

Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды

З.Р. Саптарова^{1*}, А.А. Мамонов², С.А. Усманов¹, А.А. Лутфуллин³,
В.А. Судаков¹, М.С. Шипаева^{1,4}, А.А. Шакиров^{1,4}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Университет Ставангера, Ставангер, Норвегия

³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

⁴ООО «Геоиндикатор», Казань, Россия

Данная статья содержит обзор одного из актуальных в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов – низкоминерализованного (НМ) заводнения – с целью оценки его применимости на терригенных отложениях Республики Татарстан.

Обзор начинается с рассмотрения ключевых процессов, лежащих в основе данного метода, таких как набухание и миграция глинистых частиц и изменение смачиваемости, а также механизмов, объясняющих эти процессы, в число которых входят катионный обмен, многокомпонентный ионный обмен, расширение двойного электрического слоя и т.д. Их понимание, в свою очередь, способствует выявлению главных факторов, наличие или отсутствие которых на месторождении позволяет дать предварительную оценку успешности применения НМ заводнения. Главными факторами являются: наличие глинистых частиц, значительное содержание ионов Са²⁺ и Mg²⁺, а также многовалентных ионов в пластовой воде, невысокая проницаемость пласта, пониженная вязкость нефти, повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти и, как следствие, гидрофобный тип начальной смачиваемости пород.

Приводятся примеры использования метода на других месторождениях и кратко освещаются результаты лабораторных исследований, включающих измерение краевого угла смачивания, фильтрационные эксперименты.

Проводится предварительный скрининг на примере терригенных коллекторов тульского, бобриковского и девонского возрастов на основе геолого-промысловых данных нескольких месторождений Республики Татарстан, выделяются месторождения-кандидаты, и дается предварительное заключение об использовании НМ воды в данном регионе. К положительным факторам для рассматриваемых отложений, выявленных на этапе предварительного скрининга, относятся низкая температура пласта, высокая минерализация пластовой воды со значительным содержанием двухвалентных катионов и потенциалом к смещению уровня pH с текущего слабощелочного уровня в сторону повышенной щелочности, повышенное содержание полярных компонентов нефти. Дополнительно, для отложений тульского, бобриковского горизонтов характерно наличие глинистых частиц, а для девонских отложений – пониженная вязкость нефти в совокупности с повышенным щелочным числом.

Ключевые слова: низкоминерализованное заводнение, смачиваемость, тульский горизонт, бобриковский горизонт, девонский период

Для цитирования: Саптарова З.Р., Мамонов А.А., Усманов С.А., Лутфуллин А.А., Судаков В.А., Шипаева М.С., Шакиров А.А. (2022). Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды. *Георесурсы*, 24(4), с. 82–90. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.7>

Введение

В настоящее время в России разрабатываются сотни нефтяных залежей и месторождений, причем наиболее крупные в значительной мере уже выработаны, в связи с чем требуется применение дополнительных технологий для увеличения объемов добываемой нефти. Месторождения Республики Татарстан, как одного из

старейших нефтегазодобывающих регионов России, в этом смысле могут стать полигоном для испытания новых технологий по повышению нефтеотдачи пластов, ввиду продолжительной истории их разработки.

Важную роль при эксплуатации месторождений играет тип смачиваемости системы вода-нефть-горная порода особенно при заводнении, поскольку напрямую оказывает влияние на величину коэффициента вытеснения нефти. Смачиваемость – это предрасположенность поверхности породы к контактированию с одной жидкой фазой в присутствии другой (Abdallah et al., 2007). Отмечается, что гидрофобная характеристика пластов переводит находящиеся в них запасы в разряд трудноизвлекаемых (Михайлов

* Ответственный автор: Залина Ринатовна Саптарова
e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

и др., 2016), ввиду стремления воды к прохождению по пластам с лучшими фильтрационными характеристиками при использовании традиционной технологии заводнения и, как следствие, их обводнения (Игдавлетова и др., 2015). Основная причина изменения смачиваемости – это содержание в нефти полярных органических компонентов. Их адсорбция приводит к гидрофобизации поверхности пор, в том числе изначально (до миграции нефти в пласт) гидрофильных песчаников (Abdallah et al., 2007; Piñerez Torrijos et al., 2020). Так, одни из рассматриваемых в настоящей статье терригенных пластов бобриковского и тульского горизонтов по результатам измерения краевого угла смачивания относят к категории гидрофобных. В результате чего появляется потенциал изменения смачиваемости в сторону гидрофилизации для возможности разработки низкопроницаемых пластов и пропластков.

За последние несколько лет в сфере технологий повышения нефтеотдачи набирает популярность низкоминерализованное (НМ) заводнение (low salinity waterflooding). В зарубежной литературе можно встретить также альтернативные названия метода – LoSalTM (British Petroleum), Smart WaterFlood (Saudi Aramco), Smart water (Университет Ставангера, Норвегия), Designer Waterflood (Shell) и Advanced Ion Management (AIMSM, ExxonMobil) (Al-Shalabi et al., 2015). Возросший рост числа публикаций (Bartels et al., 2019; Chavan et al., 2019; Morgow et al., 2011; Snosy et al., 2020) (рис. 1) связан не только с отмеченной эффективностью низкоминерализованной воды (НМВ) в вопросе вытеснения нефти, но и с основными преимуществами данной технологии – экологичностью по сравнению с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочным заводнением (Антониади и др., 2014), более низкими капитальными и операционными затратами по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи (МУН) при наличии источников пресной воды (Al-Shalabi et al., 2015; Suijkerbuijk et al., 2014). В основе эффективности НМВ по повышению нефтевытеснения лежит способность изменять смачиваемость горных пород за счет изменения химического равновесия в среде горная порода-нефть-вода и запуска цепочки химических реакций, приводящих к десорбции полярных компонентов нефти с поверхности породы.

