



ISSN 2712-8008
 Том / Volume 24 №1 2024
 Домашняя страница журнала: <http://vestnik.pstu.ru/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Численное моделирование поверхностно-активных веществ полимерного заводнения совместно с заводнением слабосоленной водой в Matlab на примере месторождения «Нефть Дашлары»

Р.Р. Назаралиев, А.И. Гумбатов, А.Э. Мамедова

Бакинская высшая школа нефти (Азербайджанская Республика, AZ1096, г. Баку, проспект Ходжалы, д. 42)

Numerical Modelling of Surfactant-Polymer Flooding Combined with Low Salinity Water Flooding in Matlab: Case Study in Neft Dashlari

Rashad R. Nazaraliyev, Adalat I. Humbatov, Aysel E. Mammadova

Baku Higher Oil School (42 Khojaly av., Baku, AZ1096, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 31.08.2023. Принята / Accepted: 29.02.2024. Опубликовано / Published: 31.03.2024

Ключевые слова:

заводнение с использованием слабосоленной воды, повышение нефтеотдачи, численное моделирование, полимер, поверхностно-активные вещества.

По мере увеличения численности населения на планете растет также и потребность в энергии, которую исторически в основном получают от углеводородов. Незвзирая на масштабные инвестиции в сферу возобновляемой энергии с целью снижения зависимости от исчерпаемых источников энергии, нефтяная отрасль до сих пор играет существенную роль в современном мире и, согласно предположениям специалистов, данный тренд будет оставаться неизменным на протяжении еще нескольких десятилетий. Однако, учитывая уменьшение запасов углеводородных месторождений, специалисты активно работают над разработкой новых способов и современных технологий, способных технологически и экономически увеличить эффективность добычи нефти.

Одним из таких методов, способствующих повышению нефтеотдачи, является снижение массовой доли минералов, в том числе соли, содержащейся в составе закачиваемой в пласты жидкости для поддержания пластового давления. Результаты данного исследовательского проекта показывают, что при уровне минерализации, равной 0,02 %, количество нефтеотдачи составило 26,1 %, при этом базовый вариант заводнения составляет 22,2 %. К тому же показатели при применении полимера и полимерных поверхностно-активных веществ оказались 28,1 и 31,2 % (самый высокий показатель).

Keywords:

low salinity water flooding, enhance oil recovery, simulation, polymer, surfactant

The increasing global population has led to a surge in energy demand historically met by hydrocarbons. Despite the substantial investments made in the renewable energy sector, the oil industry still overs a predominant role to play in the contemporary world, and this trend is predicted to persist during the next few decades. However, considering the depletion of oil resources over time, new methods and technologies are being invented and developed to increase the efficiency of oil recovery.

One of the methods applied to increase oil recovery is decreasing the salt fraction in the injection water used for the pressure maintenance in oil reservoir. Results of this research project indicate that at a mineralization level of 0.02%, oil recovery reached 26.1%, compared to 22.2% in the base case. Moreover, the oil recovery during polymer and polymer-surfactant flooding comprised 28.1 and 31.2% (the highest number), respectively.

© Назаралиев Рашад Рауф оглы (ORCID: 0000-0003-1072-3352) – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +994 (55) 866 30 29, e-mail: rashad.nazaraliyev@bhos.edu.az). Контактное лицо для переписки.

© Мамедова Айсель Эльман Кызы (ORCID: 0009-0001-1982-593X) – студент IV курса по нефтегазовой инженерии (тел.: +994 (55) 683 67 06, e-mail: aysel.mammadova1.std@bhos.edu.az).

© Гумбатов Адалат Ильгар оглы (ORCID: 0009-0005-3579-8029) – студент III курса по нефтегазовой инженерии (тел.: +994 (55) 855 96 96, e-mail: adalat.humbatov.std@bhos.edu.az).

© Rashad R. Nazaraliyev (ORCID: 0000-0003-1072-3352) – Graduate Student at Petroleum Engineering Department (tel.: +994 (55) 866 30 29, e-mail: rashad.nazaraliyev@bhos.edu.az). The contact person for correspondence.

© Adalat I. Humbatov (ORCID: 0009-0001-1982-593X) – Student (tel.: +994 (55) 683 67 06, e-mail: aysel.mammadova1.std@bhos.edu.az).

© Aysel E. Mammadova (ORCID: 0009-0005-3579-8029) – Student (tel.: +994 (55) 855 96 96, e-mail: adalat.humbatov.std@bhos.edu.az).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Назаралиев, Р.Р. Численное моделирование поверхностно-активных веществ полимерного заводнения совместно с заводнением слабосоленной водой в Matlab на примере месторождения «Нефть Дашлары» / Р.Р. Назаралиев, А.И. Гумбатов, А.Э. Мамедова // Недропользование. – 2024. – Т.24, №1. – С.35-43. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.5

Please cite this article in English as:

Nazaraliyev R.R., Humbatov A.I., Mammadova A.E. Numerical modelling of surfactant-polymer flooding combined with low salinity water flooding in Matlab: case study in Neft Dashlari. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2024, vol.24, no.1, pp.35-43. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.5

Введение

Поддержание пластового давления с помощью закачивания воды является одним из часто применяемых методов в нефтяной отрасли [1, 2]. Данный метод способствует вытеснению нефти и поддержанию пластового давления для обеспечения более полной выработки запасов с месторождения [3]. В ходе данной технологии возможно закачивание как добываемой воды, так и морской [4].

В прошлом веке уделялось небольшое внимание влиянию состава и концентрации воды на нефтеотдачу. Одной из главных задач при проектировании системы поддержания пластового давления (ППД) была минимизация повреждения пласта при возможном взаимодействии между закачиваемым и пластовым флюидом [5]. В последние годы в закачиваемую воду стали добавлять компоненты, способствующие увеличению смачиваемости пласта, что приводит к повышению нефтеотдачи [2]. Данный способ получил широкое применение, особенно в периоды снижения цены на нефть, из-за чего и добыча нефти в больших объемах становилась более важной с экономической точки зрения [6–12]. Стоит отметить, что повышение нефтеотдачи при закачивании воды путем снижения ее солености является более дешевым методом по сравнению с другими применяемыми методами [13].

Также важно отметить, что прямая закачка пресной воды в пласт обычно не рекомендуется, поскольку это может привести к набуханию глины, что влечет за собой повреждение коллектора и резкое снижение проницаемости [17–19]. Это может быть связано с тем, что в закачиваемую воду добавляются соли. Фильтрация мелких частиц также может влиять на нефтеотдачу из-за капиллярного эффекта [1].

Влияние концентрации рассола на нефтеотдачу было описано Дж. Мартином, который утверждал, что использование слабосоленой воды для закачки является более эффективным методом снижения остаточной нефтенасыщенности по сравнению с использованием рассола [11, 13]. На протяжении многих лет проводился ряд экспериментов и исследований для проверки эффективности закачивания слабосоленой воды (LS) по сравнению с закачиваемой простой водой. В результате рядом исследователей было обнаружено, что введение слабосоленой воды в песчаники и карбонатные пласты повысило коэффициент нефтеотдачи за счет снижения остаточной нефтенасыщенности в зонах, не охваченных разработкой [2, 6–10]. Другим преимуществом повышения нефтеотдачи при заводнении слабосоленой водой является то, что его можно легко применять в сочетании с другими методами, включая закачку полимеров, поверхностно-активных веществ, пены и т.д. [12–16]

Механизмы заводнения с использованием слабосоленой воды

Фильтрация мелких частиц [7–38]. Хотя керн с мобилизованными частицами, как правило, подвергается влиянию в зависимости от уровня солености, при обжиге песчаника под названием Береа при 800 °C и удалении оксидов металлов путем кислотной обработки нефтеотдача прекращает зависимость от солености [22]. Все эти факторы – мобилизованные частицы, нефть и предварительная водонасыщенность – необходимы для эффективности влияния солености на нефтеотдачу [23].

Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые обладают способностью уменьшить силы отталкивания между частицами породы и глины, стабилизируют глину [24]. Однако слабосоленая вода, обладающая дестабилизирующим эффектом, вызывает перемещение частиц ила и глины, которые

переносятся потоком воды и блокируют поры, что изменяет траекторию водных потоков. Этот процесс приводит к вытеснению остаточной нефти из соответствующих зон [1, 22].

Эксперименты Лагера, Чжана и Морроу показали, что дестабилизация мелких частиц не оказала значительного влияния на процент нефтеотдачи, поскольку одной миграции мелких частиц недостаточно. Осмотический эффект, уменьшение связывания ионов межфазная вязкость, вязкость нефти и градиент межфазного натяжения, возникающие в зависимости от состава рассола, также играют важную роль [5, 25, 38].

Снижение межфазного натяжения [27, 37–39]. По мнению Мактуайра, механизмы низкой солености могут быть реализованы за счет увеличения pH и снижения межфазного натяжения [26, 39]. Увеличение значения pH может быть вызвано обменом между ионами водорода в воде и адсорбированными ионами натрия. Увеличение значения pH также облегчает процесс выделения органических веществ из глины [24].

