заводнения

керн в сточных водах по сравнению с концентрацией в нагнетаемом соевом растворе.

Это поведение может быть лучше всего объяснено ввиду осаждения и отложения сульфатных ионов в поровом пространстве.

Исследование растворения породы

Исследование растворения породы выполняется для обнаружения потенциала солевого раствора с низким значением pH в растворе частиц карбонатной породы. Исследование проводится путем измерения потери веса порошков карбонатной породы с различными концентрациями уксусной кислоты в соевом растворе SW4S.

Результаты представлены в таблице 4 [12]. Можно заметить, что вес карбонизированного порошка породы уменьшается вместе с уменьшением значения pH солевого раствора. При pH = 3,83 потеря веса составляет 1,90 %, в то время как при pH = 2,86 потеря веса порошка составляет 38,86 %. Поэтому, чем меньше pH солевого раствора, тем больше частиц породы растворяется из-за кислотной среды системы.

Результаты заводнения керн показали, что третичное нагнетание SWI привело к восстановлению 4,8-9,5 %, тогда как четвертичное нагнетание CSWI привело к дополнительному восстановлению нефти 5,7-13,6 %. Исходя из результатов этого исследования, можно сделать заключение, что CSWIF может являться перспективным методом увеличения степени нефтеотдачи среди последних методов увеличения нефтеотдачи.

Нагнетание CSWI имеет преимущество перед нагнетанием COI вследствие того, что CO₂ существует как растворенный газ вместо свободной фазы. Это уменьшает требования для системы нагнетания высокого давления, решает проблемы сегрегации силы тяжести и низкого коэффициента вытеснения.

Гибрид технологий CWIF и SWIF может сделать их эффективным решением для увеличения степени нефтеотдачи со значительным экономическим преимуществом, более высоким уровнем восстановления нефти в дополнение к экологическим преимуществам секвестрации CO₂.

Таблица 4. Растворение породы солевым раствором с низким значением pH

Концентрация уксусной кислоты, %	pH кислотного раствора	Вес добавляемого порошка, г	Вес оставшегося порошка, г	Потеря веса, %
0,025	3,83	5	4,905	1,90
0,050	3,81	5	4,851	2,98
0,100	3,63	5	4,833	3,34
0,250	3,42	5	4,736	5,28
0,500	3,31	5	4,664	6,72
0,750	3,22	5	4,554	8,92
1,000	3,15	5	4,440	11,20
2,000	3,09	5	4,088	18,24
3,000	2,99	5	3,735	25,30
4,000	2,92	5	3,332	33,36
5,000	2,86	5	3,057	38,86

Комбинация полимерного и малосольного заводнения для шельфовых объектов

Полимерное заводнение является эффективным при заводнении малосольной водой. Использование малосольной воды в процессах полимерного заводнения значительно уменьшает объем дозировки химреагентов, необходимых для достижения целевой вязкости полимерного раствора. Это благоприятно влияет на условия закупки, транспортировки, хранения и использования (смешивания и гидратации) химических реагентов и оптимизирует эксплуатационные расходы для шельфовых объектов. Морская вода легкодоступна для шельфовых объектов.

Следовательно, водное опреснение и умягчение воды становятся ключевыми факторами успеха для процесса малосольного заводнения на шельфовых объектах. Малосольная вода, полученная после опреснения морской воды, также полезна для полимерного заводнения на шельфовых объектах, поскольку концентрация полимера, необходимая для достижения желаемого контроля подвижности, будет значительно меньше при более низкой концентрации солей нагнетаемой воды.

Широко используемые методы опреснения морской воды можно условно разде-

лить на два типа: тепловой и на основе мембраны.

Среди тепловых методов опреснения воды многостадийное мгновенное испарение (MSF), многоступенчатая дистилляция (MED), термокомпрессионная дистилляция (TCD) и механическая компрессия пара (MVC) являются самыми популярными методами (таблица 5) [13]. Обратный осмос (RO) с традиционной фильтрацией сред или с мембранной фильтрацией для предварительной обработки морской воды является единственным доступным методом опреснения морской воды на основе мембраны. Тепловые методы не подходят для шельфовых объектов из-за недостатка пара и необходимости размещения массивного оборудования.

С другой стороны, мембранные методы обратного осмоса привлекательны для опреснения морской воды вдали от берега из-за технических требований к необходимому пространству, весу и мощности. Однако главный недостаток опреснения воды обратным осмосом - то, что в результате получена почти свежая техническая вода, не подходящая для непосредственного нагнетания в пласт из-за ее несовместимости с глинами пласта.