Целью данной работы является проведение предварительного скрининга применимости технологии НМ

заводнения на терригенных девонских, тульских и бобриковских отложениях Республики Татарстан. Это сопровождается решением таких задач, как обзор механизмов действия НМ на равновесную систему нефть-пластовая вода-порода для понимания основ метода, ознакомление с опытом применения данной технологии на отложениях других месторождений и выделение критериев, позволяющих оценить применимость НМВ на месторождении.

Концепция технологии закачки низкоминерализованной воды

В свете обширных исследований были предложены различные механизмы, лежащие в основе процесса НМ заводнения на терригенных коллекторах, однако ни один из предложенных механизмов не был принят в качестве основного, что связано со сложной природой взаимодействия между нефтью, пластовой водой и породой, а также с рядом противоречивых наблюдений от одного предложенного механизма к другому (Al-Shalabi et al., 2015). Однако обзор литературы (Al-Shalabi et al., 2015; Jackson et al., 2016; Strand et al., 2016) показывает, что можно выделить 2 основных процесса, сопровождающих НМ заводнение, – набухание и миграция глинистых частиц, а также изменение смачиваемости, о котором упоминалось ранее. Оба процесса, так или иначе, объясняются механизмами катионного обмена, сопровождающегося изменением pH среды, многокомпонентного ионного обмена (Multicomponent Ionic Exchange – MIE), эффекта всаливания (salting-in), расширением двойного электрического слоя (double layer expansion – DLE), о которых пойдет речь далее.

Наличие в пласте глинистых частиц несет двойной эффект. С одной стороны, снижение минерализации закачиваемой воды влечет за собой снижение проницаемости пласта и приемистости нагнетательных скважин из-за набухания глинистого цемента. С другой, способствует дополнительному вытеснению нефти в результате сокращения объема порового пространства для нахождения там нефти и воды. Кроме того, непосредственно сама миграция глинистых частиц приводит к закупориванию изначально появившихся в процессе разработки поровых каналов, вследствие чего формируются новые каналы фильтрации, и коэффициент вытеснения нефти также повышается (Ахметгареев, 2016; Игдавлетова и др., 2015). Факт наличия миграции глинистых частиц обычно может быть зафиксирован по увеличению перепада давления.

Стоит также отметить, что различные глины в различной степени подвергаются набуханию. Так, для каолинистых глин характерно практически полное отсутствие увеличения объема, в то время как смектиты (монтмориллонитовые глины) набухают значительно. При доле глинистых минералов в общем объеме скелета породы (глинистости) более 15–20% коллектор практически непроницаем. Для терригенных коллекторов крупных месторождений Республики Татарстан проведенные исследования (специалистами Казанского федерального университета) показали преобладание не набухающих глин таких, как каолиниты (Ахметгареев, 2016).

Ввиду потенциальной опасности разрушения пласта в результате набухания глин встает вопрос о пороговом (допустимом) значении минерализации НМВ. Кроме того,

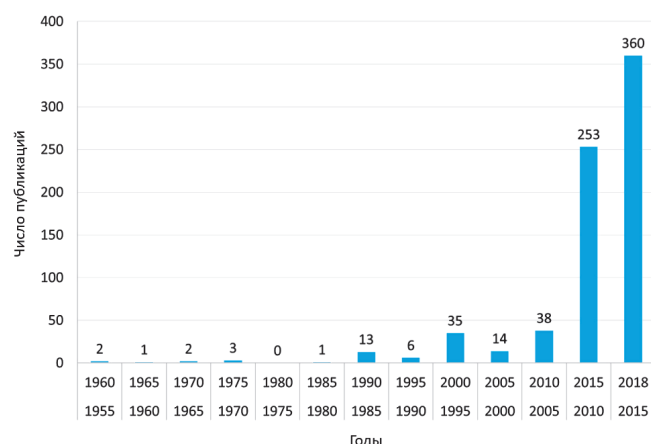


Рис. 1. Рост числа публикаций с середины 50-х годов по низкоминерализованному заводнению (Bartels et al., 2019)

снижение минерализации способно привести к сероводородному заражению пласта из-за создания благоприятных условий для сульфатовосстанавливающих бактерий и образованию гипсовых отложений в оборудовании (Антониади и др., 2014). В статьях (Chavan et al., 2019; Jackson et al., 2016; Morrow et al., 2011) отмечается, что верхний предел для эффективной закачки НМВ наблюдается при минерализации не выше 5000 ppm, нижний предел – 1000 ppm (Chavan et al., 2019; Suijkerbuijk et al., 2014).

Согласно второму процессу при формировании смачиваемости терригенных пород главную роль также играют глинистые частицы, несмотря на то, что в их составе в основном преобладают минералы кварца (Mamonov et al., 2017). Дело в том, что глины характеризуются высокой площадью поверхности и обладают высокой катионообменной емкостью (КОЕ) по сравнению с минералами кварца и полевого шпата (табл. 1). Более того, глины обладают отрицательным зарядом поверхности. Все это приводит к тому, что изначально на поверхности глинистых частиц адсорбируются компоненты нефти, обеспечивающие гидрофобизацию пород. При этом физические свойства нефти (вязкость, плотность) напрямую не влияют на эффективность НМ заводнения, большее значение играет компонентный состав нефти (Chavan et al., 2019). Однако, как показали результаты численного моделирования, с увеличением вязкости с 1 до 300 мПа*с коэффициент вытеснения нефти снижается. В целом, отмечается, что НМВ может привести к дополнительному выходу нефти и в случае более высоких значений вязкости, но эффективность будет выше со снижением значения этого параметра. Также стоит отметить, что большинство лабораторных экспериментов связаны с подготовкой керн – восстановлением смачивающих свойств породы путем выдерживания образцов при пластовых условиях в нефти, поскольку при проведении экстракции по стандартной методике (ГОСТ 26450 0 85) образцы зачастую гидрофилизуются. Основная цель подготовки керна – это максимальное воспроизведение условий в пласте. Необходимость ее обусловлена тем, что в процессе извлечения порода претерпевает воздействия промывочной жидкости при бурении, прохождении через долото в керноприемную трубу (Кузнецов и др., 2011). В связи с этим, рекомендованное время состаривания составляет от двух до шести недель (McMillan et al., 2016).