Обмен между прилипшими ионами натрия и водорода, присутствующими внутри закачиваемой воды, приводит к образованию OH^- в растворе, сопровождаемая увеличением значения pH [8]. Мелкие частицы мобилизуются, вызывая снижение проницаемости, что повышает эффективность вытеснения [25]. Эксперимент Валдя и Фоглера (1992) показал, что хотя при $\text{pH} < 9$ наблюдалось постепенное снижение проницаемости, при $\text{pH} > 11$ эта тенденция стала более резкой [27].

Когда значение pH достигает достаточно высокого значения, органические кислоты в сырой нефти образуют поверхностно-активные вещества, которые снижают межфазное натяжение. Эти поверхностно-активные вещества могут образовывать эмульсии «нефть – вода» или «вода – нефть», при этом повышая эффективность вытеснения закачиваемой воды. Этот эффект может наблюдаться только тогда, когда значение pH превышает 9 [27].

Многокомпонентный ионный обмен (МИЭ) [38]. Перед закачкой слабосоленой воды полярные органические соединения сырой нефти соединяются с многовалентными или двухвалентными катионами, прикрепленными к поверхности породы, образуя металлоорганические комплексы. После проведения МИЭ рассол вымывает все металлоорганические комплексы, заменяя их незакомплексованными катионами [28].

Лагер и др. (2006) обнаружили, что даже без каких-либо изменений в доле солености в воде нефтеотдача может увеличиться при удалении двухвалентных катионов с поверхности керна [20]. При обжиге и кислотной обработке керна зависимость от солености исчезает, и глинистые минералы лишаются способности обменивать ионы. Это открытие также объясняет, почему слабосоленая вода не работает при добыче нефти с богатым минеральным содержанием. Это связано с тем, что в ней нет полярных соединений, которые могут взаимодействовать с глинистыми минералами [28].

Долю солености в воде следует уменьшить до определенного значения для достижения эффекта. В своем эксперименте Мактуайр и др. (2005) не достигли ожидаемого результата даже при снижении солености с 23 000 ppm (миллионная доля) до 7000 ppm [39]. Однако при снижении этого числа до 1700 частиц на миллион нефтеотдача значительно увеличилась, это является свидетельством того, что для эффективного результата это значение следует поддерживать ниже 5000 частиц на миллион. Это конкретное предельное значение варьируется в зависимости от свойств коллектора. Поэтому, прежде чем закачивать рассол определенной минерализации, необходимо тщательно изучить свойства коллектора [18].

Изменение смачиваемости в зависимости от pH [38, 39]. Применение морской воды считается эффективным способом для изменения смачиваемости за счет содержащихся в ней ионов, таких как SO_4^{2-} , Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые способны изменять заряды породы, облегчая процесс выделения карбоновых компонентов нефти с поверхности, при этом повышая нефтеотдачу [31–33]. В ходе своего эксперимента Уэбб обнаружил зависимость капиллярного давления к сульфат-иону [21]. Более того, была установлена следующая зависимость: чем выше температура, тем выше нефтеотдача [34, 35].

Были предложены различные механизмы для изменения смачиваемости, которые представляют собой изменение поверхностного заряда породы за счет адсорбции ионов SO_4^{2-} и совместной адсорбции ионов Ca^{2+} , а также замену Ca^{2+} на Mg^{2+} , что и является более эффективным при высокой температуре [33]. Отрицательные ионы SO_4^{2-} притягивают положительно заряженные ионы. Поскольку количество Ca^{2+} на положительно заряженной поверхности уменьшается, они притягиваются к отрицательной поверхности, что позволяет отделить более отрицательно заряженную нефть и увеличить нефтеотдачу. Этот эффект усиливается с повышением температуры [34].

Исторически изменение смачиваемости было одним из наиболее оптимальных методов повышения нефтеотдачи пластов. Такие изменения были достигнуты путем закачки разбавленной морской воды [10]. Однако, поскольку этот метод не оказывает существенного влияния на межфазное натяжение, в настоящее время его применяют для вызывания изменений в системах породы с флюидом [34].

Двухслойное расширение [20]. Теория двойного слоя основана на взаимодействии между заряженными поверхностями через жидкость. Силы отталкивания между поверхностями существуют из-за расширения двойного электрического слоя. Закачка слабосоленой воды в нефтяные пласты стабилизирует водную среду, меняя поверхность с нефтесмачиваемой на смачиваемую водой, что способствует эффективному отделению нефти, облегчая ее извлечение [29].

При наличии двухвалентных катионов на границах раздела между водой и нефтью или водой и породой наблюдается смена смачиваемой водой поверхности на нефтесмачиваемую. Ученые Лю и Киа утверждают, что в присутствии Na^+ поверхность каолинита заряжается отрицательно и значение pH велико, что сопровождается наличием сил отталкивания между ними [24, 40, 41]. Таким образом, закачка слабосоленой воды увеличивает силы отталкивания на границах раздела «нефть – вода» и «вода – частицы», меняя их с нефтесмачиваемых на смачиваемые водой, что стабилизирует воду [24, 26, 28, 30].

Наличие водной среды между нефтью и минералом необходимо для их зарядки. Полярные функциональные группы, находящиеся в нефти и минералах, могут вести себя по-разному: кислотны (теряя протоны, становясь отрицательно заряженными) и основными (приобретая протоны, становясь положительно заряженными). Влияние сил двойного слоя на стабилизацию водной среды ощущается сильнее при низкой солености рассола и наличии в нем одновалентных ионов, поскольку это способствует увеличению значения pH. pH играет существенную роль в регулировании взаимодействий между кислотами и основаниями, а также и формировании поверхностного заряда [8, 29, 30].

Растворение минералов [6, 21, 27]. Вода с высоким солевым составом способна растворить меньшее количество органических соединений, данный процесс называется высаливанием. Однако снижение солености способствует более интенсивному растворению органических соединений, при этом повышая нефтеотдачу.

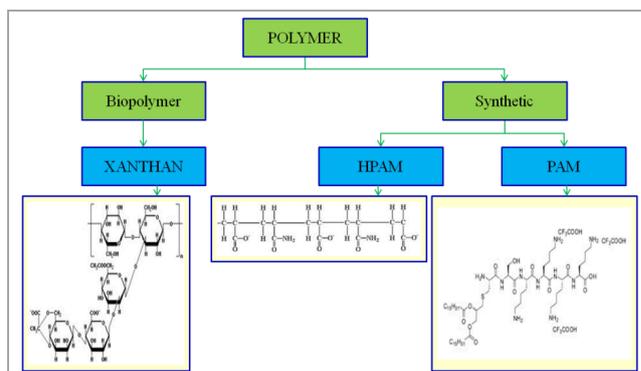


Рис. 1. Типы полимеров для повышения нефтеотдачи пластов (EOR) [50]

Полимерное заводнение

Химическое заводнение получило широкое распространение при работе над коллекторами со средней и высокой проницаемостью. Впервые данный метод применялся в начале 1960-х гг. в США, а затем распространился и на Великобританию, Францию, Норвегию и Индонезию. В связи с тем, что традиционное закачивание обычной воды без добавки специальных химических веществ для выполнения определенной функции не всегда дает нужные результаты, поэтому сегодня в ряде развитых стран, включая и Китай, разрабатываются методы химического заводнения, в частности полимерного [42, 43].

Коэффициент вытеснения и коэффициент охвата являются важнейшими параметрами. Заводнение полимерами высокой концентрации особенно хорошо подходит для пластов с высокой проницаемостью и значительной неоднородностью [44–46].

Полимеры представляют собой протяженные органические структуры, образованные путем соединения более мелких единиц, известных как мономеры. Эти молекулы проявляют гибкость и обладают значительной молекулярной массой в диапазоне от $2 \cdot 10^6$ до $21 \cdot 10^6$ г/моль. Для повышения нефтеотдачи чаще используют следующие типы полимеров: полиакриламид (ПАМ), особенно в его частично гидролизованном варианте (полиэлектролит полиакриламида) и ксантановая камедь (рис. 1) [47–49].

Заводнение, при котором вода закачивается в нагнетательную скважину, чтобы вытеснить нефть к добывающей скважине, является одним из вариантов увеличения нефтеотдачи [54, 57]. Закачка воды может привести к раннему прорыву воды, при этом в пласте останется остаточная нефть из-за низкой вязкости воды и высокой неоднородности пласта. Водорастворимые полимеры увеличивают вязкость воды, что улучшает контроль подвижности, а также снижает относительную проницаемость воды по сравнению с нефтью [55]. Основной целью полимерного заводнения является повышение эффективности охвата пласта, вытеснение нефти за счет увеличения вязкости закачиваемой воды и снижение образования языков обводнения [49, 56].

Механизмы вытеснения нефти при полимерном заводнении

Процесс химического закачивания выполняется путем увеличения разницы в давлениях абсорбции в малых или средних по размеру порах со средней и низкой проницаемостью, что известно как изменение профиля нагнетания. Полимер отстает в слоях низкой и средней проницаемости после прокачки через них, повышая их устойчивость к просачиванию [50, 56].

