

УДК 622.276.6

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Получена: 02.06.2022.

Одобрена: 18.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана

И.А. Аскарова, Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Т.С. Джаксылыков,
А.У. Джунусбаева

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Регулярное увеличение спроса в углеводородах обуславливает необходимость внедрения оптимальных технологий для совершенствования выработки запасов. Метод утилизации воды с пониженной соленостью в качестве закачиваемого агента показался перспективным в решении этого вопроса.

Цель. Целью данной статьи является оценка потенциала малосольной воды для увеличения добычи и извлечения нефти на терригенном месторождении Казахстана.

Материалы и методы. Для исследования была смоделирована закачка малосольной воды в продуктивный пласт на симуляторе ECLIPSE 100. Воздействие концентрации солей на добычу и коэффициент вытеснения нефти на рассматриваемом месторождении во время вторичной закачки были определены путем моделирования заводнения растворов с различной солёностью. Модель была запущена на 18 лет. Анализ эффективности понижения солёности был проведен путем сравнения величины нефтедобычи после заводнения с высокосольной водой.

Результаты. Снижение солёности воды привело к приросту извлечения нефти на 1,3–2%. Столь незначительное увеличение добычи объясняется изначальными гидрофильными свойствами породы. Для получения ответной реакции от контакта малосольной воды с породой требуется наличие адсорбированной нефти на поверхности минералов. С высокой вероятностью можно сказать, что в данном коллекторе повышение коэффициента нефтеотдачи при уменьшении солёности обуславливается активными взаимодействиями на границе нефть – вода, одним из которых является увеличение вязкоупругих качеств.

Заключение. Незначительная разница в эффективности вытеснения нефти между изучаемыми малосольными водами говорит о наличии оптимальной солёности закачиваемой воды. Изначальная гидрофильность поверхности породы коллектора исключает изменение смачиваемости как причину увеличения добычи нефти. Рекомендуется дальнейшее изучение малосольного заводнения на керновом материале с исследуемого месторождения для получения точных данных и понимания того, насколько низкая солёность может повлиять на распределение нефти в породе.

Ключевые слова: малосольная вода, малосольное заводнение, терригенный коллектор, механизмы, относительные фазовые проницаемости, смачиваемость, вязкоупругость.

Как цитировать:

Аскарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У. Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 90–103. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

UDC 622.276.6

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Received: 02.06.2022.

Accepted: 18.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Estimation of low salinity water flooding efficiency to improve oil recovery in sandstone reservoir in Kazakhstan

Ingkar A. Askarova, Rakhim N. Uteyev, Altynbek S. Mardanov,

Talgat S. Jaxylykov, Aynura U. Junusbayeva

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The regular increase in demand for hydrocarbons necessitates the introduction of optimal technologies to improve the development of reserves. The method of utilization of water with low salinity as an injected agent seemed promising in solving this issue.

Aim: The aim of this article is to assess the potential of low-salt water to increase production and oil recovery in the terrigenous field of Kazakhstan.

Materials and methods: For the study, low-salinity water injection into the reservoir was simulated on the ECLIPSE 100 simulator. The impact of salt concentration on production and oil displacement efficiency in the considered field during the secondary injection were determined by simulating flooding of solutions with different salinity. The model has been running for 18 years. Analysis of salinity reduction efficiency was carried out by comparing oil recovery after flooding with high salinity water.

Results: The decrease in water salinity led to an increase in oil recovery by 1.3–2%. Such a slight increase in production is due to the initial hydrophilic properties of the rock. To obtain a response from the contact of low-salt water with rock, the presence of adsorbed oil on the surface of minerals is required. It can be said with high probability that in this reservoir, an increase in the oil recovery factor with a decrease in salinity is due to active interactions at the oil-water interface, one of which is an increase in viscoelastic properties.

Conclusion: A slight difference in the efficiency of oil displacement between the studied low-salinity waters indicates the presence of the optimal salinity of the injected water. The initial hydrophilic property of the reservoir rock surface excludes wettability change as a reason for the increase in oil production. Further study of low-salt water flooding on core material from the studied field is recommended to obtain accurate data and understand how low salinity can affect the distribution of oil in the rock.

Keywords: *low salt water, low-salt water flooding, terrigenous reservoir, mechanisms, relative permeabilities, wettability, viscoelasticity.*

To cite this article:

Askarova IA, Uteyev RN, Mardanov AS, Jaxylykov TS, Junusbayeva AU. Estimation of low salinity waterflooding efficiency to improve oil recovery in sandstone reservoir in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):90–103. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

ӨОЖ 622.276.6

ҒТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Қабылданды: 02.06.2022.

Мақұлданды: 18.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай беруді арттыру үшін тұзы аз суды пайдалану тиімділігін бағалау

І.А. Асқарова, Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Т.С. Джақсылыков,
А.У. Джүнісбаева

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көмірсутектерге сұраныстың үнемі артуы қорларды өндіруді жақсарту үшін оңтайлы технологияларды енгізу қажеттілігі туындады. Айдалатын агент ретінде тұздылығы төмен суды жою әдісі бұл мәселені шешуде перспективалы болып көрінді.

Мақсат. Осы мақаланың мақсаты Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай өндіру мен өндіруді ұлғайту үшін тұзы аз судың потенциалын бағалау болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу үшін ECLIPSE 100 симуляторында өнімді қабатқа тұзы аз суды айдау модельденді. Тұз концентрациясының өндіріске әсері және қайталама айдау кезінде қарастырылып отырған кен орнындағы мұнайдың ығысу коэффициенті әр түрлі тұздылығы бар ерітінділердің суландыруын модельдеу арқылы анықталды. Модель 18 жылға шығарылды. Тұздылықты төмендету тиімділігін талдау суландырудан кейінгі мұнай өндіру көлемін жоғары тұзды сумен салыстыру арқылы жүргізілді.