Отмечается (Piñerez Torrijos et al., 2020), что для повышения степени гидрофобизации породы и, как следствие, потенциала НМВ, нефть должна содержать полярные органические компоненты (polar organic compounds – ПОС) – смолисто-асфальтеновые компоненты (resins, asphaltens); при этом для характеристики нефти пользуются такими параметрами, как кислотное (acid number – AN)

и основное число (basic number – BN). Кислотное число определяется карбоксильной группой нефти (RCOOH) и несет большее значение в случае карбонатных пород, а основное определяется компонентами на основе азота (R_3NH^+) и играет большую роль для песчаников. Однако кислотное и основное число не являются исчерпывающим фактором, и успешное применение НМВ отмечается и в случаях с низким значением данных параметров (Lager et al., 2008). В процессе подготовки керна важно восстановить адсорбцию полярных органических компонентов на поверхности породы. В статье (McMillan et al., 2016) отмечается, что полярные компоненты нефти (асфальтены) не растворяются при фильтрации гептана через керн, тогда как смолы растворимы, что в некоторых случаях используется при подготовке керна материала.

Отмечено также, что с увеличением температуры кислотное число снижается (Chavan et al., 2019), и это может повлечь за собой снижение степени гидрофобизации породы. В целом, в случае терригенных пород низкая температура пласта является положительным фактором, так как начальная смачиваемость пласта будет более гидрофобной по сравнению с терригенными пластами с высокой температурой при прочих равных условиях. Кроме того, при низких температурах снижается активность ионов кальция Ca^{2+} , что приводит к более активной адсорбции полярных компонентов нефти и гидрофобизации породы.

В результате прокачки воды со сниженной минерализацией согласно механизму всаливания происходит увеличение растворимости органического материала, которому изначально препятствуют двухвалентные ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , присутствующие в пластовой воде (Al-Shalabi et al., 2015; McMillan et al., 2016).

Кроме увеличения выхода нефти за счет ее отделения от породы закачка НМВ во многих случаях сопровождается повышением pH. По механизму катионного обмена помимо полярных компонентов нефти отрицательный заряд поверхности глинистых частиц притягивает неорганические катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} из пластовой воды (Strand et al., 2016). Снижение минерализации воды приводит к нарушению установленного химического равновесия и отсоединению указанных ионов от породы. Их место занимают протоны H^+ , что, в свою очередь, и влечет за собой повышение щелочности среды по механизму катионного обмена (Lager et al., 2008; Mamonov et al., 2017). Кроме того, повышению щелочности среды способствует растворение минералов кальцита или доломита, присутствующих в породе (Lager et al., 2008). В условиях высокого уровня pH (около 8–9) кислотные компоненты нефти диссоциируют с образованием молекулы $RCOO^-$ с отрицательным зарядом, а основные депротонируются и переходят в нейтральную форму R_3N (Austad et al., 2013,

Минерал	КОЕ, мэкв/100 г	БЭТ площадь поверхности, м ² /г
Кварц	0.01-1	0.1-0.2 (мелкозернистый, средний размер зерен 30 мкм)
Полевые шпаты (например, альбит)	0.2-2	2-3 (средний размер зерен 20 мкм)
Каолинит	1-15	10-12
Иллит	20-30	20-25
Монтмориллонит	70-100	25-30

Табл. 1. Измеренная площадь поверхности методом Брунауэром-Эмметом-Теллером (БЭТ) для типичных минералов песчаника и средние значения КОЕ (Mamonov et al., 2017)

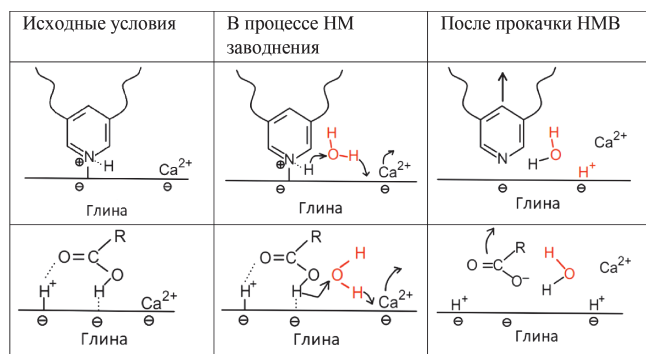


Рис. 2. Предлагаемый механизм действия НМВ. Верхний рисунок – десорбция основных компонентов нефти. Нижний рисунок – десорбция кислотных компонентов нефти (Austad et al., 2013).

McMillan et al., 2016), и в результате теряют сродство с отрицательно заряженной поверхностью глин (рис. 2) (Mamonov et al., 2017).

По механизму многокомпонентного ионного обмена на изменение смачиваемости также влияет образование лигандов (органо-металлических комплексов) по типу RCOO-M (где M – мультивалентный катион, например, Cu^+ - Cu^{2+} , Fe^{2+} - Fe^{3+} и т.д.). Так, показано, что удаление из системы многовалентных ионов путем фильтрации воды, содержащей только NaCl , до процесса восстановления смачиваемости, привело к увеличению коэффициента вытеснения нефти в фильтрационных экспериментах на пластовой воде по сравнению с ее закачкой в керн с неудаленными многовалентными ионами (Lager et al., 2008).

При подходе с точки зрения двойного электрического слоя первичным считается десорбция полярных органических компонентов, ввиду расширения диффузного слоя при снижении минерализации воды. Кроме того, эффективность НМВ сводится к значению ионной силы, которая, в свою очередь, определяется (прямо пропорционально) не только количественным содержанием солей в воде (концентрацией), но и валентностью ионов, и чем меньше она, тем лучше условия для десорбции (Jackson et al., 2016).

