

Применение циклической закачки раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных терригенных пластов

А.В. Деньгаев¹, А.Ф. Максименко¹, Л.В. Иванова¹, В.В. Дуркин^{2*}, Д.Ю. Саврей², Б.В. Саргин³

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия

³ООО «БИГ», Москва, Россия

По мере выработки запасов нефти при разработке нефтяной залежи на упруговодонапорном режиме постоянно растет обводненность продукции, что, в свою очередь, снижает эффективность заводнения и поддержания пластового давления системой нагнетательных скважин. Реологическая характеристика насыщающего флюида и структура коллектора влияют на вероятность преждевременного обводнения добывающих скважин. Для увеличения нефтедобычи и выравнивания фронта вытеснения используются различные полимерные системы, как синтетические, так и биологические, способствующие дополнительной добыче нефти из ранее не охваченных зон коллектора. Встречаются технологии как постоянной закачки рабочего агента с полимером, так и оторочки полимерного раствора определенной концентрации с последующей закачкой воды. В работе исследовано влияние закачек раствора ксантана на коэффициент вытеснения нефти с последующей закачкой пластовой воды. Выполнено экспериментальное (лабораторное) исследование по чередующейся закачке растворов ксантана и пластовой воды для увеличения фильтрационного сопротивления в обводненных фильтрационных каналах. В качестве физической модели для выполнения экспериментов выбраны неоднородные терригенные керновые образцы с различной трещиноватостью и фильтрационно-емкостными свойствами. Получена зависимость коэффициента вытеснения нефти и обводненности жидкости от закачанного объема пластовой воды. Отмечено, что ключевым фактором снижения эффективности вытеснения после закачки полимерной оторочки является потеря полимерных молекул как после адсорбции на горной породе, так и при дальнейшей фильтрации пластовой воды посредством диффузии. Установлено, что изменение скорости фильтрации благоприятно сказывается на вовлечении нефтенасыщенной горной породы в процесс вытеснения за счет герметизации обводненных участков при изменении давления закачки. За счет закачки трех полимерных растворов ксантана объемами 15%, 20% и 25% от исследуемого порового объема керновой модели удалось увеличить коэффициент вытеснения нефти на 31%. В качестве одного из контрольных параметров оценки эффективности применения полимерных оторочек бралось содержание воды в отбираемых объемах жидкости на выходе из керновой модели.

Ключевые слова: ксантан, полимерное заводнение, коэффициент вытеснения нефти, обводненность, неоднородный коллектор, физическое моделирование

Для цитирования: Деньгаев А.В., Максименко А.Ф., Иванова Л.В., Дуркин В.В., Саврей Д.Ю., Саргин Б.В. (2024). Применение циклической закачки раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных терригенных пластов. *Георесурсы*, 26(3), с. 220–231. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.22>

Введение

Одной из проблем добычи нефти из неоднородных коллекторов является преждевременное обводнение продукции скважин как на естественном режиме, так и на упруговодонапорном режиме разработки. После прорыва воды от нагнетательных скважин при упруговодонапорном режиме разработки залежи эффективность системы поддержания пластового давления резко снижается и уменьшается коэффициент нефтеотдачи пласта. Снижение добычи углеводородов способствует внедрению мероприятий по повышению эффективности заводнения, снижению обводненности и увеличению коэффициента извлечения нефти.

Полимерное заводнение дает возможность извлекать больше нефти из пластов, но требует значительных экономических затрат. На начальном этапе необходимо определить преимущества и недостатки применяемых полимеров. Ключевым фактором внедрения указанной технологии является литологический характер коллектора и его фильтрационно-емкостные параметры. Несмотря на преимущества технологии полимерного заводнения, рентабельность указанной технологии будет зависеть от затрат на приобретение применяемого реагента в требуемых объемах. В последние годы системы на основе синтетических полимеров широко применяются в нефтегазодобывающей отрасли, однако из-за их негативного влияния на экологию в качестве более безопасного аналога рассматриваются природные полимеры, например ксантановая камедь (Малкин, 2021; Anderson et al., 2023).