Нәтижелер. Судың тұздылығының төмендеуі мұнай өндірудің 1,3–2% өсуіне әкелді. Өндірістің мұндай шамалы өсуі тау жыныстарының бастапқы гидрофильді қасиеттеріне байланысты. Тұзы аз судың тау жыныстарымен жанасуынан реакция алу үшін минералдардың бетінде адсорбцияланған мұнайдың болуы талап етіледі. Бұл коллекторда тұздылықтың төмендеуімен мұнай беру коэффициентінің жоғарылауы «мұнай – су» шегіндегі белсенді өзара әрекеттесулерге байланысты деп айтуға болады, олардың бірі тұтқыр серпімді қасиеттердің артуы болып табылады.

Қорытынды. Зерттелетін аз тұзды сулар арасындағы мұнайдың ығысу тиімділігінің шамалы айырмашылығы айдалатын судың оңтайлы тұздылығының болуын көрсетеді. Коллекторлық тау жыныстарының бастапқы гидрофильділігі мұнай өндірудің ұлғаюының себебі ретінде дымқылданғыштың өзгеруін болдырмайды. Нақты деректер алу және тұздылықтың тау жыныстарында мұнайдың таралуына қаншалықты әсер ететінін түсіну үшін зерттелетін кен орнынан алынған керн материалында тұздың аз суландыруын одан әрі зерттеу ұсынылады.

Негізгі сөздер: тұздылығы аз су, тұзы аз суландыру, терригендік коллектор, механизмдер, салыстырмалы өткізгіштік, дымқылданғыштық, тұтқыр серпімділік.

Дәйексөз келтіру үшін:

Асқарова І.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джақсылыков Т.С., Джүнісбаева А.У. Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай беруді арттыру үшін тұзы аз суды пайдалану тиімділігін бағалау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, №4. 90–103 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Введение

Постоянное повышение потребности в нефти и её производных вызывает активный интерес к новым методам извлечения углеводородов из продуктивных пластов. Традиционные способы вытеснения нефти пластовой водой неэффективны при воздействии на остаточную нефть, которая содержится в обособленных зонах пласта, а также в низкопроницаемых, заводненных регионах. Следовательно, актуальной задачей является разработка и внедрение альтернативных технологий и воздействий на продуктивную залежь с целью полноценно выработать нефтяную залежь. Для решения этих проблем используют методы повышения нефтеотдачи с помощью химических реагентов, таких как полимеры, поверхностно-активные вещества, а также термические методы. За последние десятилетия за рубежом огромный интерес вызывает технология заводнения продуктивного горизонта малосольной водой. Эффективность этой техники была подтверждена путем множественных экспериментов, где контроль над компонентными свойствами и солёностью закачиваемой воды привели к весьма удовлетворительным результатам.

Технология малосольного заводнения – это уменьшение концентрации солей и растворенных твердых веществ в закачиваемой в пласт воде и манипуляции с её ионным составом с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) и снижения остаточной нефтенасыщенности. Низкая солёность обычно достигается через разбавление пластовой воды дистиллированной водой. Техника заводнения водой с низким содержанием солей является весьма широко изученным методом в лабораторных условиях, активное исследование которого началось в 1990-х гг. [1, 2].

Результативность малосольного метода увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) была доказана и при вторичных, и при третичных способах разработки, где наблюдался прирост добычи нефти до 15%. В сравнении с закачкой морской или высокосолёной воды, применение обсуждаемой технологии при использовании вторичного метода характеризуется более поздним прорывом воды в скважину [3]. Во время третичного метода извлечения малосольная вода показала потенциал к вытеснению дополнительной нефти [4]. Успешные

результаты в виде увеличения нефтеотдачи в ходе выполненных испытаний на кернех привели к попыткам реализации закачки малосольной воды на месторождениях как с карбонатными, так и с терригенными коллекторами. Уменьшение остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне коллектора после заводнения раствором с пониженной концентрацией солей отмечалось в таких месторождениях, как Омар, Эндикотт, месторождения северного склона Аляски [5–7].

Главным эффектом закачки малосольной воды в нефтеносный пласт является изменение смачиваемости породы-коллектора, что несёт уменьшение капиллярных сил и гидрофобизации и, соответственно, улучшение коэффициента вытеснения нефти. Помимо этого, есть и положительное влияние пониженной солёности на межфазное взаимодействие воды и нефти. Различные механизмы ответственны за эффективность данной технологии, и до сих пор ведутся дискуссии о наличии одного доминирующего механизма. В карбонатных и терригенных породах-коллекторах малосольная вода функционирует по-разному из-за различного минералогического состава.

Критерии для малосольного заводнения

Для достижения высокой результативности малосольного МУН в терригенных коллекторах содержание солей в закачиваемой воде должно быть значительно ниже, чем в пластовой воде, тем самым создавая градиент солёности между ними. Однако есть утверждения, что эффект малосольной воды обеспечивается путем закачки воды с солёностью ниже 5000 мг/л [7].

Существуют предположения о том, что наряду с солёностью закачиваемой воды ионный состав имеет немаловажную роль в получении ожидаемого увеличения КИН. Так, например, в работе [8] при изучении малосольного заводнения на керне были подготовлены растворы CaCl_2 и NaCl . Имея одинаковую солёность в 5000 мг/л, раствор натрия повысил КИН на 7% больше, чем раствор кальция. Это указывает на то, что при планировании МУН с малосольной водой необходимо учитывать и ионный состав закачиваемого агента. Повышенная концентрация двухвалентных катионов может негативно повлиять на

исход, соответственно, уменьшение количества этих ионов считается желательной процедурой при разработке данного МУН.

Идеальными кандидатами для закачивания малосольной воды являются коллекторы с высоким содержанием глинистых минералов, т.к. именно они имеют способность лучше «поглощать» полярные компоненты нефти (смолы и асфальтены). Следовательно, обеспечивается максимальная гидрофобность для наблюдения ожидаемого эффекта от воды с низкой концентрацией солей [9].