Таким образом, при обращении к различным механизмам изменения смачиваемости важную роль играет не просто снижение общей минерализации, но и удаление двухвалентных ионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в НМВ, поскольку, с одной стороны, это приводит к нарушению равновесия среды и десорбции этих катионов с поверхности глин, с другой, снижает ионную силу взаимодействия. В то же время, важно их присутствие в пластовой воде для возможности адсорбции полярных органических компонентов на поверхность минералов.

Подводя итог по концепции технологии закачки НМВ, можно выделить следующие факторы, способствующие эффективному применению НМ заводнения в терригенных коллекторах:

- Присутствие глинистых частиц;
- Значительное содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , а также многовалентных ионов в пластовой воде;
- Невысокая проницаемость пласта;
- Минерализация НМВ до 5000 ppm, но выше 1000 ppm, а также отсутствие ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} ;

- Предпочтительно более низкое значение вязкости нефти;
- Повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти;
- Гидрофобный тип начальной смачиваемости.

Также необходимо уделять повышенное внимание к восстановлению смачиваемости при проведении лабораторных исследований.

Примеры опробования технологии

Эффективность НМВ зачастую подтверждается по результатам фильтрационных экспериментов на керне. К примеру, в работе (Suijkerbuijk et al., 2014) на образцах месторождения Западного Салыма за время прокачки пластовой воды коэффициент вытеснения установился на значении 61% (причем увеличение скорости прокачки с 0.03 мл/мин до 1 мл/мин не привело к вытеснению дополнительного объема нефти). Смена на прокачку НМВ дала прирост коэффициента вытеснения 6% (аналогично пластовой воде увеличение скорости прокачки не дало никакого эффекта). Перенесение результатов исследования на керне в масштаб месторождения при помощи моделирования показало дополнительную добычу в объеме 1.7% от начальных геологических запасов в третичном режиме, во вторичном – 4%.

Факт миграции глинистых частиц, о котором говорилось ранее, отчетливо зафиксирован в работе (Тургазинов, 2018), в которой приводится анализ эффективности НМВ на разработку месторождений в Казахстане. Фильтрационные эксперименты проводились на речном гидрофильном песке, гидрофобном песке с месторождения Карабулак, в котором согласно рентгенфазовому анализу (РФА) в количестве 17% присутствует каолинит, а также на образцах песчаника с месторождения Ащысай, в котором содержание каолинита составляет 5%. Прокачка НМВ (0.3–0.5 г/л) в гидрофильный образец привела к дополнительному вытеснению нефти до 4% и не сопровождалась ростом перепада давления из-за миграции частиц, тогда как в гидрофобный песок был зафиксирован более значительный коэффициент довытеснения, который достигал 19%, сопровождался ростом перепада давления и видимым помутнением воды на выходе из керна (рис. 3, 4). Однако несмотря на то, что для песчаника с месторождения Ащысай довытеснение составило существенные 10%, и на наличие роста перепада давления, визуально факт миграции глинистых частиц не наблюдался.

Стоит отметить, что вязкость нефти с месторождения Каражанбас, задействованная в экспериментах на песке, высока – 346 мПа*с, а на Ащысай – 7 мПа*с, что указывает на потенциальную эффективность НМВ и в случае высоковязких нефтей.

Однако результаты фильтрационных экспериментов на керне терригенных и карбонатных коллекторов Гремихинского, Мишкинского и Боровского месторождений с высокой вязкостью нефти, характеризующейся низким значением кислотного числа, показали небольшой прирост вытесненной нефти – до 1%, что предположительно может являться следствием особенностей подготовки керна (старения), при которой по стандартной методике не формируются мостиковые связи между породой и полярными компонентами нефти (Игдавлетова

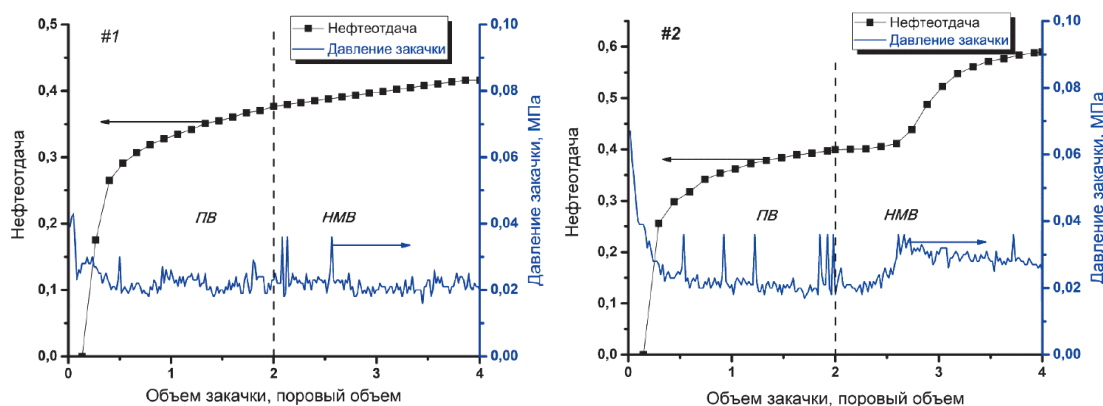


Рис. 3. Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента на речном песке (слева) и гидрофобном песке (справа) (Тургазинов, 2018)

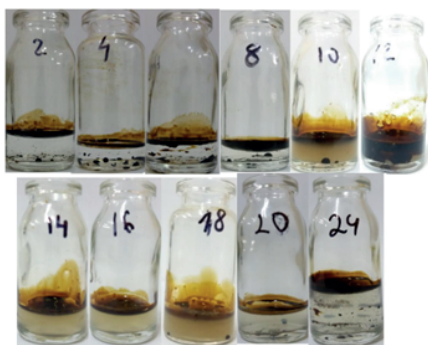


Рис. 4. Образцы вышедших вод после заводнения гидрофобного песка низкоминерализованной водой (0.3 г/л) (Тургазинов, 2018)

и др., 2015). Как отмечают авторы, подготовка керн в случае отнесения нефти к категории высоковязких требует особой методики перед проведением фильтрационных экспериментов, обеспечивающей сохранение адсорбированными полярных компонентов нефти, для получения более достоверных результатов. Например, как отмечалось ранее, использование гептана может решить проблему сохранения асфальтенов на поверхности породы.