Ксантан – это биополимер, синтезируемый путем микробиологической ферментации углеводов с использованием бактерий. Растворы на основе продуктов

* Ответственный автор: Василий Вячеславович Дуркин
e-mail: vdurkin@ugtu.net

© 2024 Коллектив авторов

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

жизнедеятельности бактерий, в частности ксантановой камеди, обладают высокой вязкостью за счет наличия двойной, а также тройной структуры полимерной цепи с обширными водородными связями на полярных боковых цепях (Eiroboyi, Ikiensikimama, 2018; Eiroboyi et al., 2019). Такой полимер применим в различных областях нефтегазовой отрасли, в том числе и при полимерном заводнении.

Ксантановая камедь по сравнению с синтетическими полимерами имеет преимущество, состоящее в снижении нагрузки на окружающую среду за счет ускоренной биологической деградации и меньшего периода разложения (ферментирования) полимера.

Помимо биологической деградации в полимерных растворах, включая растворы ксантана, присутствует явление механической деструкции, которое обусловлено скоростью прохождения молекул через капилляры небольшого диаметра и проявляется в удлинении цепи макромолекулы с дальнейшим ее разрывом при определенных скоростях сдвига и разжижением раствора.

При полимерном заводнении характер механической деструкции зависит от размера и формы макромолекул полимера, концентрации полимера в растворе и скорости фильтрации. По некоторым экспериментальным данным (Cao et al., 2019; Ferreira, Moreno, 2017), механическое разрушение полимера происходит в капиллярах диаметром 0,12–0,508 мм при скоростях сдвига свыше 100–200 тыс. с⁻¹. Однако при фильтрации полимерного раствора в неоднородной пористой среде с развитой трещиноватостью и раскрытостью трещин величина критической скорости сдвига может быть существенно ниже. Отсюда следует, что помимо свойств полимеров в водной среде и термобарических условиях применения на эффективность полимерного заводнения может влиять как свойства скелета породы (пористость, проницаемость, тип коллектора, структура), так и свойства насыщающего коллектор флюида (вязкость нефти, остаточная нефтенасыщенность, содержание ионов различных солей в пластовой воде), исследованные в работах (Hashmet et al., 2017; Ng et al., 2018; Khamees, Flori, 2018; Alfazazi et al., 2019), а также режим закачки. Природные полимеры (ксантан, склероглюкан, шизофиллан, гуаровая камедь) менее подвержены механической деструкции, чем синтетические (полиакриламид), при этом ксантановая камедь является наиболее устойчивым биополимером к этому виду разрушения (Ferreira et al., 2022).

Следующим, достаточно важным свойством полимерных систем является адсорбирование, за счет чего эффективность вытеснения нефти снижается в результате потери полимерных молекул на стенках каналов при фильтрации в коллекторе и контакте с пластовой водой. Адсорбция может быть как первичной (равномерное покрытие молекулами скелета горной породы), так и вторичной, при которой возможен кратковременный срыв молекул полимера с поверхности горной породы. Данный процесс длится до тех пор, пока не установится новое равновесие (молекулы в жидкости занимают свободный участок адсорбции) в случае дальнейшей фильтрации полимерного раствора.

В работе (Ferreira, Moreno, 2019) по результатам исследования по адсорбции фильтруемых растворов полиакриламида через пористые терригенные горные

породы отмечено, что при первичной адсорбции снижение проницаемости горной породы зависит от концентрации полимерного раствора. При повторной закачке раствора полимера снижение проницаемости ниже, чем при первичной, что, по всей видимости, связано с толщиной адсорбционного слоя. Аналогичное исследование с идентичными результатами выполнено другим коллективом авторов (Han et al., 2018).

Для повышения эффективности заводнения могут применяться комбинированные полимерные растворы, это, как правило, растворы с синтетическими и биологическими полимерами для создания оптимальных реологических свойств (Sancet et al., 2018).

Полимерное заводнение чаще всего используется для извлечения углеводородных пластовых флюидов, так как преждевременное обводнение нефтяной залежи может начаться через высокопроницаемые участки коллектора из-за отличий вязкостных показателей системы нефть – вода, причем приращение дебита по нефти зависит как от технологического процесса заводнения и свойств коллектора, так и от реологической характеристики флюида (Cenk et al., 2017). Отметим также исследования по закачке полимерных растворов в сочетании с другими агентами, например с углекислым газом (Dennar et al., 2022), поверхностно-активными веществами (ПАВ) (Izuchukwu et al., 2018; Tackie-Otoo et al., 2022) или наночастицами (оксидами металлов, глинами, бентонитом) с целью изменения профиля притока/приемистости скважин в призабойной зоне (Sheidaie et al., 2022; Zhangaliyev et al., 2022; Song et al., 2022), а также сочетания полимеров с ингибиторами солеотложений (Liu et al., 2021).