Механизмы малосольного заводнения

В результате всестороннего изучения ученые выявили ряд механизмов малосольного заводнения, ответственных за высокую эффективность и улучшение смачиваемости в терригенных породах. Среди них наиболее распространёнными являются мультикомпонентный обмен ионами, увеличение pH, снижение межповерхностного натяжения между водой и нефтью, миграция мелких частиц, расши-

рение электрического двойного слоя (далее – ЭДС).

Мультивалентные и двухвалентные ионы, Ca^{2+} и Mg^{2+} , имеющиеся в ионном составе пластовой воды, с одной стороны прикрепляются к глинистым минералам, а с другой – к полярным компонентам нефти, и создают металлоорганические соединения. Помимо этого, в иных случаях перечисленные полярные соединения нефти адсорбируются сразу на поверхности породы без помощи ионов (рис. 1, а). Оба случая приводят к усилению гидрофобности среды. Низкая солёность и большее содержание простых одновалентных ионов Na^+ и K^+ в малосольной воде в сравнении с пластовой провоцируют мультикомпонентный ионный обмен. Суть в том, что простые ионы заменяют мультивалентные ионы, которые адсорбированы на поверхности породы, тем самым освобождая нефть вместе с ними. Также в результате ионного обмена одновалентные ионы могут замещать саму нефть (рис. 1, б). Путем такого обмена ионами происходит изменение смачиваемости и увеличение количества извлекаемой нефти [10].

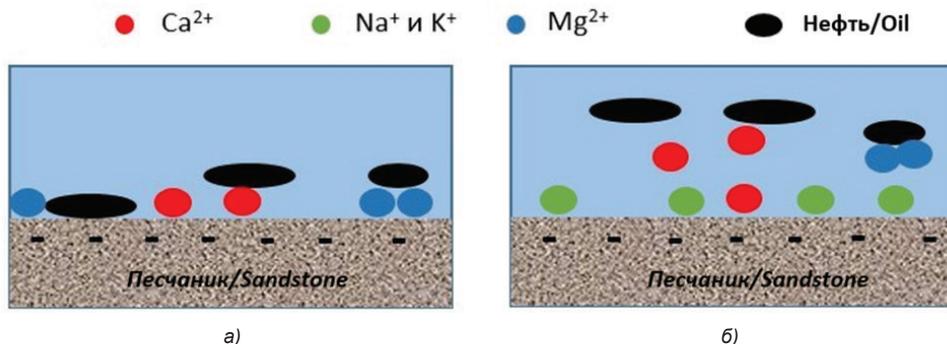


Рисунок 1. Иллюстрация мультикомпонентного обмена ионами в песчаных породах
Figure 1. Illustration of multicomponent ion exchange in sands

а) пластовые условия / reservoir conditions; б) среда с пониженной солёностью / low salinity environment

Улучшение нефтеотдачи и изменение смачиваемости многие исследователи обуславливают повышением pH из-за вступления малосольной воды в реакцию с породой. Увеличение pH считается исходом замещения ионов Ca^{2+} ионами водорода (H^+), которых много в малосольном растворе. В результате описанного обмена освобождаются OH^- , что в конечном счете вызывает повышение pH. В созданной щелочной среде кислотные и основные компоненты в составе нефти с легкостью могут отсоединиться от поверхности поро-

ды [11]. Вместе с тем высокие значения pH способствуют повышению магнитуды негативного заряда некоторых минералов, что однозначно положительно влияет на расширение ЭДС.

В водной среде поверхность песчаников и глинистых минералов в терригенных породах заряжена негативно также, как и компоненты нефти ($-\text{COO}^-$), что должно привести к формированию кулоновского отталкивания. Однако согласно теории двойного слоя, в высокосольной среде, которой является пластовая вода, вокруг

и возле электростатически заряженной поверхности собираются ионы с зарядом противоположным, чем сама поверхность. Это провоцирует формирование электрического двойного слоя противоионов, который экранирует электростатические силы отталкивания и содействует «прилипанию» нефти к породе. Между тем в малосольной воде дефицит ионов увеличивает толщину ЭДС из-за рассеянных ионов в ней, и он не перекрывает, а, наоборот, увеличивает отталкивающиеся силы. Следовательно, при малосольном заводнении из-за широкого ЭДС нефть отталкивается от породы, и электростатические силы противостоят дальнейшей адсорбции углеводородов [12].

Механизм уменьшения межповерхностного натяжения в системе нефть-вода не так популярен, т.к. считается, что снижение натяжения путем малосольного МУН незначительно для наблюдения высоких КИН [7]. Стоит отметить, что pH водной среды после внедрения малосольного раствора недостаточно высок. Поскольку понижение межповерхностного натяжения между малосольной водой и нефтью зависит от pH, оно может не отмечаться из-за неудовлетворительных показателей pH. Следовательно, указанный механизм не является главным объяснением повышения КИН, хотя предоставлены отдельные исследования [13], где наблюдалась позитивная реакция в виде улучшения гидрофильности за счёт уменьшения межфазного натяжения.

Работа механизма миграции мелких частиц заключается в закупоривании поровых каналов коллектора мелкими частицами глины. Суть в том, что малосольная вода повышает электростатические силы отталкивания между частицами глины и

самой породы, к которой они прикреплены. Далее отсоединенные частицы скапливаются и блокируют пути, и поток воды из-за неспособности пройти дальше перенаправляется в труднодоступные регионы порового пространства, где, возможно, находится нефть, тем самым обеспечивая эффективную прочистку [14]. Описанный механизм требует присутствия глинистых частиц в продуктивном пласте, чтобы достичь определенного прироста нефтеотдачи. В частности, особо важно содержание глин, не склонных к набуханию, а именно каолинитов и иллитов. Тем не менее в литературе приведены случаи, где эффект от малосольного заводнения наблюдался и в отсутствие мелких фракций глины.