При анализе эффективности НМ заводнения вторым важным процессом является изучение смачиваемости. Одним из распространенных способов такого анализа является измерение краевого угла смачивания (КУС). В статье (Nasralla et al., 2013) измерение КУС проводилось на образцах слюды (мусковите и биотите), выступающих в качестве альтернативы песчаннику для исключения эффекта гистерезиса угла смачивания, ввиду шероховатости поверхности образцов реальных пород с месторождений. Замеры проводились методом плененного пузырька (capillary bubble method) – капля нефти подается на породу, помещенную в среду воды через иглу снизу и всплывает, при пластовых давлении и температуре в среде слюда-нефть-вода (пластовая – 174 г/л, морская – 55 г/л, вода водонапорного горизонта – 5 г/л, разбавленная вода водонапорного горизонта – 0.5 г/л и дистиллированная вода) после выдерживания образца в течение часа в воде. Результаты показали, что, действительно, снижение общей минерализации воды ведет к снижению угла растекания капли нефти по поверхности образца, т.е. к его гидрофилизации (рис. 5). Стоит отметить, что в данной работе рассматривалось общее снижение солей в воде (без сокращения числа двухвалентных катионов), и в морской воде КУС получился несколько выше, чем в пластовой

воде, что, как утверждают авторы, объясняется тем, что морская вода также отличается высокой минерализацией, выше, чем рекомендовано при НМВ – свыше 5000 ppm.

Согласно другой статье (Kakati et al., 2018), КУС определялся на гладких кварцевых пластинах при использовании модельной воды с варьирующим составом катионов, модельной нефти с различным содержанием полярных органических компонентов. В результате проведенных замеров сделан следующий вывод – высокое содержание катионов в воде способствует гидрофобизации образцов при значительном содержании в нефти полярных органических компонентов (кислотных и основных), тогда как снижение катионов, особенно двухвалентных, напротив, способствует десорбции этих компонентов и повышению степени гидрофилизации образцов.

Начальный тип смачиваемости играет большую роль в вопросах эффективности НМ заводнения. Так, в статье (Skrettingland et al., 2010) представлены результаты фильтрационных экспериментов на керне шельфового месторождения Snorre (Норвегия). По многим факторам, таким как содержание глинистых частиц (каолинит, порядка 10–15 %), повышенное щелочное число нефти (1.1 мг КОН/г), но низкое кислотное число – 0.02 мг КОН/г, низкая вязкость нефти (1.2 сП), значительное содержание ионов кальция и магния в пластовой воде и их отсутствие в НМВ, месторождение вполне можно было отнести к потенциальным по использованию НМВ, однако результаты фильтрационных исследований показали незначительный

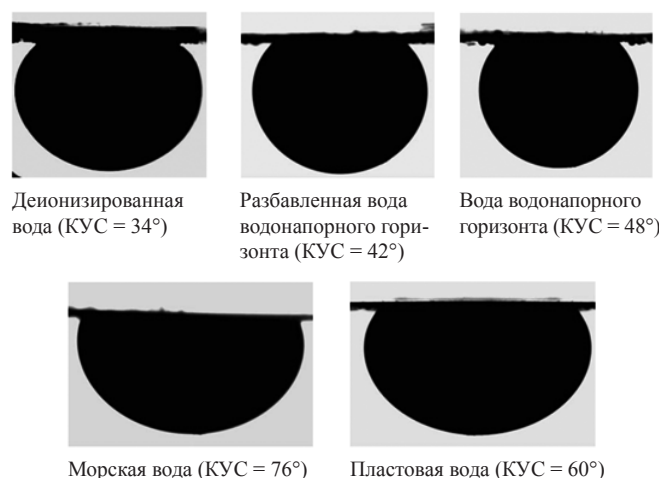


Рис. 5. Результаты замера КУС на образцах мусковита (Nasralla et al., 2013)

прирост по довытеснению нефти (до 2%) при закачке НМВ. Кроме того, использовались различные подходы к состариванию керна: с использованием сильных растворителей – толуола, метанола, и мягкая очистка с керосином и пластовой водой, однако результат во всех случаях схожий. Причина низкой эффективности объясняется значительной степенью гидрофильности исходных образцов. Действительно, для образцов формации Statfjord с индексом Аммота в диапазоне 0.2–0.3 (промежуточная смачиваемость) наблюдался незначительный эффект от НМВ, а для формации Lunde с индексом 0–0.4 (преимущественно гидрофильный тип смачиваемости) эффект вовсе не наблюдался. Возможное объяснение снижения степени гидрофобности – это высокая температура пласта (90°C), из-за которой снижается кислотное число и, как результат, адсорбционная способность нефти.

Проведение односкважинных трассерных исследований на одиночной скважине P-07 данного месторождения (SWCTT – single well chemical tracer test) также показало отсутствие снижения величины остаточной нефтенасыщенности после закачки в третичном режиме НМВ, полученной путем добавления 1% морской воды к пресной с итоговой концентрацией солей, составляющей 500 ppm.

Как видно из примеров, несмотря на кажущуюся простоту идеи НМ заводнения, в его основе залегает череда процессов, и окончательный вывод о потенциале НМВ на конкретном месторождении будет зависеть не столько от отдельных выделенных ранее факторов, сколько от их комбинации.

Предварительный скрининг применимости НМВ для месторождений Республики Татарстан

Анализ применимости технологии НМ заводнения проводился на основании геолого-промысловых данных месторождений и ряда исследований на керне, пластовых флюидах, проводимых на отложениях девонского возраста, а также тульского и бобриковского горизонтов, выполненных в лабораториях Университета Ставангера и Казанского федерального университета.