В работе (Abdulraheem et al., 2018) изучались различные скорости потока воды с полимерами после полного обводнения продукции с целью определения объемного расхода с максимальным коэффициентом вытеснения нефти. Очевидно, что чем ниже скорость сдвига, тем более равномерно двигается фронт воды с полимером, поэтому максимальное значение коэффициента вытеснения нефти получено при объемном расходе 2 мл/мин (максимальный – 10 мл/мин) через искусственную физическую модель со стеклянными шариками в стальном цилиндре диаметром 25 мм и длиной 2 м с поровым объемом 98,125 мл. При фильтрации с объемным расходом 10 мл/мин по сравнению с самым низким расходом коэффициент вытеснения нефти упал всего на 4,75%, что, в свою очередь, несущественно.

Авторы статьи (Jin et al., 2020) исследовали последовательную закачку нескольких полимерных растворов гидролизованного полиакриламида (ГПАА) различной концентрации. Во всех проведенных экспериментах при закачке порядка двух поровых объемов раствора ГПАА в насыпную модель с концентрациями 0,8–7,0 г/л после вытеснения нефти минерализованной водой коэффициент вытеснения увеличивался в среднем на 5,3%. Повторная закачка полимерного раствора в среднем снижала нефтенасыщенность керновых образцов на 4,0%. В результате анализа исследований установлено дополнительное снижение нефтенасыщенности горной породы за счет увеличения концентрации полимера и увеличения минерализации пластовой воды.

Влияние минерализации воды на изменение вязкостных параметров полимеров изучалось в работе (Azad, Trivedi, 2020) с целью определения реологической модели течения и входящих в нее показателей при полимерном заводнении, установлено, что снижение нефтенасыщенности обусловлено пробковым режимом течения на контакте с минерализованной водой за счет выравнивания профиля приемистости. В отличие от ГПАА, ксантановая камедь имеет более разветвленную структуру, соответственно, большую молекулярную массу, что существенно снижает чувствительность к минерализации воды, в которой растворяется полимер, и скорости сдвига (Uzoho et al., 2020; Нажису, Ерофеев, 2018). Минерализация воды, в которой растворяется полимер, также влияет на адсорбцию полимерных молекул в скелете горной породы (Sebastian et al., 2022) и на изменение вязкоупругих свойств со скоростью сдвига (Romero-Zerón, Espinosa, 2020; Reinoso et al., 2018).

На рис. 1 представлена схема распределения полимерных молекул в пористой среде. Помимо адсорбции полимерного раствора **6**, в порах горной породы происходят следующие процессы: гидродинамическое удержание полимерных молекул **5** и их агломерация по мере движения полимерной оторочки **2**. Гидродинамическое удержание полимера зависит от скорости потока воды, поэтому можно считать, что сорбированный полимер временно находится в застойных поровых областях (Sugar et al., 2020). После срыва молекул полимера высока вероятность удержания **3** в узких фильтрационных каналах и закупоривания пор между зернами горной породы **1**, меняя при этом направление фильтрационного потока **4** за счет увеличения фильтрационного сопротивления в обводненной зоне (Велиев, 2020). Очевидно, что применение полимерного вытеснения на стадиях **1–3** разработки месторождения может спровоцировать образование застойных зон с остаточной нефтенасыщенностью.

Авторы работы (Vik et al., 2018) провели лабораторные эксперименты по вытеснению нефти из насыпной модели пласта с отслеживанием фронта движения воды с полимером по результатам томографических исследований. Концентрации реагентов (ГПАА, глицерина и ксантана) были подобраны таким образом, чтобы вязкости полимерных растворов совпадали при средней скорости потока и скорости сдвига (27 мПа·с). Вязкость нефти в насыпной