Материалы и методы

Характеристика месторождения

Исследуемое месторождение расположено на западе Казахстана. Разведочными скважинами были вскрыты 4 продуктивных нефтяных пласта, сложенных верхнепермскими породами, которые разрабатываются как один эксплуатационный объект. Породы преимущественно глинистые, среди которых выделяются песчаники и алевроиты, служащие породами-коллекторами. Поскольку объект многопластовый, при разработке возникают проблемы с дренированием и выработкой слабопроницаемых пород. По кривым относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) можно сделать вывод о склонности горной породы взаимодействовать с определенной жидкостью. Согласно кривым, точка равенства ОФП соответствует водонасыщенности $S_w > 0,5$, следовательно, вода является смачивающей фазой (рис. 2). Основные свойства нефти и коллектора перечислены в табл. 1.

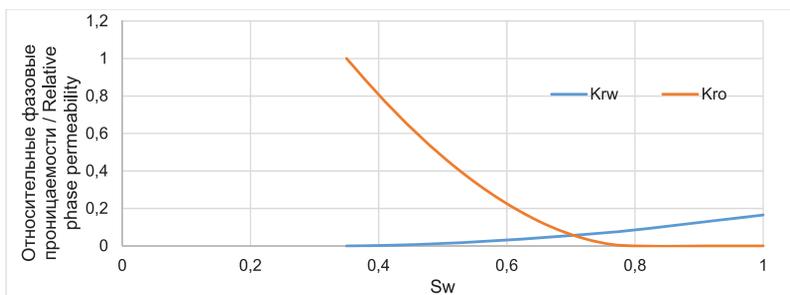


Рисунок 2. Кривые ОФП исследуемого месторождения

Figure 2. RPP curves of the studied field

krw – относительная фазовая проницаемость по воде / relative phase permeability to water

kro – относительная фазовая проницаемость по нефти / relative phase permeability for oil

Sw – водонасыщенность / water saturation

Таблица 1. Основные характеристики изучаемого месторождения
Table 1. Main characteristics of the studied field

Параметр Parameter	Значение Value
Плотность пластовой нефти, кг/м ³ Reservoir oil density, kg/m ³	756
Вязкость пластовой нефти, мПа*с Reservoir oil viscosity, mPa*s	1,33
Газосодержание, м ³ /м ³ Gas content, m ³ /m ³	107,7
Объемный коэффициент Volume ratio	1,282
Давление насыщения, МПа Saturation pressure, MPa	12
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	31
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	57

Пластовые воды продуктивных горизонтов являются жесткими и высокосолеными с общим содержанием солей в 317 кг/м³. В компонентном составе этих вод преобладают ионы Na⁺ и Cl⁻ (табл. 2). Месторождение разрабатывается за счёт поддержания пластового давления путем закачки воды из водозаборных скважин.

Таблица 2. Ионный состав пластовой и закачиваемой воды
Table 2. Ionic composition of reservoir and injected water

Ионы, кг/м ³ Ions, kg/m ³	Пластовая вода Reservoir water	Закачиваемая вода Injected water
Na ⁺ +K ⁺	118,7–120,9	10,1
Cl ⁻	189,5–192,9	15,3
SO ₄ ²⁻	1,603	0,881
Ca ²⁺	3,4–3,6	0,16
Mg ²⁺	0,4–0,6	0,061
HCO ₃ ⁻	0,268	0,336
Общая солёность, кг/м ³ Total salinity, kg/m ³	317	26,9
pH	6,5–6,7	7,54

Моделирование

Моделирование малосолевого заводнения было реализовано через трехфазный симулятор ECLIPSE 100. В данном симуляторе есть опция воды с низкой солёностью, которая активируется через ключевое слово «LOWSALT» в секции

RUNSPEC. Она связывает общую солёность воды с кривыми относительной фазовой проницаемости. Для этого надо определить кривые ОФП для вод с высоким и низким содержанием солей. Для вод со значением солёности, находящимся между этими двумя кривыми, идет интерполяция через функцию LSALTFNC.

В данной работе закачиваемая вода из водозаборных скважин с общей солёностью в 26,9 кг/м³ будет выступать в качестве высокосоленой (далее – ВС) воды. Проанализировав ОФП по воде с высокой солёностью и подобрав степени функции Кори, можно построить кривую для малосолевой воды. Это легко осуществляется через определение значения остаточной нефтенасыщенности S_{or} после малосолевого заводнения. Поскольку для данного месторождения ещё не была изучена эффективность воды с низким содержанием ионов, центральной задачей было определить, насколько низкая солёность может повлиять на остаточную нефтенасыщенность. Для этого были изучены работы прошлых лет, где описывается использование малосолевого МУН в масштабах месторождения, а не керна. Согласно работе [7], в терригенном коллекторе разбавление высокосоленой воды в 10 раз понизило S_{or} на 9%. Следовательно, мы можем предположить, что для изучаемого месторождения уменьшение солёности в 10 раз может уменьшить остаточную нефтенасыщенность на 9%: вода с солёностью в 2,69 кг/м³ понизила бы S_{or} с 0,206 до 0,116 (рис. 3). Помимо этого, был рассмотрен эффект от разбавления воды в 2 раза (13,45 кг/м³). Кривые ОФП для данного значения солёности были интерполированы согласно коэффициентам F_1 для LSALTFNC (табл. 3).

Для изучения распределение нагнетательных и добывающих скважин для моделирования осталось неизменным. Скважины являются вертикально направленными. Для моделирования все 14 добывающих скважин были открыты в одно и то же время с целевым дебитом в 100 м³/сут. Лимит забойного давления в добывающих скважинах был установлен на уровне, который больше, чем давление насыщения, чтобы предотвратить разгазирование пластовой нефти. Работа трех нагнетательных скважин была ограничена забойным давлением в 65 МПа, не превышающим давления разрыва пласта.