Элементы, присутствующие в полимерных структурах, и их характеристики [62]

Структура	Характеристика	Полимеры
-O- в звене	Низкая термальная стабильность, термальная деградация при высокой Т, подходит только при < 80 С	Полиоксипропилен, альгинат натрия, карбоксиметилцеллюлоза натрия, НЕС, ксантановая камедь
Углеродная цепочка в звене	Высокая термальная устойчивость, низкая деградация при < 110 С	Поливинил, полиакрилат натрия, полиакриламид, полиэлектролит полиакриламида
-COO в гидрофильной группе	Низкий уровень адсорбции на песчанниках из-за сил отталкивания между цепочками	Альгинат натрия, карбоксиметилцеллюлоза натрия, полиэлектролит полиакриламида, ксантановая камедь
-ОН или -CONH2 в гидрофильной группе	Высокая химическая стабильность, но без сил отталкивания между цепочками, высокий уровень адсорбции ввиду водородной связи на песчаных породах	Поливинил, полиакриламид, полиэлектролит полиакриламида

Основным направлением в полимерном заводнении является увеличение объема вытесняемой нефти [51, 52]. Согласно современной теории полимерного заводнения, полимеры повышают нефтеотдачу за счет снижения коэффициента подвижности между вытесняющей и вытесняемой фазами путем увеличения вязкости и уменьшения относительной проницаемости вытесняющего агента (табл. 1) [53, 57].

Методология

Направлением данного исследования было заводнение слабосоленой водой, а затем полимером и поверхностно-активными веществами. В ходе данной работы предполагалось, что нефть залегает в пласте с высокой глинистостью. Также в работе моделировалась одна добывающая и одна нагнетательная скважина. В пласт закачивалась вода, которая имела меньшую соленость, чем пластовая вода. Внешняя граница пласта предполагалась непроницаемой. Результаты эксперимента с нагнетательной водой с минерализацией 0,02 и 0,04 % показали, что при использовании воды с минерализацией 0,02 % нефтеотдача была выше.

Технологические параметры процесса фильтрации системы «вода – нефть» определялись уравнением неразрывности для каждого компонента, законом перколяции, уравнением состояния фаз, насыщения между фазами, концентрацией солей в водной фазе и действием капиллярных сил между фазами, также учитывался фактор набухания глин. Все эти уравнения/факторы были учтены за счет комбинации следующих уравнений:

$$div \left\{ kh \left(\frac{f_n \rho_n}{\mu_n M_n} x_{ni} + \frac{f_w \rho_w}{\mu_w M_w} x_{wi} \right) grad p_o \right\} + \sum_{j=1}^{o_1} Q_{ij}^p(t) \delta(x - x_j^p, y - y_j^p) = \frac{\partial}{\partial t} \left[mh \left(\frac{\rho_o S_o}{M_o} + \frac{S_w \rho_w}{M_w} \right) z_i \right], \tag{1}$$

$$z_i = x_{wi} V_w + x_{oi} (1 - V_w), i = 1, N \dots$$

$$div \left\{ kh \left(\frac{f_o \rho_o}{\mu_o M_o} x_{oN+1} + \frac{f_w \rho_w}{\mu_w M_w} x_{wN+1} \right) grad p_w \right\} + \sum_{j=1}^{o_2} Q_{(N+1)j}^t(t) \delta(x - x_j^t, y - y_j^t) = \frac{\partial}{\partial t} \left[mh \left(\frac{\rho_o S_o}{M_o} + \frac{S_w \rho_w}{M_w} \right) z_{N+1} + h \omega \frac{\rho_{w0}}{M_w} \right], \tag{2}$$

$$\sum_{i=1}^N x_{oi} = \sum_{i=1}^N x_{wi} = 1,$$

$$\sum_{i=1}^{N+1} z_i = 1, x_{oN+1} + x_{wN+1} = 1,$$

$$div \left(khc \frac{f_w \rho_w}{\mu_w M_w} grad p_w \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left[h \left(mcs_w + a \right) \frac{\rho_w}{M_w} \right] = \tag{3}$$

$$= div \left(h \frac{\rho_w}{M_w} D grad c \right) + \sum_{i=1}^{o_2} c Q_{(N+1)i}^t(t) \delta(x - x_i^t, y - y_i^t),$$

$$p_o - p_w = p_c(s, c) = \sigma \sqrt{\frac{m}{k}} \dots \tag{4}$$

$$p_o(x, y, t) |_{t=0} = p_{o0}(x, y), c(x, y, t) |_{t=0} = c_o(x, y), z_i(x, y, t) |_{t=0} = z_{i0}(x, y), \tag{5}$$

$$i = 1, N, (0 \leq x \leq l_x; 0 \leq y \leq l_y) \dots$$

$$\frac{\partial p_w}{\partial x} |_{x=0, l_x} = 0, \frac{\partial c}{\partial x} |_{x=0, l_x} = 0, (0 \leq y \leq l_y),$$

$$\frac{\partial p_w}{\partial y} |_{y=0, l_y} = 0, \frac{\partial c}{\partial y} |_{y=0, l_y} = 0, (0 \leq x \leq l_x) \dots \tag{6}$$

При этом i – УВ- и не УВ-компоненты, $(N + 1)$ – вода, $Q_{ij}^p(t)$ – дебит добывающей скважины, $Q_{(N+1)}^t$ – приемистость p_o и p_w давления, p_c – капиллярное давление, $k = k(c, s_w)$, $m = m(c, s_w)$ – абсолютная проницаемость и коэффициент пористости пласта в зависимости от минерализации воды и водопоглощения, x_{oi}, x_{wi}, z_i – молярная доля компонента i в нефтяной, водной фазах $f_o = f_o(s_w, c)$ и $f_w = f_w(s_w, c)$ – относительная проницаемость для нефти и воды, $\rho_w = \rho_w(c, \Omega_w)$ – плотность воды в зависимости от солености и растворимости газа, ρ_{w0} – плотность чистой воды, $\mu_w = \mu_w(c)$ – вязкость воды, $M_n = \sum_{i=1}^{N+1} M_i x_{ni}$, $M_w = \sum_{i=1}^{N+1} M_i x_{wi}$ – молекулярная масса нефти и воды, M_i – молекулярная масса компонента i , $\rho_o = \rho_o(p, T, x_{o1}, x_{o2}, \dots, x_o)$ – плотность масла, $\mu_o = \mu_o(p, T, x_{o1}, x_{o2}, \dots, x_o) \dots$ – вязкость масла, $(1 - V_w) \frac{M_o}{\rho_o}$ – нефтенасыщенность, $V_w = \frac{(1 - V_w) \frac{M_n}{\rho_n} + V_w \frac{M_w}{\rho_w}}{\rho_a}$ – поровый объем воды; $s_o + s_w = 1$, v – минерализация, $\omega = \omega(c, s_w)$ – коэффициент водопоглощения глины, $m = m(c, s_w)$ – пористость y , a – количество поглощенной соли, D – коэффициент диффузии, γ_{eff} – эффективное поверхностное натяжение на границе фаз, J – функция Дж Лаверетта, l_x, l_y – ширина и

длина модели, h – мощность пласта, (x_j^p, y_j^p) и (x_i^l, y_i^l) – координаты j и i добывающей и нагнетательной скважины, t – время [61, 62].

В системе уравнений (1)–(6) независимой неизвестной функцией является давление водной фазы, мольный состав смеси и концентрация солей в пласте. Для решения системы уравнений (1)–(6) их необходимо дополнить уравнениями фазовых состояний [64]:

$$f_{i,w} - f_{i,l} = 0, i = \overline{1, N},$$

$$x_{wi} V_w + x_{oi} (1 - V_w) - z_i = 0, i = \overline{1, N},$$

$$\sum_{i=1}^N x_{oi} - 1 = 0,$$

где f_{iw}, f_{io} – летучесть компонентов в нефтяной и водной фазах рассчитывается применением уравнений состояния фаз [63]. По системе (7) идентифицируются мольный состав, плотность, вязкость и мольные доли каждой фазы по изменению давления, температуры и компонентного состава смеси.