Для этапа прескрининга использовались общие данные, такие как температура пласта, начальное и текущее пластовое давление, доступные источники воды для закачки, наличие инфраструктуры по подготовке воды, расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами и данные по составу и свойствам породы, пластовой воды, нефти. Кроме того, анализировалась история закачки пластовой воды для поддержания пластового давления. Исследования проводились на нескольких месторождениях Республики Татарстан.

Из положительных моментов для всех рассмотренных месторождений характерна низкая температура пласта (в диапазоне 20–25°C для тульских и бобриковских отложений и 30°C для девонских), что может способствовать повышению степени гидрофобности породы, а значит, и повышению потенциала НМВ к изменению смачиваемости в сторону гидрофильного состояния. Кроме того, оптимистичный прогноз применения НМВ связан с высокой минерализацией пластовой и добываемой воды в большинстве случаев (порядка 200–300 г/л). Значения pH пластовой воды соответствует слабокислой среде (5–6.8),

что также раскрывает потенциал НМВ, с точки зрения повышения щелочности среды в результате нарушения ионного равновесия системы.

К негативным факторам на этапе прескрининга, снижающим потенциал применимости НМВ на тульских и бобриковских отложениях, можно отнести высокую проницаемость коллектора, достигающую 1500–2300 мД, повышенную обводненность и высокий текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), поэтому большим потенциалом по эффективности применения НМВ будут обладать месторождения с непродолжительной историей разработки и относительно сниженными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по сравнению с характерными для данных отложений. Кроме того, негативным фактором может стать повышенная вязкость нефти, которая характерна для данных отложений и составляет свыше 100 сП для большинства рассмотренных месторождений с известным значением вязкости нефти.

Для дальнейших исследований подобраны Татсуksинское и Соколкинское месторождения с наличием перечисленных выше положительных факторов. Для Татсуksинского месторождения (тульские отложения) характерна также непродолжительная история разработки (с 2015 года), низкая степень обводненности, а Соколкинскому месторождению (бобриковские отложения) соответствуют более низкие значения вязкости нефти (61 сП) и проницаемости (650 мД).

Положительный фактор для девонских отложений – низкая вязкость нефти (менее 10 сП) по сравнению с характерной для тульского и бобриковского возраста, а также более низкие значения проницаемости (порядка 500 мД). Потенциал применения НМВ может быть снижен из-за продолжительной истории разработки и, как следствие, высокой степени обводненности. Для лабораторных исследований подобрана площадь с минимизацией отрицательных факторов – Миннибаевская.

Стоит отметить, что на этапе прескрининга имелись очень ограниченные данные по минералогическому составу пород, которые важны в случае терригенных пород. Для повышения достоверности этапа прескрининга проведен ряд исследований на пластовой нефти, воде и образцах горных пород со скважин обозначенных выше месторождений, которые включали рентгенфазовый анализ для определения минералогического состава пород, SARA-анализ (Saturate, Aromatic, Resin, Asphaltene) для определения количественного содержания смол и асфальтенов и определение кислотного и основного чисел.

По результатам анализа девонские отложения представляют собой чистый кварц с незначительным содержанием других элементов, таких как кальцит, доломит, пирит и галит, в то время как тульские и бобриковские отложения характеризуется присутствием каолинита (0–2% на тульских, 1–4% на бобриковских), что повышает их потенциал к изменению смачиваемости при закачке НМВ по сравнению с отложениями девона.

Анализ пластовой нефти показал, что все рассматриваемые отложения характеризуются значительным содержанием смол и асфальтенов (27% в сумме). Данный факт может указывать на возможность наличия значительной степени гидрофобности пород до применения НМВ и существенный потенциал к ее изменению в сторону

гидрофильности после закачки НМВ. Вместе с тем, проведенный на образце девонской нефти анализ по определению AN и BN показал, что довольно высокое значение AN (0.15 мг КОН/г) и еще более высокое BN (2.03 мг КОН/г), что, как отмечалось ранее, важно в случае терригенных пород и также может указывать на значительную степень гидрофильности породы.

Значения pH пластовых вод находятся в диапазоне от 5.5 до 6.9, общая минерализация высока (более 250 г/л для тульских и бобриковских, 90 г/л на девонских отложениях), отмечается также значительное содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} (табл. 2).

Параметры	Ед. измерения	Тульский	Бобриковский	Девон
HCO_3^-		31	220	134
SO_4^{2-}		157	591	40
Cl^-		173 754	161 343	56 736
Ca^{2+}	мг/л	9 018	6 012	7 014
Mg^{2+}		6 384	4 560	3 648
$(\text{Na}+\text{K})^+$		90 393	89 520	21 930
Минерализация		279 737	262 246	89 503
Плотность	г/см ³	1.18	1.17	1.04
pH (при 23°C)		5.5	6.5	6.9

Табл. 2. Компонентный состав пластовых вод

Заключение

Проведенный обзор концепции низкоминерализованного заводнения и изучение опыта коллег по данной теме в области лабораторных исследований показал, что в его основе лежат два основных процесса – набухание и миграция глинистых частиц и изменение смачиваемости, являющееся следствием различных физико-химических процессов, протекающих в системе порода-флюиды. Выделены следующие основные критерии для предварительной оценки применимости НМВ на месторождении:

- Присутствие глинистых частиц;
- Значительное содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , а также многовалентных ионов в пластовой воде;
- Невысокая проницаемость пласта;
- Минерализация НМВ до 5000 ppm, но выше 1000 ppm, а также отсутствие ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} ;
- Предпочтительно более низкое значение вязкости нефти;
- Повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти;
- Гидрофобный тип начальной смачиваемости.

Также, на этапе лабораторных исследований необходимо уделять повышенное внимание к восстановлению смачиваемости образцов, особенно в случае повышенной вязкости нефти.