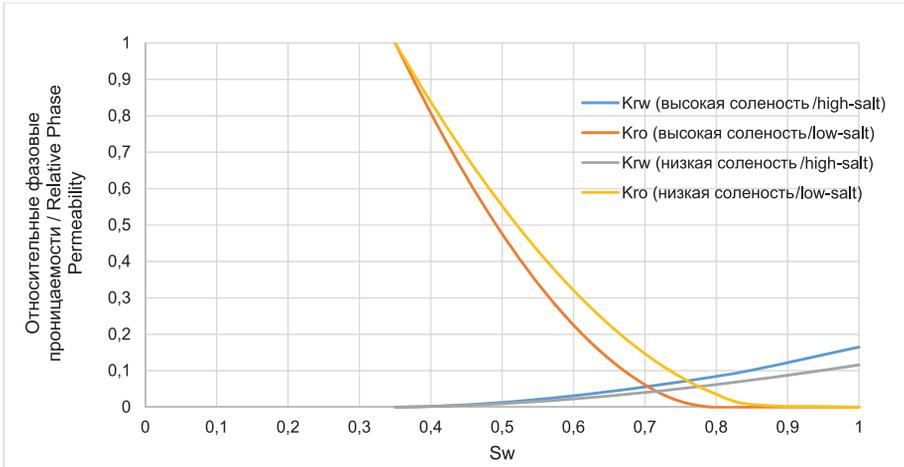


Рисунок 3. Кривые ОФП по высокосоленной и малосоленной воде
Figure 3. RPP curves for high-salt and low-salt water

k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде / relative phase permeability to water
 k_{rg} – относительная фазовая проницаемость по нефти / relative phase permeability for oil
 S_w – водонасыщенность / water saturation

Таблица 3. Таблица коэффициентов для функции LSALTFNC
Table 3. Table of coefficients for the LSALTFNC function

Солёность, кг/м ³ Salinity, kg/m ³	F ₁
2,69	1
13,45	0,5
26,9	0

Результаты моделирования

Воздействие концентрации солей на добычу и коэффициент вытеснения нефти на рассматриваемом месторождении во время вторичной закачки было определено путем моделирования заводнения растворов с солёностью в 26,9 кг/м³ (BC), 13,45 кг/м³ (2dхBC) и 2,69 кг/м³ (10dхBC). Модель была запущена на 18 лет, или при-

мерно 6500 дней. Анализ эффективности понижения солёности был проведен путем сравнения величины нефтедобычи после заводнения с BC водой.

Рис. 4 демонстрирует, что раствор с концентрацией ионов в 26,9 кг/м³ вытеснил около 15,6% изначальных запасов. Рис. 5 иллюстрирует кривые накопленной добычи нефти и воды. Согласно полученным данным, нефть начала производиться сразу, тогда как воде понадобилось больше времени для прорыва в скважину. Поскольку содержание солей в закачиваемом агенте намного меньше, чем в пластовой воде (317 кг/м³), в добытой воде присутствуют твердые вещества, что показано на рис. 6. Наличие солей является следствием наличия градиента солёности и установления нового химического равновесия.

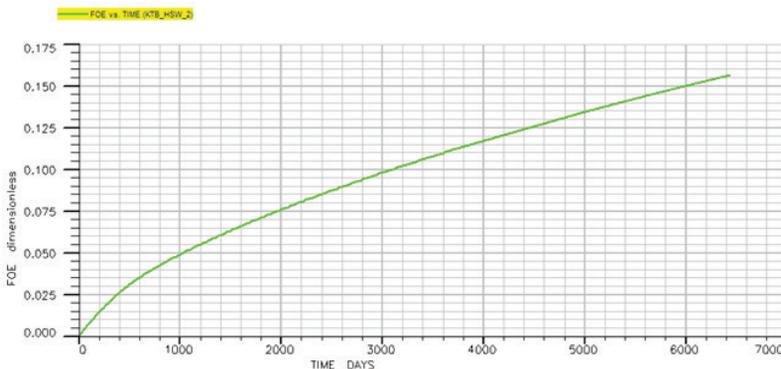


Рисунок 4. Эффективность извлечения нефти с BC водой (26,9 кг/м³)
Figure 4. Efficiency of oil recovery with HS water (26.9 kg/m³)

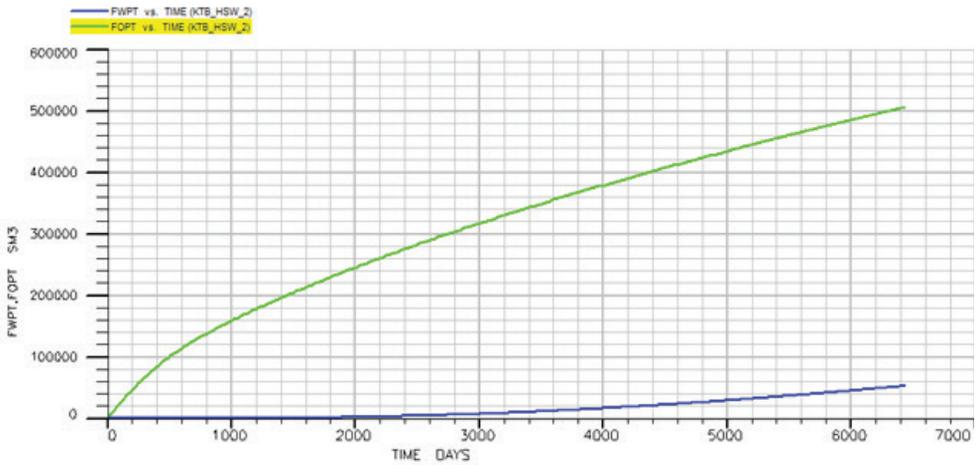


Рисунок 5. Накопленная добыча нефти и воды во время ВС заводнения (26,9 кг/м³)

Figure 5. Cumulative oil and water production during HS water flooding (26.9 kg/m³)