Учитывая следующие условия:

$$\sum_{i=1}^N x_{oi} = \sum_{i=1}^N x_{wi} = 1, \sum_{i=1}^N z_i = 1.$$

Просуммировав уравнения системы (1) для всех компонентов, в этом случае получаем уравнение сохранения массы водонефтяной смеси:

$$\begin{aligned} & \text{div} \{ k h \alpha \cdot \text{grad} p_w \} + \text{div} \{ k h \alpha \cdot \text{grad} p_c \} + \\ & + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q_j}(t) \delta(x - x_j^l, y - y_j^l) = \end{aligned} \quad (7)$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} [m h \varphi] \cdot \overline{Q_j}(t) = \sum_{i=1}^N Q_i^j(t) \dots$$

Тогда система (1)–(4) эквивалентна следующей системе:

$$\begin{aligned} & \text{div} \{ k h \alpha \cdot \text{grad} p_w \} + \text{div} \{ k h \alpha \cdot \text{grad} p_c \} + \\ & + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q_j}(t) \delta(x - x_j^l, y - y_j^l) = \end{aligned} \quad (8)$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} [m h \varphi] \cdot \overline{Q_j}(t) = \sum_{i=1}^N Q_i^j(t) \dots$$

$$\begin{aligned} & \text{div} \{ k h \alpha_{z_i} \cdot \text{grad} p_w \} + \text{div} \{ k h \alpha_{z_i} \cdot \text{grad} p_c \} + \\ & + \sum_{j=1}^{n_1} Q_j^i(t) \delta(x - x_j^l, y - y_j^l) = \end{aligned} \quad (9)$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} [m h \alpha_{z_i}], \quad i = \overline{1, N} \dots$$

$$\begin{aligned} & \text{div} \{ k h \alpha_{N+1} z_{N+1} \cdot \text{grad} p_w \} + \\ & + \sum_{i=1}^{n_2} Q_{N+1}^i(t) \delta(x - x_i^p, y - y_i^p) = \end{aligned} \quad (10)$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left[m h \alpha_{z_{N+1}} + h \omega \frac{\rho_{w0}}{M_w} \right] \dots$$

$$\begin{aligned} & \text{div} (c k h \lambda_w \text{grad} p_w) + \frac{\partial}{\partial t} \left[h (m c s_w + a) \frac{\rho_w}{M_w} \right] = \end{aligned} \quad (11)$$

$$= \text{div} (D \text{grad} c) + \sum_{i=1}^{n_2} c Q_{iw}^p(t) \delta(x - x_i^p, y - y_i^p) \dots,$$



Рис. 2. Структурная карта месторождения «Нефть Дашлары»

Таблица 2
Свойства численной модели [63]

Характеристика	Ценность
Модель (длина и ширина, м)	4000 × 200
Средняя проницаемость, мД	253
Средняя пористость	0,24
Температура, °С	50
Давление, бар	40
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	883
Вязкость, сП	6,4
Содержание глины, %	40,1

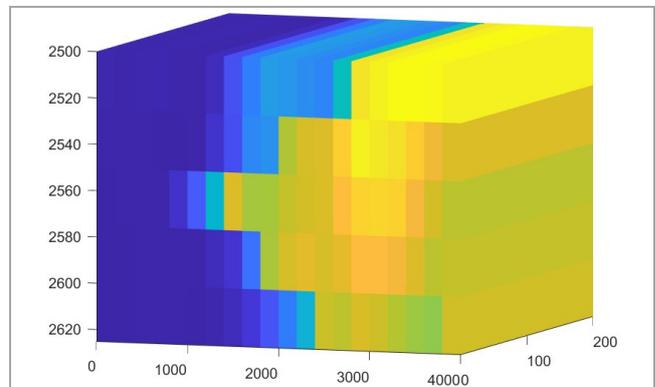


Рис. 3. Численная секторная модель пласта

где

$$a_i = \frac{1}{1 + V_w (k_i - 1)} \left(\frac{f_o \rho_o}{\mu_o} + k_i \frac{f_w \rho_w}{\mu_w} \right),$$

$$\alpha = \left(\frac{s_o \rho_o}{M_o} + \frac{f_w \rho_w}{M_w} \right) \cdot \lambda_o = \frac{f_o \rho_o}{\mu_o M_o},$$

$$\lambda_w = \frac{f_w \rho_w}{\mu_w M_w},$$

$$\alpha_{N+1} = \frac{1}{1 + V_w (k_{N+1} - 1)} (\lambda_o + k_{N+1} \lambda_w).$$

Описание численной модели

Наличие глинистых минералов, содержащихся в нефтяных пластах на месторождении «Нефть Дашлары», способствует повышению нефтеотдачи в зависимости от минерального содержания закачиваемой воды. Следовательно, в зависимости от условий и свойств пласта рассматриваются различные минеральные составы и концентрации в закачиваемой воде. Исследование сосредоточено на блоке X балаханской свиты «Нефть Дашлары». Данное месторождение введено в эксплуатацию в 1957 г. [60, 61].

При численном моделировании было рассмотрено двумерное закачивание ПАВ-полимера. Моделирование осуществлялось на модели, построенной в декартовой системе координат, размером 4000 × 2000 м, сетка молки была 20 × 1 × 5. Моделирование начиналось

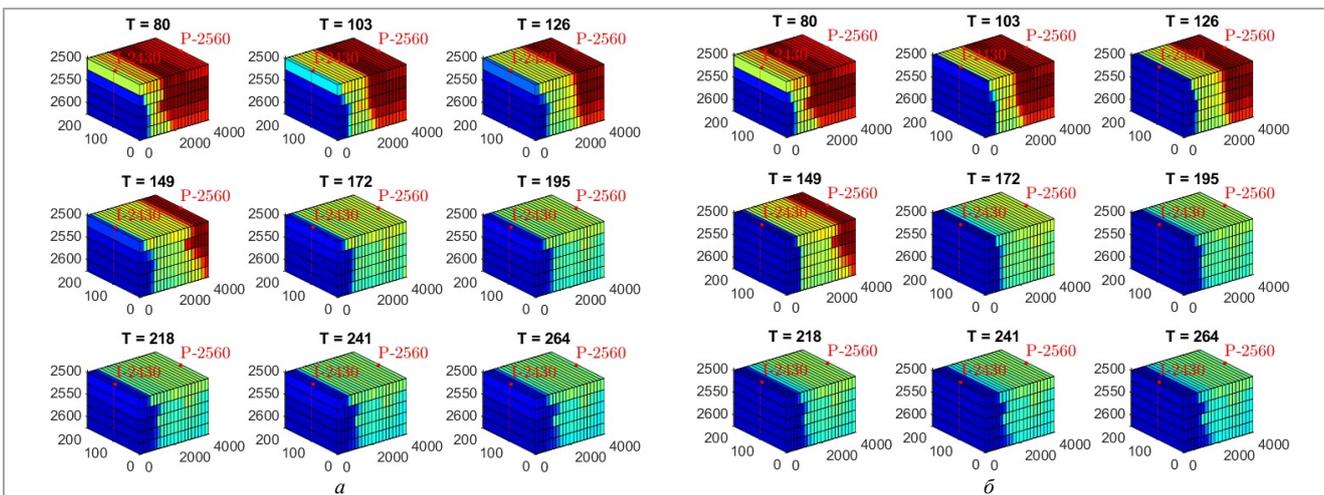


Рис. 4. Сценарий заводнения: а – базовый; б – с заводнением водой с минерализацией 0,02 %

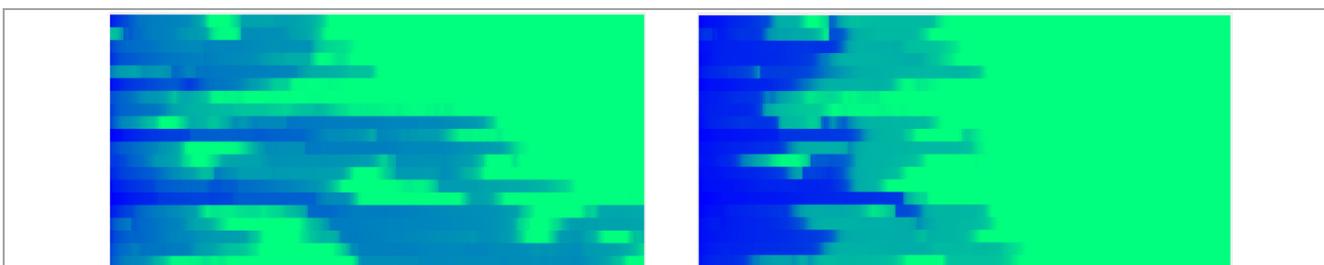


Рис. 5. Продвижение береговой линии в базовом сценарии затопления и в случае заводнения водой с минерализацией 0,02 %

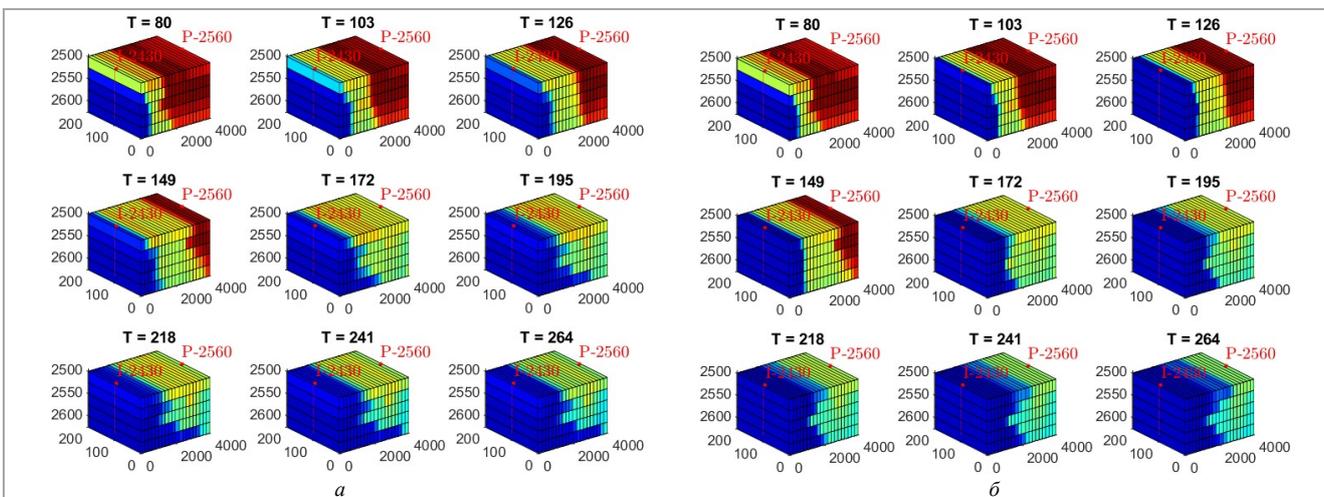


Рис. 6. Сценарий заводнения: а – полимерного; б – ПАВ – полимерное

Таблица 3

Результаты тематического исследования

Тематические исследования	Добыча нефти, тыс. т	Коэффициент восстановления, %	Увеличение РФ по сравнению с базовым сценарием, %	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
Базовый вариант	157,428	22,2 %	–	–
Заводнения водой с минерализацией	185,288	26,1	3,9	27,860
Полимер	199,350	28,1	5,9	41,922
ПАВ полимерное заводнение	221,316	31,2	9,0	63,888