Смешивание с исходной морской водой или обратный осмос снижают минерализованность технической воды.

Таблица 5. Краткое описание этапов опреснения воды для шельфовых объектов

Метод опреснения	Подходит для шельфовых объектов	Описание
MSF	Нет	Требуется массивное оборудование и достаточное пространство, проблема доступного пара
MED	Нет	Компактность по сравнению с MSF, однако требуется массивное оборудование и достаточное пространство; также существует проблема доступности пара
TCD	Нет	Подходит с точки зрения пространства и массивности оборудования, при условии доступности пара, что является проблемой для шельфовых объектов
MVC	Нет	Большие производственные мощности
SWRO (традиционный/мембрана)	Да	Подходит для шельфовых объектов с точки зрения требований пространства, веса оборудования и мощности

Новая технология опреснения воды (технология «дизайнерской» воды DWT), разработанная Shell, предлагает новый путь производства солевого раствора из морской воды, чтобы малосолевое и полимерное заводнения можно было бы осуществлять для шельфовых объектов. Тот же процесс может использоваться на суше для производства воды для паровых котлов, чтобы генерировать пар, требуемый для теплового увеличения степени нефтеотдачи или умягчения исходной воды для заводнения с использованием технологии «щелочь - ПАВ - полимер».

Процесс подготовки «дизайнерской» воды является двухэтапным и включает нанофильтрацию (NF) и обратный осмос. Морская вода сначала обрабатывается с помощью нанофильтрации и затем через обратный осмос для улучшения характеристик.

Двухэтапная конфигурация процесса используется в блоках NF и RO для увеличения восстановления фильтрата (75 % при NF и 66 % при RO). Отходы после NF и RO можно

выбрасывать в море или использовать для смешивания с фильтратом RO.

Эффект влияния солености на вязкость раствора полимера

Эффект влияния солености на расход полимера представлен на рисунке 3.

Данные о вязкости полимера были определены на основе внутренней модели вязкости полимера, разработанной с помощью широкого спектра экспериментальных данных для 3630 Flopaam (SNFFloerger), сгенерированных в лаборатории. 3630 Flopaam является наиболее широко используемым высокомолекулярным полимером для увеличения степени нефтеотдачи и обеспечивает 30 % гидролиза.

Модель вязкости отражает эффект солености, концентрацию двухвалентных ионов, скорость сдвига, концентрацию и температуру в зависимости от вязкости раствора полимера.