зеленая линия – нефть, синяя линия – вода
green line – oil, blue line – water

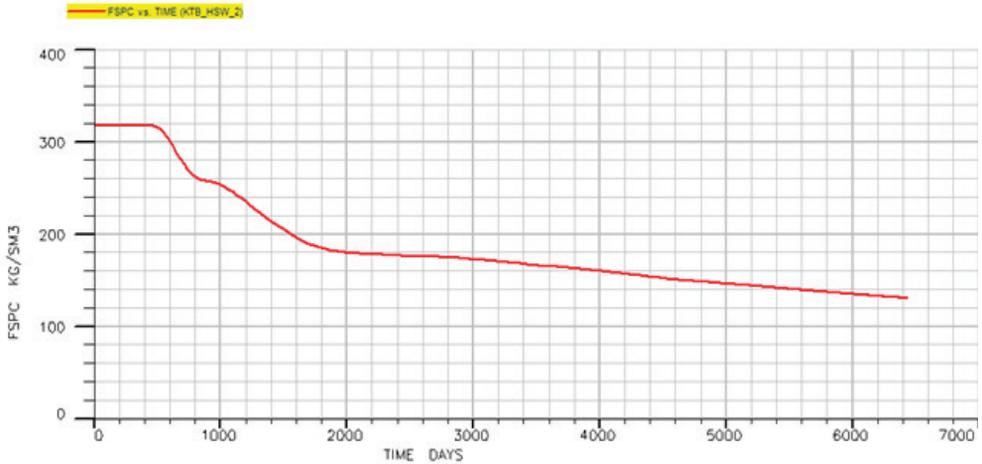


Рисунок 6. Концентрация соли в добытой воде после закачки ВС воды (26,9 кг/м³)

Figure 6. Salt concentration in produced water after injection of HS water (26.9 kg/m³)

Далее при использовании растворов, разбавленных в 2 раза (2dxBC) и в 10 раз (10dxBC), наблюдается повышение добываемой нефти и прирост коэффициента её извлечения на 1,3% и 2% соответственно (рис. 7–8). Таким образом, понижение концентрации солей в 2 раза провоцирует увеличение эффективности нефтеотдачи на ~1,3%, тогда как при разбавлении изначальной солёности в 10 раз добываются дополнительные ~2% нефти. Согласно кривым накопленной добычи нефти и воды, около 500 дней понадобилось для активации малосольных растворов и для протекания необходимых реакций между водой и породой/нефтью. Небольшая раз-

ница в приросте (0,7%) между двумя видами малосольной воды свидетельствует о том, что существует оптимальная концентрация солей, меньше которой может не наблюдаться дальнейший рост нефтеотдачи. Количество солей в добытой воде снижается с уменьшением солёности закачиваемой воды (рис. 9).

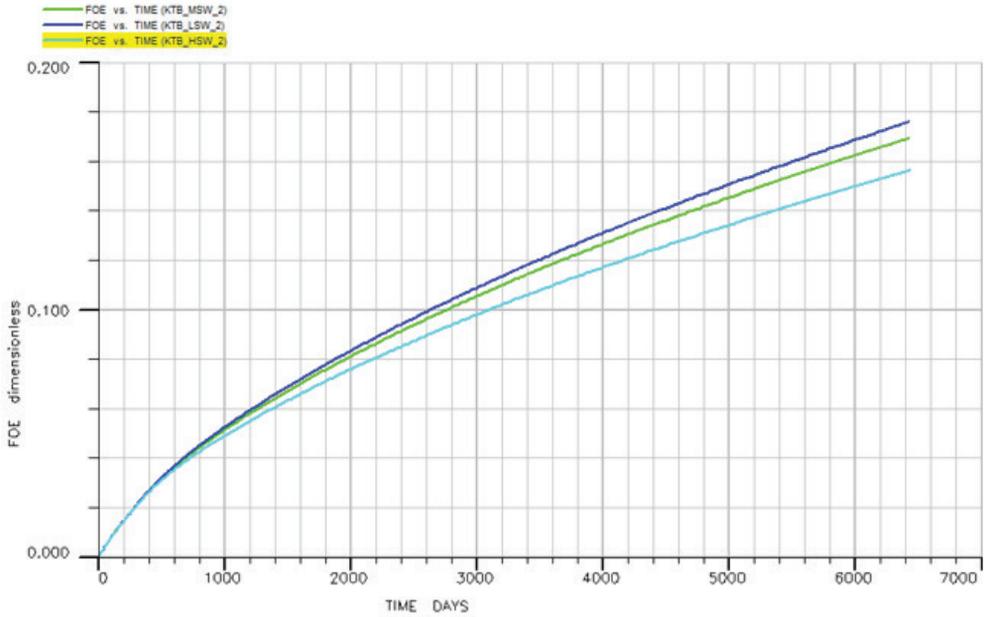


Рисунок 7. Эффективность извлечения нефти с растворами
Figure 7. Efficiency of oil recovery with solutions

голубая линия – BC (26,9 кг/м³), зеленая линия – 2dxBC (13,45 кг/м³), синяя линия – 10dxBC (2,69 кг/м³)
blue line – BC (26,9 kg/m³), green line – 2dxBC (13,45 kg/m³), blue line – 10dxBC (2,69 kg/m³)