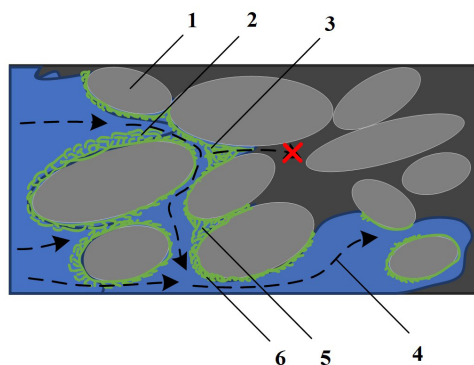


Рис. 1. Удержание полимера в горной породе при движении фильтрационного потока. Обозначения: 1 – зерна песчаника; 2 – увеличенный полимерный слой; 3 – удержание полимерных молекул в узком канале фильтрации; 4 – фильтрационный поток нефтывытесняющего агента; 5 – гидродинамическое удержание полимера; 6 – сорбированный полимер на зернах

модели перед проведением экспериментов составляла около 470 мПа·с при 50 °С (3000 мПа·с при 22 °С). Параметры насыпных моделей были следующими: поровый объем – около 435 мл, средняя проницаемость – 1,282 мкм², остаточная водонасыщенность – 0,110 д. ед. После насыщения нефтью при 50 °С модель термостатировалась и выполнялось вытеснение нефти раствором полимера с объемным расходом 0,05 мл/мин, результаты определения коэффициента вытеснения нефти представлены на рис. 2.

Раствор ксантана по сравнению с другими полимерными растворами (глицерином и ГПАА) при низкой концентрации имеет наименьший коэффициент нефтывытеснения. Полученный результат связан как с химическим строением молекулы, так и со свойствами биополимера – уменьшением вязкости раствора (от 27 до 6 мПа·с) при увеличении скорости сдвига (с 1 до 100 с⁻¹). Отметим также, что результаты, представленные на рис. 2, относятся к однородным пластам, содержащим высоковязкую нефть, и в случае проведения экспериментов на неоднородных моделях с другим насыщающим флюидом результаты могут существенно отличаться.

Изменение динамической вязкости при изменении скорости сдвига ксантана также рассматривалось в работе (Salmo et al., 2020). Механизм вытеснения нефти полимерным раствором представляет собой совокупность факторов, которые зависят от литологического состава и структуры порового пространства, наличия неоднородностей, а также от реологической модели течения и входящих в нее показателей полимерного раствора и скорости движения закачиваемой воды (истинной скорости) в фильтрационных каналах пористой среды.

В работе (Ogunkunle et al., 2022) провели экспериментальное исследование по закачке растворов гидрофобно ассоциированного полиакриламида, ксантана и гуаровой камеди с целью повышения нефтеотдачи из терригенных горных пород. Вытеснение одним из представленных выше полимерных растворов с концентрацией 0,6 г/л проводилось после закачки воды, причем аналогичные эксперименты проведены с закачкой растворов полимеров с концентрациями от 0,1 до 0,4 г/л. После закачки пластовой воды объемом 1,2 порового объема ($1,2V_{\text{пор}}$) без полимера коэффициент вытеснения составил 0,239 д. ед., закачка раствора ксантана $1,3V_{\text{пор}}$ с концентрацией 0,1 г/л и последующая закачка $1,3V_{\text{пор}}$ раствора ксантана с концентрацией 0,4 г/л увеличили коэффициент вытеснения на 0,088 и 0,209 д. ед. соответственно.

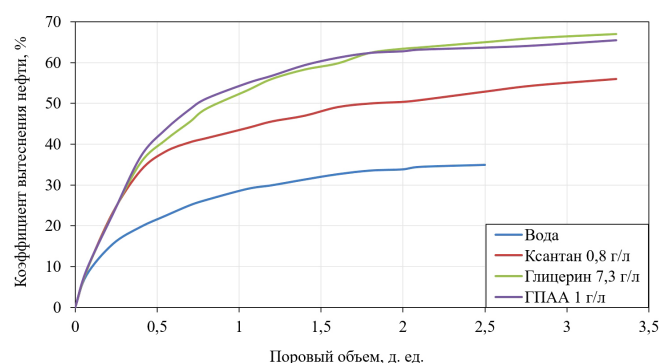


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения высоковязкой нефти от закачиваемого агента (Vik et al., 2018)