с закачивания в течение 1260 дней, за которым следовало закачивание смеси слабосоленой воды/полимерной оторочки/полимера и поверхностно-активного вещества в течение следующих 1700 дней.

На рис. 2 смоделированы нагнетательная и добывающая скважины одного из шельфовых месторождений Азербайджана. Для численного моделирования были выбраны две скважины:

нагнетательная № 2430 (I-2430 в численной модели) и добывающая № 2560 (P-2560 в численной модели). Насыщение поля флюидами неоднородно.

Свойства модели показаны в табл. 2.

В модели не закладывалось никаких ограничений по добыче для скважины, а также ограничений по давлению. В данной работе для моделирования использовался MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST).

Полученные результаты

Численная секторная модель пласта показана на рис. 3.

В исследовании было проанализировано 4 случая:

- базовый сценарий с типичной минерализацией закачиваемой воды, реализованный в Азербайджане;
- заводнение водой с минерализацией 0,02 %;
- полимерное заводнение;
- ПАВ-полимерное заводнение.

Результаты визуализированы ниже для разных периодов времени (рис. 4).

На рис. 5 ниже представлено поперечное сечение модели с базовым сценарием и с заводнением водой с минерализацией 0,02 %. На основании приведенных расчетов можно сделать вывод, что объем вытесненной нефти выше при вытеснении минерализованной водой.

На рис. 6, а, показаны результаты полимерного заводнения.

Как видно из рис. 6, б, самая высокая нефтеотдача с наименьшей остаточной нефтенасыщенностью достигается при полимерном заводнении.

Результаты моделирования приведены в табл. 3.

Таким образом, полученные на основе гидродинамической модели (1)–(7) результаты показывают, что повышение нефтеотдачи пластов осуществляется за счет изменения солевого контента воды, полимерного заводнения и ПАВ-полимерного заводнения (рис. 7).

Заключение

Исследование показывает, что варианты заводнения с использованием минерализованной воды, полимеров и ПАВ-полимерного заводнения могут рассматриваться в качестве ключевой стратегии в повышении нефтеотдачи на том или ином месторождении. При солёности 0,02 % добыча составила 26,1 %, в то время как заводнение в базовом варианте обеспечило нефтеотдачу 22,2 %. Для сравнения: полимерное заводнение и заводнение полимерным поверхностно-активным веществом привело к извлечению 28,1 и 31,2 %, соответственно.

Библиографический список

1. Effect of salinity on oil production: review on low salinity waterflooding mechanisms and exploratory study on pipeline scaling / T. Zhang, Y. Li, C. Li, S. Sun // Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2020. – Vol. 75. – P. 50. DOI: 10.2516/ogst/2020045
2. Novel insights into low salinity water flooding enhanced oil recovery in sandstone: the role of calcite / H.N. Al-Saedi, S.K. Al-Jaberi, R.E. Flori, W. Al-Bazzaz // In SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro. – 2020. DOI: 10.2118/200444-MS
3. Craig, F.C. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Monograph Series / F.C. Craig // Society of Petroleum Engineers of AIME. – 1971.
4. The low salinity effect observed on sandstone model surfaces / T. Hassenkam, A.C. Mitchell, C.S. Pedersen, L.L. Skovbjerg, N. Bovet, S.L.S. Stipp // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2012. – Vol. 403. – P. 79–86. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.03.058
5. Zekri, A.Y. Effect of EOR technology on wettability and oil recovery of carbonate and sandstone formation / A.Y. Zekri, M. Nasr, Z. Al-Arabai // In IPTC 2012: International Petroleum Technology Conference (pp. cp-280). European Association of Geoscientists & Engineers. – 2012. DOI: 10.2523/IPTC-14131-MS
6. New insights of low salinity water flooding in low permeability-low porosity clay rich sandstone reservoir / A.K. Alhurairhaw, B. Bai, M. Wei, W.H. Al-Bazzaz // In SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition (p. D022S03R003). SPE. – 2018. DOI: 10.2118/193744-MS
7. Modeling low-salinity waterflooding / G.R. Jerauld, C.Y. Lin, K.J. Webb, J.C. Secombe // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11(06). – P. 1000–1012. DOI: 10.2118/102239-PA
8. Austad, T. Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs / T. Austad, A. RezaeiDoust, T. Puntervold // In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-129767). Spe. – 2010. DOI: 10.2118/129767-MS
9. Potential Evaluation of Ion Tuning Waterflooding for a Tight Oil Reservoir in Jiuyan Oilfield: Experiments and Reservoir Simulation Results / Q. Ce Xie, D. Ma, J. Wu, Q. Liu, N. Jia, M. Luo // In SPE Asia Pacific enhanced oil recovery conference. OnePetro. – 2015. DOI: 10.2118/174584-MS
10. Brady, P.V. A surface complexation model of oil-brine-sandstone interfaces at 100 C: Low salinity waterflooding / P.V. Brady, J.L. Krumhansl // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 81. – P. 171–176. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.020
11. Martin, J.C. The effects of clay on the displacement of heavy oil by water / J.C. Martin // In SPE Venezuelan Annual Meeting (pp. SPE-1411). SPE. – 1959. DOI: 10.2118/1411-G
12. Evaluation of the Potential of Low Salinity Water Flooding in the High Temperature and High Salinity Dong-He-Tang Reservoir in the Tarim Oilfield, China: Experimental and Reservoir Simulation Results / Y. Liu, T. Jiang, D. Zhou, J. Zhao, Q. Xie, A. Saedi // In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-182402). SPE. – 2016. DOI: 10.2118/182402-MS
13. Experimental Study of Low Salinity Water Flooding: The Effect of Polar Organic Components in Low-Permeable Sandstone Reservoir / H.N. Al-Saedi, A. Qubian, W. Al-Bazzaz, R. Flori // International Petroleum Technology Conference (p. D032S253R001). IPTC. – 2020. DOI: 10.2523/IPTC-19740-MS
14. Khamees, T.K. A comprehensive evaluation of the parameters that affect the performance of in-situ gelation system / T.K. Khamees, R.E. Flori // Fuel. – 2018. – Vol. 225. – P. 140–160. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.03.115
15. Experimental Study of Flooding both Low Salinity Water and Foam in Sandstone Reservoirs Bearing Heavy Crude Oil / H.N. Al-Saedi, S.K. Al-Jaberi, W. Al-Bazzaz, R.E. Flori // In SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference (p. D021S016R002). SPE. – 2019. DOI: 10.2118/198675-MS
16. Low-salinity polymer flooding: improving polymer flooding technical feasibility and economics by using low-salinity make-up brine / E.C. Vermolen, M. Pingo Almada, B.M. Wassing, D.J. Ligthelm, S.K. Masalmeh // In International petroleum technology conference (pp. IPTC-17342). IPTC. – 2014. DOI: 10.2523/17342-MS
17. Enge, I.B. The effect of brine composition and rock type on oil recovery by the use of combined low-salinity waterflooding and surfactant flooding: a literature review and experimental study (Master's thesis Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk) / I.B. Enge. – 2014.
18. Holter, K.E. Simulation of low salinity waterflooding in a synthetic reservoir model and frøy field reservoir model (Master's thesis, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk) / K.E. Holter. – 2012.
19. Athawutthisin, N. Numerical simulation of low salinity water flooding assisted with chemical flooding for enhanced oil recovery (Master's thesis, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk) / N. Athawutthisin. – 2012.
20. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition / D.J. Ligthelm, J. Gronsveld, J.P. Hofman, N.J. Brussee, F. Marcelis, H.A. Van der Linde // In SPE Europe featured at EAGE Conference and Exhibition? (pp. SPE-119835). Spe. – 2009. DOI: 10.2118/119835-MS
21. Shojaei, M.J. Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks / M.J. Shojaei, M.H. Ghazanfari, M. Masihi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – Vol. 25. – P. 30–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.04.023

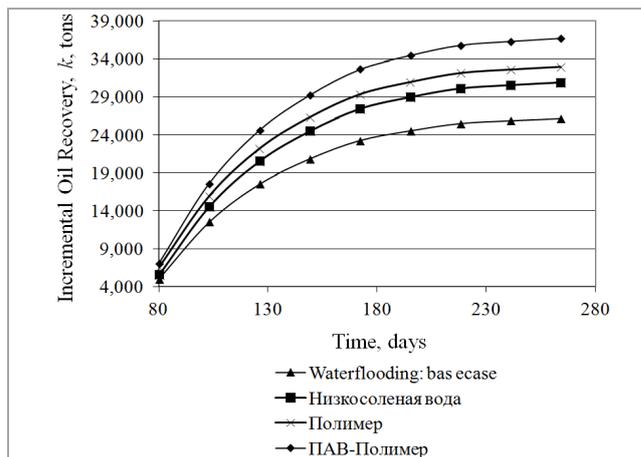


Рис. 7. Зависимость прироста добычи нефти от минерализации закачиваемой в пласт воды

Стоит отметить, что неоднородность коллектора играет роль в продвижении фронта вытеснения. Различные характеристики пласта, такие как проницаемость и пористость, могут влиять на движение воды низкой солёности, полимерное заводнение и ПАВ-полимерное заводнение.