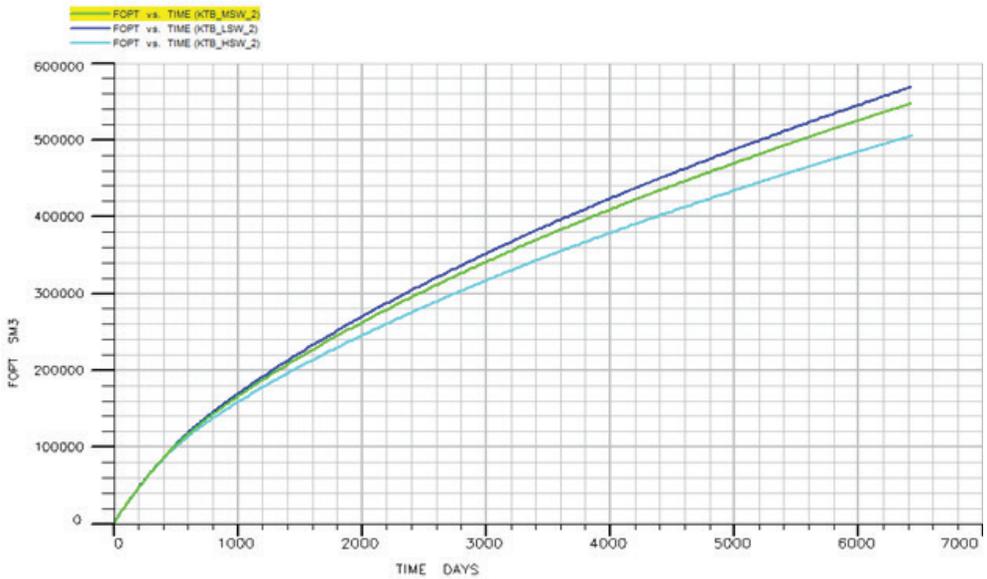


Рисунок 8. Накопленная добыча нефти
Figure 8. Cumulative oil production

голубая линия – BC, зеленая линия – 2dxBC, синяя линия – 10dxBC
blue line – BC, green line – 2dx BC, blue line – 10dx BC

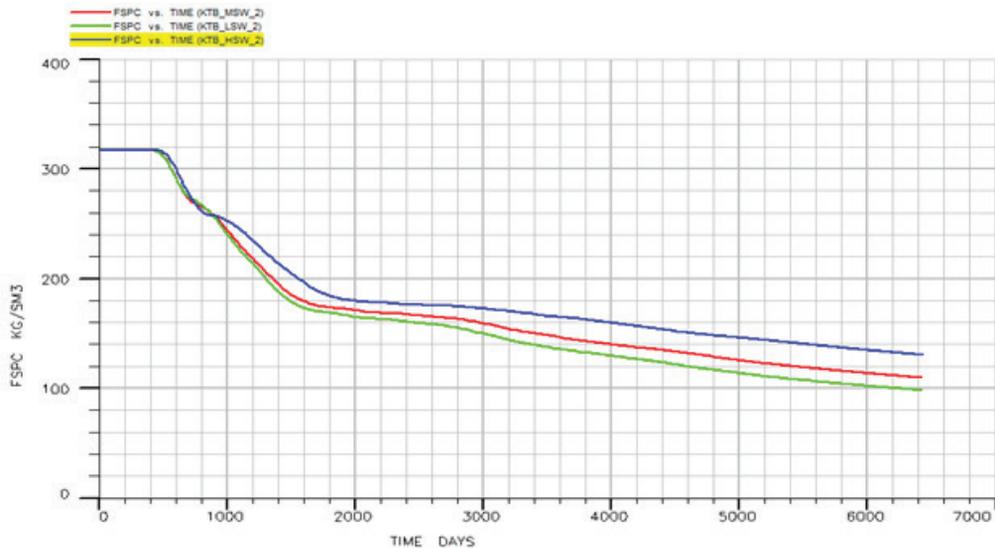


Рисунок 9. Концентрация соли в добытой воде после закачки ВС
Figure 9. Salt concentration in produced water after HS water injection

голубая линия – ВС, красная линия – 2dxBC, зеленая – 10dxBC
 blue line – BC, red line – 2dx BC, green – 10dx BC

Обсуждение

Эффект от малосольной воды был не таким значительным, как ожидалось. Это объясняется тем, что поверхность породы изначально была гидрофильна. Адсорбированной нефти не было в достаточном количестве, чтобы малосольная вода смогла проявить необходимое влияние и изменить смачиваемость. Гидрофильность обуславливается низкой концентрацией двухвалентных ионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в пластовой воде и, соответственно, малым содержанием металлоорганических соединений. Согласно вышеупомянутому, двухвалентные ионы в пластовой воде и «привязанная» к породе нефть являются необходимыми атрибутами для мультикомпонентного ионного обмена. Вместе с этим незначительное увеличение добычи может быть связано с вероятностью того, что ВС вода, рассматриваемая в этой работе ($26,9 \text{ кг/м}^3$), может выступать как малосольная по отношению к пластовой воде (317 кг/м^3). И во время сравнения двух растворов с разным содержанием твердых веществ ($26,9$ и $2,69 \text{ кг/м}^3$) может и не наблюдаться огромная разница в извлечении углеводородов.

Как было отмечено, в разрезе продуктивных пластов наблюдается литологическое замещение проницаемых песчаников породами с повышенной глинистостью. Следовательно, предполагаемой причи-

ной прироста коэффициента нефтеотдачи может быть то, что малосольная вода высвобождает глинистые частицы за счёт увеличения электростатических сил. Вследствие этого свободные мелкие частицы забивают поры в высокопроницаемых прослоях. Таким образом, поток воды перенаправляется и получает доступ в менее проницаемые регионы с нефтью и прочищает их. Однако для полной уверенности в данном процессе необходимы экспериментальные исследования.

Объяснением наблюдения прироста добычи может служить изменение взаимодействий не только на поверхности породы, но и на границе нефть-вода. Более того, учитывая гидрофильность породы коллектора, можно предположить, что такой исход вполне допустим. Низкая концентрация солей способствует повышению вязкоупругости при взаимодействии нефти с водой. Созданная вязкоупругая среда предотвращает разрыв нефтяной фазы и формирует ганглии/капель при движении нефти из одной поры в другую. Чаще всего отделившиеся ганглии становятся неподвижными из-за капиллярных сил и остаются в порах. Следовательно, вязкоупругая граница провоцирует слияние всех нефтяных ганглий в одну целую фазу [15] и обеспечивает последующее вытеснение нефти в сторону добывающих скважин. Поскольку этот эффект/механизм

активизируется вследствие реакции малосольной воды с нефтью, можно ожидать прирост нефти в результате закачки воды с низкой солёностью на данном месторождении. Следует заметить, что увеличение КИН может быть последствием синхронного действия нескольких механизмов, а не только одного. Это зависит от множества факторов, включающих смачиваемость, характеристики пластовой нефти, температуру, давление и другие.