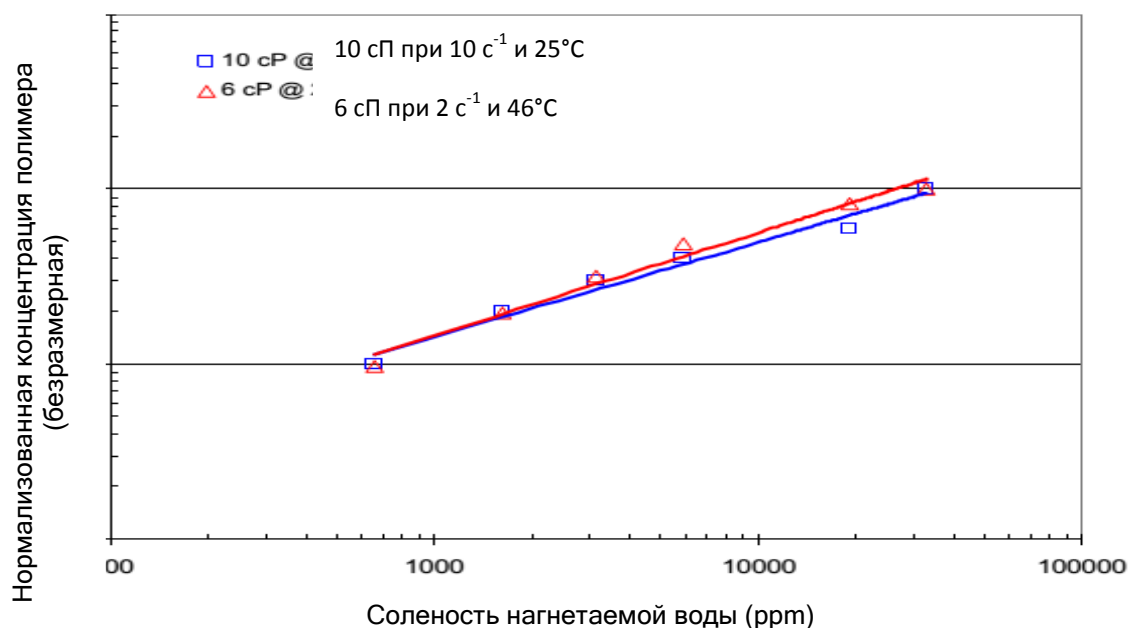


Рисунок 3. Эффект влияния солености на концентрацию полимера

На рисунке 3 показана зависимость солености нагнетаемой воды от нормализованной концентрации полимера (по сравнению с концентрацией полимера в морской воде). Зависимость получена для вязкости раствора полимера 10 сП при скорости сдвига 10 с⁻¹ и температуре 25 °C и для вязкости раствора полимера 6 сП при скорости сдвига 2 с⁻¹ и температуре 46 °C, Subhash и др. Соленость на рисунке 3 представляет общее растворенное твердое вещество (TDS), а значения вязкости раствора полимера рассчитываются на основе модели с использованием различных коэффициентов моновалентных и двухвалентных катионов в добавляемой воде [13].

Для представленных диапазонов концентрации полимера и солености используемой нагнетаемой воды данные рисунка 3 указывают, что требования к концентрации полимера будут снижены приблизительно 10-кратно из-за нагнетания не морской воды (TDS - 35178 ppm), а малосолевой «дизайнерской воды» (TDS - 650 ppm). Непосредственная близость (перекрывание) точек, полученных для этих двух случаев, подразумева-

ет, что подобные уменьшения концентрации полимера ожидаются в широком спектре температур и скоростей сдвига для полимера 3630 FP.

Нагнетание малосолевой горячей воды в карбонатные пласты

В то время как технология LSWF имеет потенциал для восстановления остаточной нефти, значительные объемы нефти все еще остаются в пласте из-за их высокой вязкости. Нагнетание горячей воды является экономичным методом увеличения нефтеотдачи для производства тяжелой нефти и имеет практическое значение при совместном применении с технологией LSWF. Однако зависимость от температуры особенности геохимических реакций в механизме LSWF требуют дальнейшей оценки эффекта тепловой энергии, при гибридном применении технологии LSWF с нагнетанием горячей воды или горячей малосолевой воды. Нагнетание горячей воды, как экономичный тепловой процесс, контролирует процесс подвижности вязкой

нефти. Этот процесс аналогичен обычному заводнению за исключением нагнетания горячей воды.

Заводнение горячей водой доказало свою способность восстанавливать тяжелую нефть в ходе испытаний в реальных условиях эксплуатации и исследований [14, 15].

Главная цель этой технологии состоит в том, чтобы уменьшить вязкость нефти. Однако она также улучшает возможность соединения системы пор путем растворения минералов. Kovscek и др. [16] использовали рентгеновский КТ-сканер и СЭМ для наблюдения за растворением во время нагнетания горячей воды, что показало, как растворение в зависимости от температуры увеличивает пористость и проницаемость, что совпадает с результатами Yousef и др. [17]. Duval и др. [18] провели успешные опытные испытания на месторождении возле озера Пеликан. Геохимические реакции включают водные реакции, растворение/осаждение минералов и ионный обмен. Свойства солевого раствора (вязкость и плотность), а также геохимические реакции зависят от температуры и эффективной ионной концентрации.

Анализ результатов применения процесса нагнетания горячей воды

Цифровое моделирование нагнетания малосольной воды LSWI после нагнетания морской воды SWI было выполнено на основе конкретных данных разработки. На основе модели эффект изменения смачиваемости был определен путем сравнения технологий LSWF и SWF. Тепловой процесс при 115 °C был оценен для количественного определения эффективности процесса нагнетания горячей морской воды SWI. Была оценена технология нагнетания горячей малосольной воды (LSWI) для обнаружения синергетического эффекта технологии LSWF и нагнетания горячей воды в карбонатный пласт тяжелой нефти.

Процесс «нагнетание морской воды - нагнетание малосольной воды»

На рисунке 4 представлены результаты последовательного нагнетания 12PVSW и 18PVLWSW, что является подгонкой модели по данным разработки.