По результатам предварительного скрининга на примере месторождений Республики Татарстан в пользу потенциальной эффективности от использования НМВ на тульских, бобриковских и девонских отложениях указывает низкая температура пласта, высокая минерализация пластовой воды со значительным содержанием двухвалентных катионов и потенциалом к смещению

уровня pH с текущего слабокислого (5–6.8) в сторону повышенной щелочности и характеристики нефти, обеспечивающие начальную гидрофобность поверхности породы. Кроме того, для отложений тульского и бобриковского горизонтов дополнительным положительным моментом является наличие глинистых частиц, а для девонского возраста – пониженная вязкость нефти. Для дальнейших исследований подобраны Татсукинское месторождение (тульские отложения) с непродолжительной историей разработки и низкой степенью обводненности, Соколкинское месторождение (бобриковские отложения) с относительно менее низкими значениями вязкости и проницаемости относительно характерных для данного возраста и Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения для отложений девонского периода с минимизацией негативных факторов.

Ввиду большого количества факторов, влияющих на эффективность закачки низкоминерализованной воды, на выбранных в результате предварительного скрининга объектах будут запланированы лабораторные исследования. Сформированная программа лабораторных исследований с целью оценки потенциала применимости закачки низкоминерализованной воды включает определение КУС и фильтрационные эксперименты, и позволит определить влияние факторов относительно низкой температуры, повышенной проницаемости и вязкости нефти, минерального состава (наличие и отсутствие глинистых частиц), и количественно оценить потенциальный эффект от внедрения закачки НМВ.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

- Антониади Д.Г., Савенок О.В., Буков Н.Н., Ганюцкая Е.Д., Панюшкин В.Т. (2014). О возможности использования низкоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи месторождений Краснодарского края. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 8, с. 331–339.
- Ахметгареев В.В. (2016). Исследование процессов разработки нефтяных коллекторов низкоминерализованным заводнением на основе моделирования (на примере месторождений Республики Татарстан). Бугульма, 135 с.
- Игдавлетова М., Исмагилов Т., Ганиев И., Телин А. (2015). Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов. <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii-zakachivaemoy-vody-na-pronitsaemost-i-nefteotdachu-kollektorov>
- Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н. (2011). О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна. *Нефтяное хозяйство*, 1.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-factory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza>
- Тургазинов И.К. (2018). Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений находящихся на поздних стадиях эксплуатации с применением низкоминерализованного заводнения (на примере месторождения южного Тургаа). Дисс. доктора наук.
- Abdallah, W. et al. (2007). Fundamentals of Wettability. Schlumberger, Oilfield Review, pp. 44–61. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-english>
- Al-Shalabi P.E., Emad. (2015). A Comprehensive Review of Low Salinity/Engineered Water Injections and their Applications in Sandstone and Carbonate

Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>

Austad, Tor. (2013). Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using «Smart Water». *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, pp. 301–335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0>

Bartels W.-B., Mahani H., Berg S., Hassanizadeh S.M. (2019). Literature Review of Low Salinity Waterflooding from a Length and Time Scale Perspective. *Fuel*, 236, pp. 338–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.018>

Chavan, M., Dandekar, A., Patil, S. et al. (2019). Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria. *Pet. Sci.*, 16, pp. 1344–1360. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7>

Jackson M.D., Vinogradov Jan, Hamon Gerald, Chameris Manuel (2016). Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones. *Fuel*, 185, pp. 772–793. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.075>

Kakati Abhijit & Sangwai Jitendra (2018). Wettability Alteration of Mineral Surface during Low Salinity Water Flooding: Role of Salt Type, Pure Alkanes and Model Oils Containing Polar Components. *Energy Fuels*, 32(3), pp. 3127–3137. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03727>

Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M., Sorbie K.S. (2008). Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*, 49.

Mamonov Aleksandr, Puntervold Tina & Skule Strand (2017). EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs – Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/187839-MS>

McMillan Marcia, Rahnema Hamid, Romiluy Johnson, Kitty Fitzgerald (2016). Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. *Fuel*, 185, pp. 263–272. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.090>

Morrow, Norman, Buckley, Jill. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. *J Pet Technol*, 63, pp. 106–112. <https://doi.org/10.2118/129421-JPT>

Nasralla, Ramez A., Bataweel, Mohammed A., Hisham A. Nasr-El-Din (2013). Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52, pp. 144–154. <https://doi.org/10.2118/146322-PA>

Piñerez Torrijos I. D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), pp. 5–16. <https://doi.org/10.29047/01225383.251>

Skrætingland, K., Holt, T., Tveheyo, M.T., Skjevrak I. (2010). Snorre Low Salinity Water Injection - Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/129877-MS>

Snosy, M.F., Abu El Ela, M., El-Banbi, A. et al. (2020). Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 10, pp. 2019–2034. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00862-z>

Strand Skule, Puntervold Tina, Austad Tor (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012>

Suijkerbuijk, B.M., Sorop, T.G., Parker, A.R., Masalmeh, S.K., Chmuzh, I.V., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., and A.G. Skripkin (2014). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/169691-MS>

Сведения об авторах

Залина Ринатовна Саптарова – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4
e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

Александр Артурович Мамонов – научный сотрудник, Университет Ставангера
Норвегия, Ставангер, 4033

Сергей Анатольевич Усманов – заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат техн. наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Владислав Анатольевич Судakov – заместитель директора института по инновационной деятельности, директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Мария Сергеевна Шипаева – технический директор, ООО «Геоиндикатор»; инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Артур Альбертович Шакиров – генеральный директор, ООО «Геоиндикатор»; заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 31.07.2022;

Принята к публикации 23.10.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic

Z.R. Saptarova^{1*}, A.A. Mamonov², S.A. Usmanov¹, A.A. Lutfullin³, V.A. Sudakov¹,
M.S. Shipaeva^{1,4}, A.A. Shakirov^{1,4}

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²University of Stavanger, Stavanger, Norway

³Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

⁴Geoindikator JSC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Zalina R. Saptarova, e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

Abstract. This article is devoted to the review of one of the currently relevant methods of enhanced oil recovery – low-salinity waterflooding (LSW) – on the example of terrigenous Tular, Bobrikovian and Devonian reservoirs of the Tatarstan Republic fields.