Для точного описания и комплексного рассуждения рекомендуется провести лабораторный экспериментальный анализ с использованием породы и вышеуказанных жидкостей. В зависимости от масштаба меняется и характер исследования. Взаимодействие воды с нефтью в малосольной среде может быть описано в масштабе пор, тогда как реакцию гидрофобной породы при контакте с малосольной водой можно исследовать как в масштабе пор, так и в масштабе зерна. Экспериментальное заводнение с малосольным раствором на керновом материале дает возможность оценить поведение кривых ОФП. Это, в свою очередь, гарантирует точный прогноз эффективности обсуждаемого МУН.

Заключение

В данной работе были перечислены и описаны критерии и широко известные механизмы малосольного заводнения. Кроме этого, была дана оценка эффективности

малосольной воды в извлечении нефти на терригенном месторождении Казахстана. На основе полученных результатов были сделаны следующие заключения:

1. При моделировании малосольного заводнения на терригенном месторождении Казахстана выяснилось, что понижение содержания солей в закачиваемой воде в 2 и 10 раз привело к обсервации прироста коэффициента извлечения нефти на 1,3% и 2% соответственно.

2. Незначительная разница между изучаемыми малосольными водами в эффективности вытеснения нефти говорит о наличии оптимальной солёности закачиваемой воды.

3. Изначальная гидрофильность поверхности породы коллектора исключает изменение смачиваемости как причину увеличения добычи нефти.

4. Вероятным объяснением повышения нефтедобычи может служить формирование вязкоупругой границы между нефтью и малосольной водой, что провоцирует соединение обособленных нефтяных капель в одно целое и последующее извлечение.

5. Рекомендуется изучение малосольного заводнения на керновом материале с исследуемого месторождения для получения точных кривых ОФП и для понимания того, насколько низкая солёность может повлиять на распределение нефти в породе.

вания, Утеев Р.Н. – проверка результатов, редактирование рукописи.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Аскарова И.А. – проведение исследования, написание рукописи, Джунусбаева А.У. – концепция исследования, Марданов А.С., Джаксылыков Т.С. – сбор, анализ, интерпретация данных исследо-

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. Askarova I. – conduction of the study, writing of the manuscript, Junusbayeva A. – conception of the study, Mardanov A., Jaxylykov T. – acquisition, analysis, interpretation of data for the study; Uteyev R. – quality check, revision of the manuscript.

REFERENCES

1. Yildiz HO, Valat M, Morrow NR. Effect of Brine Composition On Wettability and Oil Recovery of a Prudhoe Bay Crude Oil. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1999;38(01):26–31. DOI: 10.2118/99-01-02.
2. Morrow NR. Wettability and Its Effect on Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*. 1990;42:1476–1484. DOI: 10.2118/21621-PA.
3. Bartels WB, Mahani H, Berg S, Hassanizadeh SM. Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *Fuel*. 2019;236:338–353. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.09.018.
4. Rock A, Hincapie RE, Hoffmann E, et al. Tertiary Low Salinity Waterflooding LSWF in Sandstone Reservoirs: Mechanisms, Synergies and Potentials in EOR Applications. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition; 2018 June; Copenhagen, Denmark. Paper Number: SPE-190807-MS.
5. Vledder P, Gonzalez IE, Carrera F, et al. Low Salinity Water Flooding: Proof of Wettability Alteration On a Field Wide Scale. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129564-MS.
6. Seccombe J, Lager A, Jerauld G, and et al. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129692-MS.
7. McGuire PL, Chatham JR, Paskvan FK, et al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. SPE Western Regional Meeting; 2005 March 30 – April 1; Irvine, California. Paper Number: SPE-93903-MS.
8. Nasralla RA, Nasr-El-Din HA. Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2011 September 20–22; Jakarta, Indonesia. Paper Number: SPE-147937-MS.
9. Katende A, Sagala F. A Critical review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application. *Journal of Molecular Liquids*. 2019;278:627–649. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.01.037.
10. Lager A, Webb KJ, Black CJ, et al. Low salinity oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*. 2008;49:28–35.
11. Austad T, RezaeiDoust A, Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129767-MS.
12. Ligthelm DJ, Gronsveld J, Hofman JP, et al. Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held; 2009 8–11 June; Amsterdam, The Netherlands. Paper Number: SPE-119835-MS.
13. Rostami P, Fattahi MM, Sharifi M, et al. Effect of water salinity on oil/brine interfacial behaviour during low salinity waterflooding: A mechanistic study. *Petroleum*. 2019;5(4):367–374.
14. Al-Sarhi A, Zeinjahromi A, Genolet L, et al. Fines Migration as an EOR Method During Low Salinity Waterflooding. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2018 October 23–25; Brisbane, Australia. Paper Number: SPE-192070-MS.
15. Alvarado V, Moradi Bihendi M, Garcia-Olivera G, et al. Interfacial Visco-Elasticity of Crude Oil – Brine: An Alternative EOR Mechanism in Smart Waterflooding. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2014 April 12–16; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-169127-MS.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Асқарова Іңкәр Асқарқызы**e-mail: *i.askarova@kmge.kz*.**Утеев Рахим Наганғалиұлы**e-mail: *r.uteyev@kmge.kz*.**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы**e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.**Джаксылыков Талгат Сайнович**e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.**Джунусбаева Айнура Утетлеуовна**e-mail: *a.junusbayeva@kmge.kz*.**AUTHOR'S INFO*****Ingkar A. Askarova**e-mail: *i.askarova@kmge.kz*.**Rakhim N. Uteyev**e-mail: *r.uteyev@kmge.kz*.**Altynbek S. Mardanov**e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.**Talgat S. Jaxylykov**e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.**Aynura U. Junusbayeva**e-mail: *a.junusbayeva@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author