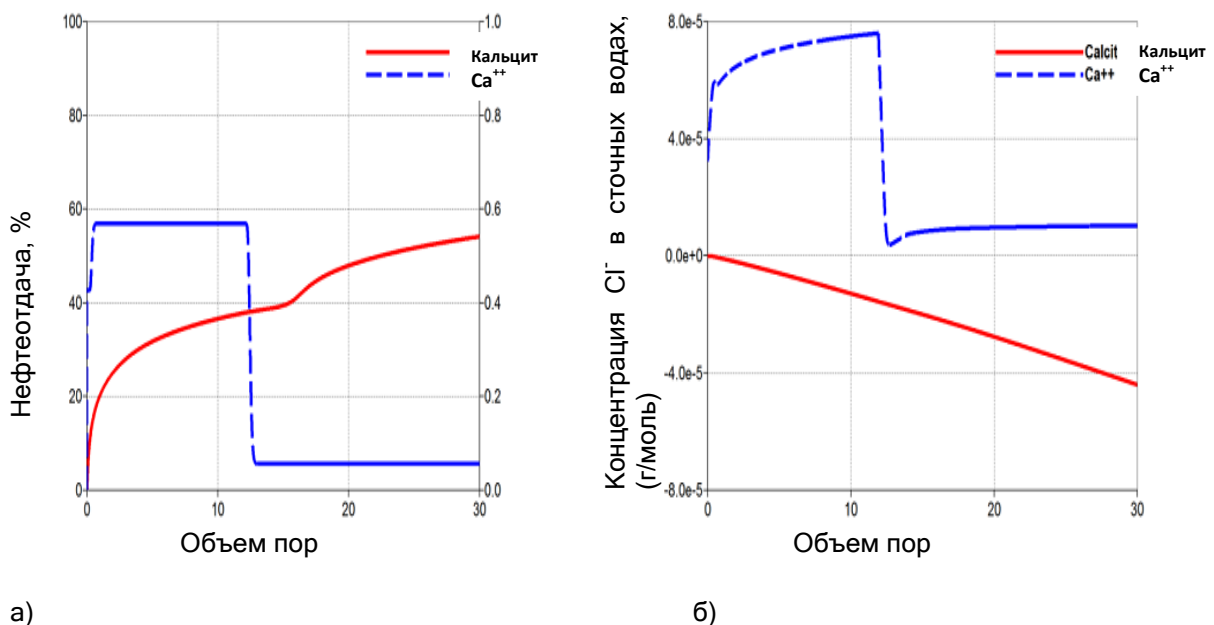


Рисунок 4. Результаты применения технологий SWF-LSWF

Резкое изменение концентрации в выходящих потоках Cl^- указывает на прорыв перемещения SW и LSW. Соединение, содержащее Cl^- , как предполагается, полностью распалось, и Cl^- может рассматриваться как остаточный элемент (рисунок 4, а). Прорыв SW и LSW к продуктивной скважине происходит при 0,56 PV и 12 PV соответственно. При использовании технологий SWF и LSWF минералы растворяются, и растворение обеспечивает присутствие Ca^{2+} в пласте (рисунок 4, б). Очевидно, увеличение концентрации Ca^{2+} подтверждает растворение кальцита и обеспечивает присутствие Ca^{2+} в солевом растворе во время нагнетания морской воды SWI. Несмотря на то, что при нагнетании малосольной воды LSWI минералы все еще растворяются, концентрация Ca^{2+} незначительно увеличивается по сравнению с технологией SWI (рисунок 4, б). Это связано с увеличенной эквивалентной фракцией Ca^{2+} . В то время, как при нагнетании малосольной воды LSWI восстанавливается дополнительная нефть в объеме 15 % от начальных запасов нефти по сравнению с технологией SWI, высокая вязкость нефти (до 111 сП) все еще остается препятствием для восстановления оставшихся 47 % начальных запасов нефти в пласте [19].

Нагнетание горячей морской воды

Оценим тепловые эффекты без нагнетания малосольной воды LSWI.