Коллекторы с высокой проницаемостью пригодны особенно для полимерного заводнения, поскольку они оказывают меньшее отрицательное воздействие на адсорбцию. Наличие неоднородного распределения оказывается выгодным для повышения нефтеотдачи, поскольку закачиваемая жидкость (вода или полимер) вынуждена проходить через зоны как с низкой, так и с высокой проницаемостью, что приводит к повышению скорости выработки.

Наличие значительной неоднородности в коллекторе приводит к повышенной адсорбции, что объясняется наличием ограничений в потоке.

Система заводнения «ПАВ-полимер» демонстрирует высокую эффективность, что приводит к дополнительному увеличению нефтеотдачи.

22. Sharma, M.M. Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations / M.M. Sharma, P.R. Filoco // *Spe Journal*. – 2000. – Vol. 5(03). – P. 293–300. DOI: 10.2118/65402-PA
23. Das, M. Clay Minerals and its importance on Hydrocarbon Production Potential in a part of Geleki oilfield of Upper Assam Basin / M. Das, N. Medhi // *International Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*. – 2015. – Vol. 5(11). – P. 25–33.
24. Nasralla, R.A. Impact of cation type and concentration in injected brine on oil recovery in sandstone reservoirs / R.A. Nasralla, H.A. Nasr-El-Din // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 122. – P. 384–395.
25. Ravi, S.G. Core flooding tests to investigate the effects of IFT reduction and wettability alteration on oil recovery: Using mulberry leaf extract / S.G. Ravi, S.R. Shadizadeh, J. Moghaddasi // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – Vol. 33(3). – P. 257–264. DOI: 10.1080/10916466.2014.966916
26. Wettability alteration and interfacial tension (IFT) reduction in enhanced oil recovery (EOR) process by ionic liquid flooding / A.K. Manshad, M. Rezaei, S. Moradi, I. Nowrouzi, A.H. Mohammadi // *Journal of Molecular Liquids*. – 2017. – Vol. 248. – P. 153–162. DOI: 10.1016/j.molliq.2017.10.009
27. Vaidya, R.N. Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange / R.N. Vaidya, H.S. Fogler // *SPE production engineering*. – 1992. – Vol. 7(04). – P. 325–330. DOI: 10.2118/19413-PA
28. Numerical study of low salinity water flooding in naturally fractured oil reservoirs / R.A. Azim, S. Faiz, S. Rahman, A. Elbagir, N. Al Obaidi // *Recent Insights in Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – P. 211–228. DOI: 10.5772/intechopen.71299
29. Buckley, J.S. Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions / J.S. Buckley, Y. Liu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1998. – Vol. 20(3-4). – P. 155–160. DOI: 10.1016/S0920-4105(98)00015-1
30. Nasralla, R.A. Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding? / R.A. Nasralla, H.A. Nasr-El-Din // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2014. – Vol. 17(01). – P. 49–59. DOI: 10.2118/154334-MS
31. Zhang, P. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca²⁺, Mg²⁺, and SO₄²⁻ / P. Zhang, M.T. Tweheyo, T. Austad // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2007. – Vol. 301(1-3). – P. 199–208. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2006.12.058
32. AlShaikh, M. Impact of brine composition on carbonate wettability: a sensitivity study / M. AlShaikh, J. Mahadeva // *In SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. OnePetro*. – 2014. DOI: 10.2118/172187-MS
33. Høgenesen, E.J. Experimental and numerical investigation of high temperature imbibition into preferential oil-wet chalk / E.J. Høgenesen, D.C. Standnes, T. Austad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2006. – Vol. 53(1-2). – P. 100–112. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.04.002
34. Yousef, A.A. The impact of the injection water chemistry on oil recovery from carbonate reservoirs / A.A. Yousef, S. Al-Saleh, M. Al-Jawfi // *In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (pp. SPE-154077)*. – 2012. – April. SPE. DOI: 10.2118/154077-MS
35. Tripathi, I. Instability due to wettability alteration in displacements through porous media / I. Tripathi, K.K. Mohanty // *Chemical Engineering Science*. – 2008. – Vol. 63(21). – P. 5366–5374. DOI: 10.1016/j.ces.2008.07.022
36. Tang, G.Q. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery / G.Q. Tang, N.R. Morrow // *Journal of petroleum science and engineering*. – 1999. – Vol. 24(2-4). – P. 99–111. DOI: 10.1016/S0920-4105(99)00034-0
37. RezaeiDoust, A. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smart water in sandstone / A. RezaeiDoust, T. Puntervold, T. Austad // *Energy & Fuels*. – 2011. – Vol. 25(5). – P. 2151–2162. DOI: 10.1021/ef200215y
38. LoSal[™] enhanced oil recovery: evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale / A. Lager, K.J. Webb, I.R. Collins, D.M. Richmond // *In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-113976)*. SPE. – 2008. DOI: 10.2118/113976-MS
39. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope / P.L. McGuire, J.R. Chatham, F.K. Paskvan, D.M. Sommer, F.H. Carini // *In SPE western regional meeting (pp. SPE-93903)*. SPE. – 2005. DOI: 10.2118/93903-MS
40. Smartwater flooding: industry's first field test in carbonate reservoirs / A.A. Yousef, J. Liu, G. Blanchard, S. Al-Saleh, T. Al-Zahrani, R. Al-Zahrani ... N. Al-Mulhim // *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-159526)*. SPE. – 2012. DOI: 10.2118/159526-MS
41. Effect of salt composition on clay release in Berea sandstones / S.F. Kia, H.S. Fogler, M.G. Reed, R.N. Vaidya // *SPE production engineering*. – 1987. – Vol. 2(04). – P. 277–283. DOI: 10.2118/15318-PA
42. Suleimanov, B.A. Non-Stationary Flooding Based on Application of a Thermoactive Polymer Composition at Offshore Fields / B.A. Suleimanov, Y.A. Latifov, K.M. Ibragimov // *In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D012S014R008)*. SPE. – 2021. DOI: 10.2118/207063-MS
43. Luo, P. Optimized surfactant-polymer flooding for western canadian heavy oils / P. Luo, Y. Wu, S. Huang // *In SPE Canada Heavy Oil Conference (pp. SPE-165396)*. SPE. – 2013. DOI: 10.2118/165396-MS
44. Experimental study on influencing factors of resistance coefficient and residual resistance coefficient in oilfield Z / X. Wang, L. Ge, D. Liu, Q. Zhu, B. Zheng // *World Journal of Engineering and Technology*. – 2019. – Vol. 7(02). – P. 270. DOI: 10.4236/wjet.2019.72018
45. Ahmed, T. Introduction to Enhanced Oil Recovery / T. Ahmed, D.N. Meehan // *Advanced Reservoir Management and Engineering*. – 2012. – Vol. 2. – P. 541–585. DOI: 10.1016/B978-0-12-385548-0.00006-3
46. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China / S.U.N. Longde, W.U. Xiaolin, Z.H.O.U. Wanfu, L.I. Xuejun, H. Peihui // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – Vol. 45(4). – P. 673–684. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30071-5
47. Research status and development trends of worldwide new technologies for enhanced oil recovery / 王锐, 伦增斌, 吕成远, 王友唐, 唐永强, 王欣 // *Editorial Department of Petroleum Geology and Recovery Efficiency*. – 2021. – Vol. 28(5). – P. 81–86. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.05.009
48. Study of surfactant-polymer flooding in heavy oil reservoirs / A. Feng, G. Zhang, J. Ge, P. Jiang, H. Pei, Zhang J., R. Li // *In SPE Heavy Oil Conference Canada. OnePetro*. – 2012. DOI: 10.1080/01932691.2012.657567
49. Wang, D.M. Study on ASP flooding, binary system flooding and mono-system flooding in Daqing oilfield / D.M. Wang // *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*. – 2003. – Vol. 22(3). – P. 1–9.
50. Firozjahi, A.M. Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation / A.M. Firozjahi, H.R. Saghafi // *Petroleum*. – 2020. – Vol. 6(2). – P. 115–122. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.09.003
51. Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir / L.U. Xiangguo, C.A.O. Bao, X.I.E. Kun, C.A.O. Weijia, L.I.U. Yigang, Y. Zhang, ... J. Zhang // *Petroleum Exploration and Development*. – 2021. – Vol. 48(1). – P. 169–178. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60013-7
52. Influence factors of oil displacement efficiency and sweep efficiency in chemical flooding / P.P. Shen, S.Y. Yuan, B.R. Deng, J. Song, K.Y. Sen // *Petroleum Exploration and Development*. – 2004. – Vol. 31(1). – P. 1–4.
53. Quantitative description of the effects of sweep efficiency and displacement efficiency during chemical flooding on heterogeneous reservoir / S. Pingping, Y. Shiye, D. Baorong, S. Jie, S. Kuiyou // *石油科学 (英文版)*. – 2004. – Vol. 1(3). – P. 41–48.
54. Current development and application of chemical combination flooding technique / Z. Youyi, H. Qingfeng, J. Guoqing, M.A. Desheng, W.A.N.G. Zhe // *Petroleum exploration and development*. – 2013. – Vol. 40(1). – P. 96–103. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60009-9
55. Tang, G.Q. Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding / G.Q. Tang, N.R. Morrow // *SPE Reservoir Engineering*. – 1997. – Vol. 12(04). – P. 269–276. DOI: 10.2118/36680-PA
56. Needham, R.B. Polymer flooding review / R.B. Needham, P.H. Doe // *Journal of petroleum technology*. – 1987. – Vol. 39(12). – P. 1503–1507. DOI: 10.2118/17140-PA
57. Chang, H.L. Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow / H.L. Chang // *Journal of Petroleum Technology*. – 1978. – Vol. 30(08). – P. 1113–1128. DOI: 10.2118/7043-PA
58. Oil displacing mechanism of soft microgel particle dispersion in porous media / X. Wu, D. Han, X. Lu, Y. Z. Ye, Z. Su // *Earth science*. – 2017. – Vol. 42(8). – P. 1348–1355.
59. Metal-catalyzed "living" radical polymerization of styrene initiated with arenesulfonyl chlorides. From heterogeneous to homogeneous catalysis / V. Percec, B. Barboiu, A. Neumann, J.C. Ronda, M. Zhao // *Macromolecules*. – 1996. – Vol. 29(10). – P. 3665–3668. DOI: 10.1021/ma960061a
60. Buryakovskiy, L. Petroleum geology of the south Caspian Basin / L. Buryakovskiy, G.V. Chilingarian, F. Aminzadeh // *Gulf Professional Publishing*. – 2001.
61. Feyzullaev, Kh.A. Forecasting technological indicators of the process of displacement of oil by water with different mineralogical composition in clay-containing reservoirs / Kh.A. Feyzullaev, S.V. Agalarova // *SOCAR Proceedings*. – 2020. – No. 3. – P. 135–141. DOI: 10.5510/OGP20200300454
62. Feyzullaev, Kh.A. Improving the modeling of hydro-gas-dynamic fundamentals for the development of deep gas condensate fields / Kh.A. Feyzullaev // *Beau Bassin: Palmarium Academic Publishing*, 2018. – 228 p.
63. Ivanov, S. Phase Transitions in the Preparation of Oil Extracted from Oil Rims / S. Ivanov // *In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (p. D033S032R003)*. SPE. – 2018. DOI: 10.2118/191546-18RPTC-MS
64. Sancisi, N. Mathematical Modeling / N. Sancisi, V. Parenti-Castelli // *Editorial Board*. – 2011. – Vol. 408.