При аналогичной закачке растворов гидрофобно ассоциированного полиакриламида коэффициент вытеснения нефти составил 0,170 и 0,142 д. ед. соответственно. Отличительной особенностью указанного исследования является созданный перепад давления после фильтрации полимерных растворов, так после фильтрации растворов ксантана дифференциальное давление составило 6 кПа, после растворов полиакриламида – 3,6 кПа при расходе 0,025 мл/мин через керновые образцы со средней исходной проницаемостью, равной 2,85 мкм². Полученные проницаемости в результате закачки растворов полимеров ксантана и полиакриламида составили 2,395 и 2,078 мкм² соответственно. Установленные перепады давлений могут быть вызваны реологическими свойствами полимерных растворов и размером молекул, которые создавали адсорбционные слои внутри фильтрационных каналов.

Результаты серии экспериментов (Hashmet et al., 2017) по закачке оторочек биополимера шизофиллана при температуре 120 °С и минерализации пластовой воды 167 г/л в карбонатные керновые образцы показали хорошую стабильность биополимера в ядрах относительно высокой проницаемости (от 120 мкм²), а также механическую деструкцию шизофиллана в керновых образцах проницаемостью 3–44 мкм² при объемном расходе закачки 0,2 мл/мин. Выявлено также, что размер полимерной оторочки должен минимально составлять $0,1 V_{\text{пор}}$, поскольку при закачке пластовой воды наблюдалось явление адсорбции. Авторами отмечено, что скорость закачки оказывает незначительное влияние на коэффициент вытеснения нефти после закачки раствора шизофиллана.

В случае применения технологии полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей полимеры также могут применяться с целью довытеснения нефтяных линз, ранее не охваченных заводнением. В работе (Izuchukwu et al., 2018) проведено экспериментальное исследование на прозрачной физической 2D-модели по закачке воды, затем воды с ПАВ, после чего раствора ПАВ с концентрацией биологического полимера гуммиарабика 5 г/л. Очевидно, что закупоривание пустот в данной модели будут отсутствовать, поэтому авторы работы придерживались лишь идеи отслеживания изменения фронта вытеснения нефти при закачке агентов. Закачка раствора ПАВ перед закачкой раствора биополимера с ПАВ благоприятно повлияла на вытеснение нефти за счет увеличения вязкости и снижения поверхностного натяжения между нефтяной фазой и закачиваемой водой с полимером.

На основе вышеизложенного определена цель, задачи и методика выполнения экспериментальных работ.

Целью представленного в настоящей статье экспериментального (лабораторного) исследования является оценка влияния циклической закачки раствора ксантана на коэффициент вытеснения нефти путем проведения физического моделирования на неоднородной керновой модели. Для выполнения поставленной цели решается следующий ряд задач:

- 1) закачка раствора ксантана в нефтенасыщенную керновую модель;
- 2) закачка пластовой воды и отбор жидкости на выходе фильтрационной модели с оценкой содержания нефти и воды;

- 3) выполнение повторной закачки раствора ксантана с дальнейшей закачкой пластовой воды;

- 4) анализ результатов по вытеснению нефти при циклической закачке биополимера и определение основных факторов, влияющих на эффективность процесса.

Научная новизна настоящей работы состоит в использовании для экспериментального исследования продуктов жизнедеятельности бактерий *Xanthomonas fuscans* совместно с бактерицидом для полимерного заводнения на произвольном месторождении. Оригинальность работы заключается в обосновании циклической закачки биополимерных растворов с целью уменьшения экономических затрат на увеличение нефтеотдачи, а также изменения режима закачки воды в результате перераспределения потока и довытеснения нефти из образцов горной породы.

Материалы и методы

Настоящее исследование по определению коэффициента вытеснения нефти при циклической закачке растворов ксантана проведено на фильтрационной установке ПИК-ОФП/ЭП-К-Т (АО «Геологика», Россия). Гидравлическая схема основных используемых узлов и агрегатов фильтрационной установки представлена на рис. 3. В качестве кернового материала (пористой среды) использованы терригенные горные породы с наличием трещин в прослоях аргиллита. Коллектор характеризуется средне-, мелко- и тонкозернистыми песчаниками, относящимися к старооскольским отложениям среднего девона (D₂st). Керновые образцы 17, 26 и 16 имеют однообразный гранулометрический состав, весьма слабую сцементированность. Образцы 70, 90 и 76 представлены среднезернистым песчаником, имеют примеси аргиллита с наличием трещин по длине образцов. Низкопроницаемые образцы 68 и 80 с высокой сцементированностью (содержат аргиллит и мелкозернистый песчаник) и не имеют сквозных трещин по длине. В табл. 1 представлены параметры керновых образцов неоднородной составной модели, фильтрационные параметры которых определены волюметрическим методом на установке ПИК-ПП.