Постоянное нагнетание морской воды SWI при 92 °C приводит к восстановлению 43,2 % начальных запасов нефти после нагнетания 30 PV (рисунок 5). При тех же условиях нагнетание *горячей* морской воды SWI при температуре 115 °C улучшает восстановление нефти на 6,3 % по сравнению с нагнетанием морской воды SWI [19]. В то время, как значительное производство воды приводит к неблагоприятному отношению вода/нефть при нагнетании морской воды SWI и нагнетании горячей морской воды SWI, при нагнетании горячей морской воды SWI наблюдается более низкое отношение вода/нефть, чем при нагнетании морской воды SWI до 15 PV. Тепловой эффект вызывает

растворение кальцита до 230 % и обеспечивает присутствие Ca^{2+} и HCO_3^- . Увеличенная концентрация Ca^{2+} приводит к большей генерации CaCO_3 , CaHCO_3^+ и CaSO_4 при высокой температуре. Другой возможный геохимический вклад - растворение CO_2 в нефти. Увеличенная концентрация HCO_3^- во время нагнетания горячей морской воды SWI по сравнению с нагнетанием морской воды SWI производит больше CO_2 (вод.), который поступает в нефть в термодинамическом равновесии, приводя к большему количеству CO_2 , растворенному в нефти. Растворение CO_2 может потенциально уменьшить вязкость нефти, как и тепловая энергия. Вязкость тяжелой нефти уменьшается на целых 63 % при нагнетании горячей морской воды SWI, чем при нагнетании морской воды SWI. Сокращение в основном связано с эффектом тепловой энергии нерастворенного CO_2 , потому что количество растворенного CO_2 недостаточно для снижения вязкости нефти.

Нагнетание горячей малосольной воды

Непрерывное нагнетание малосольной воды LSWI при температуре пласта восстанавливает до 61,7 % нефти, что выше, чем последовательное нагнетание малосольной воды LSWI и непрерывное нагнетание морской воды SWI на 9,7 % и 18,5 %, соответственно (рисунок 6). По мере повышения температуры пласта ускоряется растворение минералов. Растворение минералов увеличивается в два раза при нагнетании горячей малосольной воды LSWI по сравнению с нагнетанием малосольной воды LSWI.

Важный геохимический вклад тепловой энергии - усиленный ионный обмен Ca^{2+} до 17,6 % по сравнению с нагнетанием малосольной воды LSWI. Восстановление нефти постоянно увеличивается и достигает 69,5 % при 30 PV (рисунок 6). Это четкое указание теплового эффекта на лучшую модификацию смачиваемости. Следовательно, нагнетание горячей малосольной воды LSWI способствует 7,8 % дополнительного восстановления нефти и более чем на 40 % улучшает отношение вода/нефть по сравнению с нагнетанием малосольной воды LSWI [19].

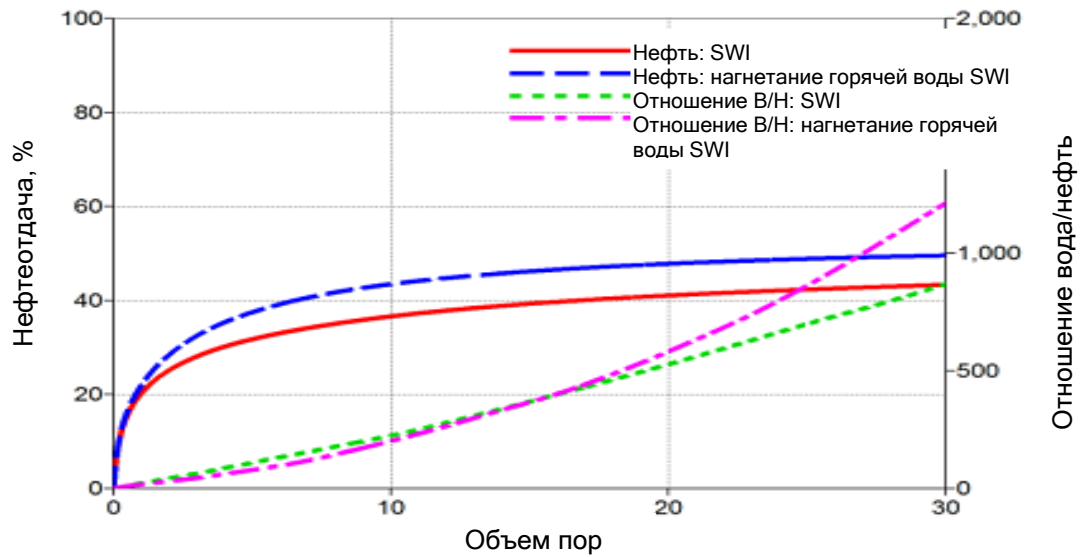


Рисунок 5. Данные восстановления нефти и отношения вода/нефть при SWI и при нагнетании горячей воды SWI