References

1. Zhang T., Li Y., Li C., Sun S. Effect of salinity on oil production: review on low salinity waterflooding mechanisms and exploratory study on pipeline scaling. *Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies nouvelles*, 2020, vol. 75, 50 p. DOI: 10.2516/ogst/2020045
2. Al-Saedi H.N., Al-Jaberi S.K., Flori R.E., Al-Bazzaz W. Novel insights into low salinity water flooding enhanced oil recovery in sandstone: the role of calcite. *In SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro*, 2020. DOI: 10.2118/200444-MS
3. Craig F.C. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Monograph Series. *Society of Petroleum Engineers of AIME*, 1971.
4. Hassenkam T., Mitchell A.C., Pedersen C.S., Skovbjerg L.L., Bovet N., Stipp S.L.S. The low salinity effect observed on sandstone model surfaces. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2012, vol. 403, pp. 79–86. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.03.058
5. Zekri A.Y., Nasr M., Al-Arabai Z. Effect of EOR technology on wettability and oil recovery of carbonate and sandstone formation. *In IPTC 2012: International Petroleum Technology Conference (pp. cp-280)*. *European Association of Geoscientists & Engineers*, 2012. DOI: 10.2523/IPTC-14131-MS
6. Alhuraishawy A.K., Bai B., Wei M., Al-Bazzaz W.H. New insights of low salinity water flooding in low permeability-low porosity clay rich sandstone reservoir. *In SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition (p. D022S030R003)*. SPE, 2018. DOI: 10.2118/193744-MS
7. Jerauld G.R., Lin C.Y., Webb K.J., Seccombe J.C. Modeling low-salinity waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol. 11(06), pp. 1000–1012. DOI: 10.2118/102239-PA
8. Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T. Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. *In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-129767)*. SPE, 2010. DOI: 10.2118/129767-MS
9. Ce Xie Q., Ma D., Wu J., Liu Q., Jia N., Luo M. Potential Evaluation of Ion Tuning Waterflooding for a Tight Oil Reservoir in Jiyuan Oilfield: Experiments and Reservoir Simulation Results. *In SPE Asia Pacific enhanced oil recovery conference. OnePetro*, 2015. DOI: 10.2118/174584-MS
10. Brady P.V., Krumhansl J.L. A surface complexation model of oil-brine-sandstone interfaces at 100 C: Low salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 81, pp. 171–176. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.020
11. Martin J.C. The effects of clay on the displacement of heavy oil by water. *In SPE Venezuelan Annual Meeting (pp. SPE-1411)*. SPE, 1959. DOI: 10.2118/1411-G
12. Liu Y., Jiang T., Zhou D., Zhao J., Xie Q., Saeedi A. Evaluation of the Potential of Low Salinity Water Flooding in the High Temperature and High Salinity Dong-He-Tang Reservoir in the Tarim Oilfield, China: Experimental and Reservoir Simulation Results. *In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-182402)*. SPE, 2016. DOI: 10.2118/182402-MS