Сухие керновые образцы предварительно насыщали в сатураторе пластовой водой. Минерализация пластовой воды – 78,9 г/л, тип воды – хлоридно-кальциевый, плотность и вязкость при 20 °С – 14,35 мПа·с, содержание серы – 0,07%, содержание парафина – 9,79%, содержание смол – 5,46%, содержание асфальтенов – 0,31%.

После насыщения пластовой водой керновые образцы помещали в кернодержатель с уменьшением проницаемости к выходу составной модели. Керновые образцы располагались таким образом, чтобы трещины были в одном направлении и частично пересекались между керновыми образцами составной модели, тем самым образуя канал с низким фильтрационным сопротивлением. Между торцами керновых образцов вставляли фильтрационную бумагу для снижения капиллярных концевых эффектов. Затем создавали горное давление (давление обжима керновой модели резиновой манжетой) и выполняли закачку дегазированной нефти в количестве 5 поровых объемов керновой модели ($5 V_{\text{пор}}$). По мере прокачки нефти выходящий объем жидкости поступал по трубке в измерительную емкость для оценки вышедшего объема пластовой воды

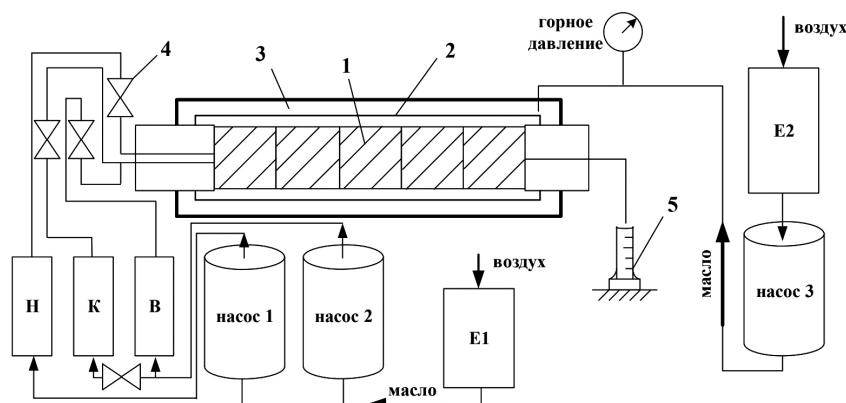


Рис. 3. Гидравлическая схема эксперимента по закачке раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти. Обозначения: 1 – керновые образцы; 2 – резиновая манжета; 3 – кернодержатель заполненный трансформаторным маслом; 4 – вентильный кран; 5 – измерительная емкость; E1, E2 – емкости с трансформаторным маслом под давлением сжатого воздуха; H – разделительная емкость с нефтью и трансформаторным маслом; K – разделительная емкость с раствором ксантана; B – разделительная емкость с водой и трансформаторным маслом

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Объем образца, мл	Поровый объем, мл	Абсолютная проницаемость по газу (гелий) $\times 10^{-15}, \text{м}^2$
17	2,95	2,97	20,40	5,33	4264
26	2,95	2,98	20,56	5,23	4103
16	3,12	2,98	21,74	5,60	3846
70	2,91	2,96	20,00	4,64	218
90	3,06	2,95	20,86	5,13	134
76	3,46	2,97	23,92	5,83	131
68	3,66	2,97	25,25	7,20	20
80	3,59	2,98	24,97	6,59	9
Σ / среднее	25,7 / –	– / 2,97	177,70 / –	45,55 / –	– / 1590,6

Табл. 1. Параметры керновых образцов, установленные в ходе эксперимента по вытеснению нефти

из керновой модели и расчета начальной нефтенасыщенности. Насыщение шло при постоянном объемном расходе закачки нефти, который составляет 0,04 мл/мин (или 0,09% $V_{\text{пор}}/\text{мин}$). Начальная нефтенасыщенность модели в результате насыщения составила 0,932 д. ед.