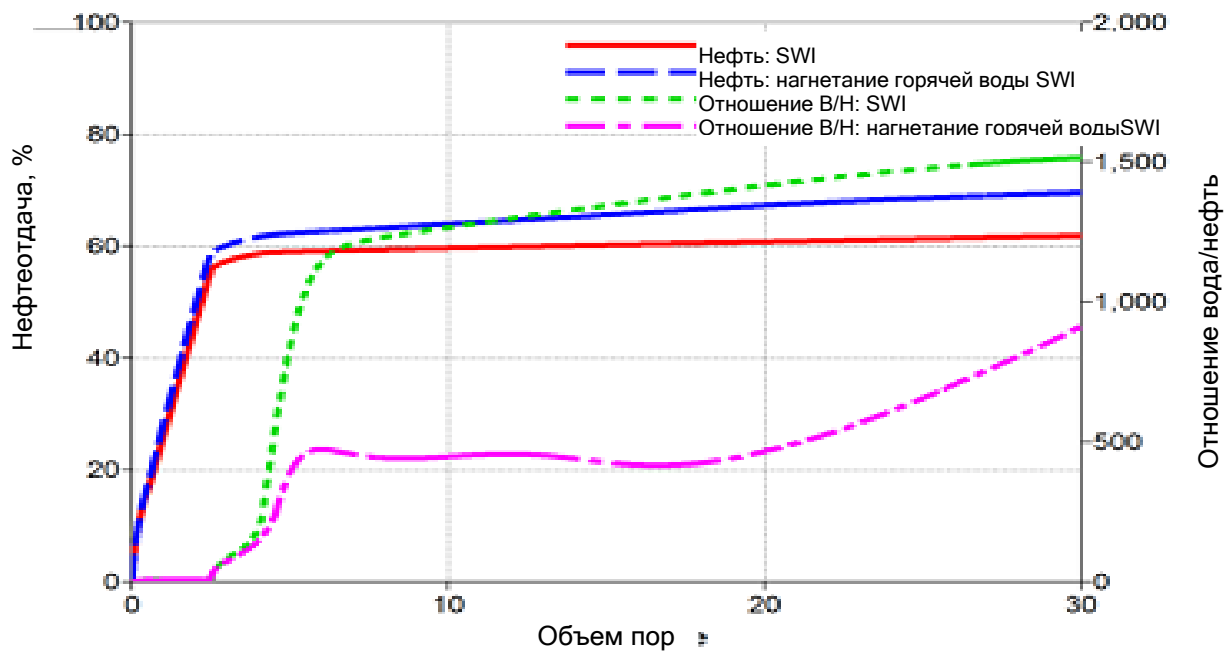


Рисунок 6. Данные восстановления нефти и отношения вода/нефть при нагнетании малосольной воды LSWI и при нагнетании горячей малосольной воды LSWI

Лучший ионный обмен и снижение вязкости нефти при нагнетании горячей малосольной воды LSWI приводит к восстановлению нефти до 26,3 %, 20 % и 7,8 %, чем при SWI, нагнетании горячей морской воды SWI и малосольной воды LSWI соответственно (J.H. Lee и др.). Эти результаты показывают важность тепловой энергии в геохимическом вкладе в улучшение ионного обмена и снижение вязкости нефти при нагнетании горячей малосольной воды LSWI.

Выводы

По результатам анализа результатов лабораторных исследований трех модификаций технологий заводнения малосольной и/или «умной» водой можно сделать вывод о том, что все они привели к увеличению добычи нефти. Результаты заводнения керна показали, что третичное восстановление по технологии SWF привело к восстановлению 4,8-9,5 %, тогда как по технологии CSWF по-

лучено дополнительной нефти в объеме 5,7-13,6 %.

С точки зрения определения требуемой концентрации полимера и солёности используемой нагнетаемой воды, показаны сокращение расхода полимера приблизительно в 5-10 раз и возможность использования в качестве добавочной воды малосольной вместо морской.

При применении технологии горячего нагнетания малосольной воды усиленный ионный обмен и снижение вязкости нефти под воздействием тепловой энергии значительно улучшают максимальное восстановление нефти на 7,8 % по сравнению с технологией LSWI без горячей воды.

Однако рассматриваемые технологии должны быть исследованы на практике для каждого конкретного месторождения с целью обоснования их экономической целесообразности.