13. Al-Saedi H.N., Qubian A., Al-Bazzaz W., Flori R. Experimental Study of Low Salinity Water Flooding: The Effect of Polar Organic Components in Low-Permeable Sandstone Reservoir. *International Petroleum Technology Conference (p. D032S253R001)*. IPTC, 2020. DOI: 10.2523/IPTC-19740-MS
14. Khamees T.K., Flori R.E. A comprehensive evaluation of the parameters that affect the performance of in-situ gelation system. *Fuel*, 2018, vol. 225, pp. 140-160. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.03.115
15. Al-Saedi H.N., Al-Jaberi S.K., Al-Bazzaz W., Flori R.E. Experimental Study of Flooding both Low Salinity Water and Foam in Sandstone Reservoirs Bearing Heavy Crude Oil. *In SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference (p. D021S016R002)*. SPE, 2019. DOI: 10.2118/198675-MS
16. Vermolen E.C., Pingo Almada M., Wassing B.M., Ligthelm D.J., Masalmeh S.K. Low-salinity polymer flooding: improving polymer flooding technical feasibility and economics by using low-salinity make-up brine. *In International petroleum technology conference (pp. IPTC-17342)*. IPTC, 2014. DOI: 10.2523/17342-MS
17. Enge I.B. The effect of brine composition and rock type on oil recovery by the use of combined low-salinity waterflooding and surfactant flooding: a literature review and experimental study (Master's thesis Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk), 2014.
18. Holter K.E. Simulation of low salinity waterflooding in a synthetic reservoir model and frøy field reservoir model (Master's thesis, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk), 2012.
19. Atthawutthisin N. Numerical simulation of low salinity water flooding assisted with chemical flooding for enhanced oil recovery (Master's thesis, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk), 2012.
20. Ligthelm D.J., Gronsveld J., Hofman J.P., Brussee N.J., Marcelis F., Van der Linde H.A. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition. *In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (pp. SPE-119835)*. Spe, 2009. DOI: 10.2118/119835-MS
21. Shojaei M.J., Ghazanfari M.H., Masihi M. Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 25, pp. 30-38. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.04.023
22. Sharma M.M., Filoco P.R. Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations. *Spe Journal*, 2000, vol. 5(03), pp. 293-300. DOI: 10.2118/65402-PA
23. Das M., Medhi N. Clay Minerals and its importance on Hydrocarbon Production Potential in a part of Geleki oilfield of Upper Assam Basin. *International Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*, 2015, vol. 5(11), pp. 25-33.
24. Nasralla R.A., Nasr-El-Din H.A. Impact of cation type and concentration in injected brine on oil recovery in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 384-395.
25. Ravi S.G., Shadizadeh S.R., Moghaddasi J. Core flooding tests to investigate the effects of IFT reduction and wettability alteration on oil recovery: Using mulberry leaf extract. *Petroleum Science and Technology*, 2015, vol. 33(3), pp. 257-264. DOI: 10.1080/10916466.2014.966916
26. Manshad A.K., Rezaei M., Moradi S., Nowrouzi I., Mohammadi A.H. Wettability alteration and interfacial tension (IFT) reduction in enhanced oil recovery (EOR) process by ionic liquid flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 2017, vol. 248, pp. 153-162. DOI: 10.1016/j.molliq.2017.10.009
27. Vaidya R.N., Fogler H.S. Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange. *SPE production engineering*, 1992, vol. 7(04), pp. 325-330. DOI: 10.2118/19413-PA
28. Azim R.A., Faiz S., Rahman S., Elbagir A., Al Obaidi N. Numerical study of low salinity water flooding in naturally fractured oil reservoirs. *Recent Insights in Petroleum Science and Engineering*, 2018, pp. 211-228. DOI: 10.5772/intechopen.71299
29. Buckley J.S., Liu Y. Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1998, vol. 20(3-4), pp. 155-160. DOI: 10.1016/S0920-4105(98)00015-1
30. Nasralla R.A., Nasr-El-Din H.A. Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding? *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2014, vol. 17(01), pp. 49-59. DOI: 10.2118/154334-MS
31. Zhang P., Zhang P., Tweheyo M.T., Austad T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca²⁺, Mg²⁺, and SO₄²⁻. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2007, vol. 301(1-3), pp. 199-208. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2006.12.058
32. AlShaikh M., Mahadeva J. Impact of brine composition on carbonate wettability: a sensitivity study. *In SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. OnePetro*, 2014. DOI: 10.2118/172187-MS
33. Høgenesen E.J., Standnes D.C., Austad T. Experimental and numerical investigation of high temperature imbibition into preferential oil-wet chalk. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, vol. 53(1-2), pp. 100-112. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.04.002
34. Yousef A.A., Al-Saleh S., Al-Jawfi M. The impact of the injection water chemistry on oil recovery from carbonate reservoirs. *In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (pp. SPE-154077)*, 2012, April. SPE. DOI: 10.2118/154077-MS
35. Tripathi I., Mohanty K.K. Instability due to wettability alteration in displacements through porous media. *Chemical Engineering Science*, 2008, vol. 63(21), pp. 5366-5374. DOI: 10.1016/j.ces.2008.07.022
36. Tang G.Q., Morrow N.R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *Journal of petroleum science and engineering*, 1999, vol. 24(2-4), pp. 99-111. DOI: 10.1016/S0920-4105(99)00034-0
37. RezaeiDoust A., Puntervold T., Austad T. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smart water in sandstone. *Energy & Fuels*, 2011, vol. 25(5), pp. 2151-2162. DOI: 10.1021/ef200215y
38. Lager A., Webb K.J., Collins I.R., Richmond D.M. LoSal™ enhanced oil recovery: evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale. *In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-113976)*. SPE, 2008. DOI: 10.2118/113976-MS
39. 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 (pp. SPE-93903)*. SPE, 2005. DOI: 10.2118/93903-MS
40. Yousef A.A., Liu J., Blanchard G., Al-Saleh S., Al-Zahrani T., Al-Zahrani R., ... Al-Mulhim N. Smartwater flooding: industry's first field test in carbonate reservoirs. *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-159526)*. SPE, 2012. DOI: 10.2118/159526-MS
41. Kia S.F., Fogler H.S., Reed M.G., Vaidya R.N. Effect of salt composition on clay release in Berea sandstones. *SPE production engineering*, 1987, vol. 2(04), pp. 277-283. DOI: 10.2118/15318-PA
42. Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Ibragimov K.M. Non-Stationary Flooding Based on Application of a Thermoactive Polymer Composition at Offshore Fields. *In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D012S014R008)*. SPE, 2021. DOI: 10.2118/207063-MS
43. Luo P., Wu Y., Huang S. Optimized surfactant-polymer flooding for western canadian heavy oils. *In SPE Canada Heavy Oil Conference (pp. SPE-165396)*. SPE, 2013. DOI: 10.2118/165396-MS
44. Wang X., Ge L., Liu D., Zhu Q., Zheng B. Experimental study on influencing factors of resistance coefficient and residual resistance coefficient in oilfield Z. *World Journal of Engineering and Technology*, 2019, vol. 7(02), 270 p. DOI: 10.4236/wjet.2019.72018
45. Ahmed T., Meehan D.N. Introduction to Enhanced Oil Recovery. *Advanced Reservoir Management and Engineering*, 2012, vol. 2, pp. 541-585. DOI: 10.1016/B978-0-12-385548-0.00006-3
46. Longde S.U.N., Xiaolin W.U., Wanfu Z.H.O.U., Xuejun L.L., Peihui H. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45(4), pp. 673-684. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30071-5
47. Research status and development trends of worldwide new technologies for enhanced oil recovery /王锐, 伦增珉, 吕成远, 王友昌, 唐永强, 王欣. *Editorial Department of Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, vol. 28(5), pp. 81-86. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.05.009
48. Feng A., Zhang G., Ge J., Jiang P., Pei H., Zhang J., Li R. Study of surfactant-polymer flooding in heavy oil reservoirs. *In SPE Heavy Oil Conference Canada. OnePetro*, 2012. DOI: 10.1080/01932691.2012.657567
49. Wang D.M. Study on ASP flooding, binary system flooding and mono-system flooding in Daqing oilfield. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2003, vol. 22(3), pp. 1-9.
50. Firozjahi A.M., Saghafi H.R. Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 2020, vol. 6(2), pp. 115-122. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.09.003
51. Xiangguo L.U., Bao C.A.O., Kun X.I.E., Weijia C.A.O., Yigang L.I.U., Zhang Y., ... Zhang J. Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48(1), pp. 169-178. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60013-7
52. Shen P.P., Yuan S.Y., Deng B.R., Song J., Sen K.Y. Influence factors of oil displacement efficiency and sweep efficiency in chemical flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, vol. 31(1), pp. 1-4.
53. Pingping S., Shiyi Y., Baorong D., Jie S., Kuiyou S. Quantitative description of the effects of sweep efficiency and displacement efficiency during chemical flooding on heterogeneous reservoir. *石油科学 (英文版)*, 2004, vol. 1(3), pp. 41-48.
54. Youyi Z., Qingfeng H., Guoqing J., Desheng M.A., Zhe W.A.N.G. Current development and application of chemical combination flooding technique. *Petroleum exploration and development*, 2013, vol. 40(1), pp. 96-103. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60009-9
55. Tang G.Q., Morrow N.R. Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, vol. 12(04), pp. 269-276. DOI: 10.2118/36680-PA
56. Needham R.B., Doe P.H. Polymer flooding yesterday, today, and tomorrow. *Journal of petroleum technology*, 1987, vol. 39(12), pp. 1503-1507. DOI: 10.2118/17140-PA
57. Chang H.L. Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow. *Journal of Petroleum Technology*, 1978, vol. 30(08), pp. 1113-1128. DOI: 10.2118/7043-PA
58. Wu X., Han D., Lu X., Ye Y.Z., Su Z. Oil displacing mechanism of soft microgel particle dispersion in porous media. *Earth science*, 2017, vol. 42(8), pp. 1348-1355.
59. Percec V., Barboiu B., Neumann A., Ronda J.C., Zhao M. Metal-catalyzed "living" radical polymerization of styrene initiated with arenesulfonfyl chlorides. From heterogeneous to homogeneous catalysis. *Macromolecules*, 1996, vol. 29(10), pp. 3665-3668. DOI: 10.1021/ma960061a
60. Buryakovskiy L., Chilingarian G.V., Aminzadeh F. *Petroleum geology of the south Caspian Basin*. Gulf Professional Publishing, 2001.
61. Feyzullaev Kh.A., Agalarova S.V. Forecasting technological indicators of the process of displacement of oil by water with different mineralogical composition in clay-containing reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 3, pp. 135-141. DOI: 10.5510/OGP20200300454
62. Feyzullaev Kh.A. Improving the modeling of hydro-gas-dynamic fundamentals for the development of deep gas condensate fields. *Beau Bassin: Palmarium Academic Publishing*, 2018, 228 p.
63. Ivanov S. Phase Transitions in the Preparation of Oil Extracted from Oil Rims. *In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (p. D033S032R003)*. SPE, 2018. DOI: 10.2118/191546-18RPTC-MS
64. Sancisi N., Parenti-Castelli V. Mathematical Modeling. *Editorial Board*, 2011, vol. 408.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.

Благодарность. Авторы выражают благодарность Научно-исследовательскому и проектному институту нефти SOCAR за предоставление данных для исследования.