The first part of review contains information about the key processes underlying this method, such as swelling and migration of clay particles and wettability alteration, as well as the mechanisms that explain these processes, which include cation exchange, multicomponent ion exchange, electric double layer expansion, etc. Their understanding, in turn, contributes to the identification of the

main factors, the presence or absence of which at the field allows us to give a preliminary assessment of LSW application. There are main factors: the presence of clay particles, a significant content of Ca²⁺ and Mg²⁺ ions, as well as multivalent ions in formation water, low formation permeability, reduced oil viscosity, an increased content of acidic and especially basic components in oil and, as a result, a hydrophobic type of initial rock wettability.

Then, examples of using the method in other fields are given and the results of laboratory studies, including the measurement of the contact angle, core flooding experiments, are briefly highlighted.

A preliminary screening is carried out on the basis of geological and field data from several fields of Tatarstan Republic, candidate fields are identified and a preliminary conclusion about LSW application in this region is made. The positive factors for the reservoirs under consideration, identified at the preliminary screening stage, include low formation temperature, high salinity of formation water with a significant content of divalent cations and the potential to shift the pH level from the current slightly acidic level towards increased alkalinity, and an increased content of polar oil components. In addition, the reservoirs of the Tulian and Bobrikovian horizons are characterized by the presence of clay particles, and the Devonian reservoir are characterized by a reduced oil viscosity coupled with an increased oil base number.

Keywords: low-salinity waterflooding, wettability, Tulian horizon, Bobrikovian horizon, Devonian period

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

Recommended citation: Saptarova Z.R., Mamonov A.A., Usmanov S.A., Lutfullin A.A., Sudakov V.A., Shipaeva M.S., Shakirov A.A. (2022). Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 82–90. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.7>

References

- Abdallah, W. et al. (2007). Fundamentals of Wettability. Schlumberger, Oilfield Review, pp. 44–61. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-english>
- Akhmetgareev V.V. (2016). Investigation of the processes of oil reservoirs development by low-salinity waterflooding based on modeling (on the example of fields in the Republic of Tatarstan). Bugulma, 135 p. (In Russ.)
- Al-Shalabi P.E., Emad. (2015). A Comprehensive Review of Low Salinity/Engineered Water Injections and their Applications in Sandstone and Carbonate Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>
- Antoniadi D.G., Savenok O.V., Bukov N.N. et al. (2014). The possibility of using low-salinity water for increasing oil fields in Krasnodar region, *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten*, 8, pp. 331–339. (In Russ.)
- Austad, Tor. (2013). Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using «Smart Water». *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, pp. 301–335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0>
- Bartels W.-B., Mahani H., Berg S., Hassanizadeh S.M. (2019). Literature Review of Low Salinity Waterflooding from a Length and Time Scale Perspective. *Fuel*, 236, pp. 338–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.018>
- Chavan, M., Dandekar, A., Patil, S. et al. (2019). Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria. *Pet. Sci.*, 16, pp. 1344–1360. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7>
- Jackson M.D., Vinogradov Jan, Hamon Gerald, Chamerois Manuel (2016). Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones. *Fuel*, 185, pp. 772–793. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.075>
- Igdavletova M., Ismagilov T., Ganiev I., Telin A. (2015). Influence of salinity of injected water on permeability and oil recovery of reservoirs. (In Russ.) <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii-zakachivaemoy-vody-na-pronitsaemost-i-nefteotdachu-kollektorov>
- Kakati Abhijit & Sangwai Jitendra (2018). Wettability Alteration of Mineral Surface during Low Salinity Water Flooding: Role of Salt Type, Pure Alkanes and Model Oils Containing Polar Components. *Energy Fuels*, 32(3), pp. 3127–3137. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03727>
- Kuznetsov A.M., Kuznetsov V.V., Bogdanovich N.N. (2011). On the question of preserving natural wettability of a core taken from wells. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1. (In Russ.)
- Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M., Sorbie K.S. (2008). Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*, 49.
- Mamonov Aleksandr, Puntervold Tina & Skule Strand (2017). EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs – Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/187839-MS>
- McMillan Marcia, Rahnema Hamid, Romiluy Johnson, Kitty Fitzgerald (2016). Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. *Fuel*, 185, pp. 263–272. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.090>
- Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of oil and gas reservoir rocks. (In Russ.) <https://magazine.neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-factory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza>
- Morrow, Norman, Buckley, Jill. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. *J Pet Technol*, 63, pp. 106–112. <https://doi.org/10.2118/129421-JPT>
- Nasralla, Ramez A., Bataweel, Mohammed A., Hisham A. Nasr-El-Din (2013). Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52, pp. 144–154. <https://doi.org/10.2118/146322-PA>
- Piñerez Torrijos I. D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), pp. 5–16. <https://doi.org/10.29047/01225383.251>
- Skrettingland, K., Holt, T., Tweheyo, M.T., Skjevraak I. (2010). Snorre Low Salinity Water Injection - Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/129877-MS>
- Snosy, M.F., Abu El Ela, M., El-Banbi, A. et al. (2020). Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 10, pp. 2019–2034. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00862-z>
- Strand Skule, Puntervold Tina, Austad Tor (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012>
- Suijkerbuijk, B.M., Sorop, T.G., Parker, A.R., Masalmeh, S.K., Chmuzh, I.V., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., and A.G. Skripkin (2014). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/169691-MS>
- Turgazinov I.K. (2018). Improving the efficiency of the development of oil fields in the late stages of operation using low-salinity waterflooding (on the example of the South Turgay field). Dr. sci. diss. (In Russ.)

About the Authors

Zalina R. Saptarova – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Alexander A. Mamonov – Researcher, University of Stavanger, Stavanger, Norway
Norway, Stavanger, 4033

Sergey A. Usmanov – Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC
Lenin str., 75, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Maria S. Shipaeva – Technical Director, Geoindikator JSC; Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Artur A. Shakirov – General Director, Geoindikator JSC; Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 31 July 2022;

Accepted 23 October 2022; Published 20 December 2022