Список литературы

1. Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs // Paper SPE-144602-MS. 2011. <http://dx.doi.org.ezproxy.uis.no/10.2118/144602-MS>.
2. Zhang Y., Morrow N.R. Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations // SPE Paper No. 99757. 2006.
3. Zahid A., Shapiro A.A., Skauge A. Experimental Studies of Low Salinity Waterflooding Carbonate: a New Promising Approach // Proceedings of the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE-155625-MS, Muscat, Oman, April 2012.
4. Austad T., RazaeiDoust A., Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs // Paper SPE 129767 Proceedings of the 2010 SPE Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 April, 2010.
5. Taber J.J. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, October 1983. Society of Petroleum Engineers, SPE 12069, 1983.
6. Thyne G., Gamage P. Evaluation of the Effect of Low Salinity Waterflooding for 26 Fields in Wyoming // Paper SPE 147410 Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, 30 October- 2 November. 2011.
7. Skrettingland K., Holt T., Tveheyo M.T., Skjevark I. Snorre Low-Salinity-Water Injection-Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot // SPE Reservoir Evaluation & Engineering 14 (2). 2011.
8. Yongmao H. e.a. Laboratory Investigation of CO₂ Flooding // Society of Petroleum Engineers. Nigeria Annual International Conference and Exhibition,

References

1. Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of Oil Recovery by Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Paper SPE-144602-MS*, 2011, <http://dx.doi.org.ezproxy.uis.no/10.2118/144602-MS>.
2. Zhang Y., Morrow N.R. Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations. *SPE Paper No. 99757*, 2006.
3. Zahid A., Shapiro A.A., Skauge A. Experimental Studies of Low Salinity Waterflooding Carbonate: a New Promising Approach. *Proceedings of the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE-155625-MS, Muscat, Oman, April 2012*, 2012.
4. Austad T., RazaeiDoust A., Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Paper SPE 129767 Proceedings of the 2010 SPE Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 April, 2010*, 2010.
5. Taber J.J. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, October 1983. Society of Petroleum Engineers, SPE 12069*, 1983.
6. Thyne G., Gamage P. Evaluation of the Effect of Low Salinity Waterflooding for 26 Fields in Wyoming. *Paper SPE 147410 Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, 30 October- 2 November 2011*, 2011.
7. Skrettingland K., Holt T., Tveheyo M.T., Skjevark I. Snorre Low-Salinity-Water Injection-Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, No. 14 (2).
8. Yongmao H. e.a. Laboratory Investigation of CO₂ Flooding. *Society of Petroleum Engineers. Nigeria Annual International Conference and Exhibition,*

Abuja, Nigeria, 2-4 August, 2004. SPE-88883-MS. 2004.

9. Wiebe R., Gaddy V. The Solubility of Carbon Dioxide in Water at Various Temperatures from 12 to 40 °C and at Pressures to 500 Atmospheres // *Journal of American Chemical Society*. 1940. Vol. 62.

10. Yi Z., Sarma H.K. Improving Waterflood Recovery Efficiency in Carbonate Reservoirs through Salinity Variations and Ionic Exchanges: A Promising Low-Cost «Smart-Waterflood» Approach // SPE-161631-MS. 2012.

11. Kono F., Kato A., Shimokawara M., Tsushima K. Laboratory Measurements on Changes in Carbonate Rock Properties due to CO₂-saturated Water Injection // SPE-172013-MS. 2014.

12. Alibi Kilybay, Bisweswar Ghosh, Nithin Chacko Thomas, Nuhu Turosung Sulemana. The Petroleum Institute. Hybrid EOR Technology: Carbonated Water-Smart Water Flood Improved Recovery in Oil Wet Carbonate Formation: Part-II // SPE-185321-MS.

13. Subhash Ayirala, Uehara-Nagamine Ernesto, Andreas Matzakos, Robert Chin, Peter Doe, Paul van Den Hoek. A Designer Water Process for Offshore Low Salinity and Polymer Flooding Applications. SPE 129926. 2010.

14. Martin W.L. Results of a Tertiary Hot Waterflood in a Thin Sand Reservoir // *J. Pet. Technol.* SPE-1918-PA. 1968. No. 20 (7). P. 739-750. <http://dx.doi.org/10.2118/1918-PA>.

15. Alajmi A.F.F., Algharaib M.K., Gharbi R.C. Experimental Evaluation of Heavy Oil Recovery by Hot Water Injection in a Middle Eastern Reservoir // SPE-120089-MS. 2009. <http://dx.doi.org/10.2118/120089-MS>.

16. Kovscek A.R., Diabira I., Castanier L.M. 2000. An Experimental Investigation of Permeability and Porosity Alteration in Diatomite During Hot Fluid Injection // SPE-62558-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/62558-MS>.

17. Yousef A.A., Al-Saleh S.H., Al-Kaabi A. e.a. Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs // *SPE Res Eval & Eng.* 2011. No. 14 (5). P. 578-593. SPE-137634-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/137634-PA>.

18. Duval K., Gutiérrez D., Petrakos D. e.a. Successful Application of Hot-Water Circulation in the Pelican Lake Field: Results and Analyses of the E29 Hot-Water-Injection Pilot // *J Can Pet Technol.* 2015. No. 54 (6). P. 361-371. SPE-174491PA. <http://dx.doi.org/10.2118/174491-PA>.

19. Lee J.H., Jeong M.S., Lee K.S. Thermo-Mechanistic EOR Process Modeling in Deploying Low Salinity Hot Water Injection Under Carbonate Reservoirs // *Hanyang University. IPTC-18660-MS.*

Abuja, Nigeria, 2-4 August, 2004. SPE-88883-MS. 2004.

9. Wiebe R., Gaddy V. The Solubility of Carbon Dioxide in Water at Various Temperatures from 12 to 40 °C and at Pressures to 500 Atmospheres. *Journal of American Chemical Society*, 1940, Vol. 62.

10. Yi Z., Sarma H.K. Improving Waterflood Recovery Efficiency in Carbonate Reservoirs through Salinity Variations and Ionic Exchanges: A Promising Low-Cost «Smart-Waterflood» Approach. SPE-161631-MS, 2012.

11. Kono F., Kato A., Shimokawara M., Tsushima K. Laboratory Measurements on Changes in Carbonate Rock Properties due to CO₂-saturated Water Injection. SPE-172013-MS, 2014.

12. Alibi Kilybay, Bisweswar Ghosh, Nithin Chacko Thomas, Nuhu Turosung Sulemana. The Petroleum Institute. Hybrid EOR Technology: Carbonated Water-Smart Water Flood Improved Recovery in Oil Wet Carbonate Formation: Part-II. SPE-185321-MS.

13. Subhash Ayirala, Uehara-Nagamine Ernesto, Andreas Matzakos, Robert Chin, Peter Doe, Paul van Den Hoek. A Designer Water Process for Offshore Low Salinity and Polymer Flooding Applications. SPE 129926, 2010.

14. Martin W.L. Results of a Tertiary Hot Waterflood in a Thin Sand Reservoir. *J Pet Technol.* SPE-1918-PA, 1968, No. 20 (7), pp. 739-750. <http://dx.doi.org/10.2118/1918-PA>.

15. Alajmi A.F.F., Algharaib M.K., Gharbi R.C. Experimental Evaluation of Heavy Oil Recovery by Hot Water Injection in a Middle Eastern Reservoir. SPE-120089-MS. 2009. <http://dx.doi.org/10.2118/120089-MS>.

16. Kovscek A.R., Diabira I., Castanier L.M. 2000. An Experimental Investigation of Permeability and Porosity Alteration in Diatomite During Hot Fluid Injection. SPE-62558-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/62558-MS>.

17. Yousef A.A., Al-Saleh S.H., Al-Kaabi A. e.a. Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng.*, SPE-137634-PA, 2011, No. 14 (5), pp. 578-593. <http://dx.doi.org/10.2118/137634-PA>.

18. Duval K., Gutiérrez D., Petrakos D. e.a. Successful Application of Hot-Water Circulation in the Pelican Lake Field: Results and Analyses of the E29 Hot-Water-Injection Pilot. *J Can Pet Technol.* SPE-174491PA, 2015, No. 54 (6), pp. 361-371. <http://dx.doi.org/10.2118/174491-PA>.

19. Lee J.H., Jeong M.S., Lee K.S. Thermo-Mechanistic EOR Process Modeling in Deploying Low Salinity Hot Water Injection Under Carbonate Reservoirs. *Hanyang University. IPTC-18660-MS.*

Автор

• Йебоах Раиса

Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Аспирант
Российская Федерация, 119991, г. Москва,
Ленинский проспект, 65, корпус 1
e-mail: raisayeb@yahoo.com

The Author

• Raisa Yeboah

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
Post-graduate Student
65/1, Leninskiy ave., Moscow, 119991,
Russian Federation
e-mail: raisayeb@yahoo.com