Нефть и вода по мере насыщения и выполнения экспериментального исследования по вытеснению отбирали в градуированную стеклянную тару объемами 10, 25 и 50 мл со шкалами основных делений 0,2 мл для 10 мл и 1 мл для 25/50 мл. Минимальный отбираемый объем жидкости на выходе равен 5 мл, максимальный – 50 мл. По отбираемым объемам рассчитывали содержание воды в отобранном объеме жидкости для оценки динамики обводненности по мере вытеснения нефти водой.

Биополимерный раствор ксантана готовили на основе той же пластовой воды с массовой концентрацией полимера 1 г/л. Такая концентрация выбрана с учетом результатов проведенных ранее исследований по определению реологической модели поведения полимерного раствора, а также с рассчитанными гидравлическими сопротивлениями течению. При выборе также принимались во внимание экономическая целесообразность и обеспечение условия выравнивания профиля приемистости. Для предупреждения биологической деструкции полимерного раствора с течением времени применялся бактерицид Atrén Bio A с концентрацией 0,5 г/л (Дуркин, Саврей, 2023).

Определение коэффициента вытеснения нефти (КВН) и оценку влияния закачки биополимерного раствора выполняли по следующему алгоритму.

1. Оценка КВН пластовой водой с постоянным объемным расходом 0,08 мл/мин, что соответствует истинной скорости фильтрации 0,32 м/сут. Такая скорость выбиралась на основании данных, полученных в ходе проведенных ранее трассерных исследований на нефтяном месторождении N.

2. Закачка $0,15V_{\text{пор}}$ раствора ксантана и продолжение вытеснения нефти пластовой водой с оценкой прироста КВН и уменьшения обводненности.

3. Закачка $0,20V_{\text{пор}}$ раствора ксантана с продолжением вытеснения нефти пластовой водой.

4. Закачка $0,25V_{\text{пор}}$ раствора ксантана и довытеснение нефти с изменением объемного расхода закачиваемой пластовой воды с оценкой влияния скорости фильтрации на изменение КВН и обводненности.

По завершению вытеснения нефти растворами ксантана с пластовой водой выполнена оценка распределения насыщенных нефтью и водой по керновым образцам составной модели с помощью аппарата Закса.

Предполагалось, что благодаря циклической стимуляции полимерным раствором будет происходить равномерное снижение коэффициента нефтенасыщенности по длине керновой модели до достижения обводненности 98–100% выходящей жидкости или момента прокачки $2V_{\text{пор}}$ пластовой воды. Обводненность выходящей жидкости из модели при постоянной скорости фильтрации является ключевым параметром эффективности вытеснения.

Кроме того, при циклической закачке раствора биополимера с дальнейшим довытеснением нефти пластовой водой оценивался эффект закупорки «промытых»

фильтрационных каналов посредством удержания полимера между зернами песчаника. По мере закачки пластовой воды после закачек растворов полимера ожидалось включение новых, ранее не охваченных вытеснением фильтрационных каналов, а также, что изменение фильтрационного потока, в свою очередь, будет способствовать снижению обводненности и увеличению коэффициента вытеснения нефти.

Результаты

В результате выполнения экспериментального исследования рассчитаны КВН пластовой водой после каждой закачки полимерного раствора (табл. 2). При закачке воды без биополимера КВН составил 36,4%, что для данного кернового материала, насыщенного дегазированной нефтью и пластовой водой при температуре около 20–22 °С, является ожидаемым результатом. Прирост КВН после закачки полимерного раствора объемом $0,15V_{\text{пор}}$ составил 8,0%, что соответствует полученному КВН, равному 44,4%. Однако после второй закачки раствора биополимера в объеме $0,20V_{\text{пор}}$ прирост КВН составил всего 7,4% (суммарный КВН равен 51,8%) при большем объеме закачанной пластовой воды, а при последующей (последней) закачке полимерного раствора объемом $0,25V_{\text{пор}}$ получен более существенный прирост КВН.

По динамике КВН и обводненности (рис. 4) можно заключить, что при вытеснении без полимерного раствора содержание воды резко увеличивается до 98–100% при отборе около $1,20V_{\text{пор}}$ жидкости. После первой

закачки биополимера обводненность снизилась до 90–94%, с уменьшением эффективности вытеснения нефти увеличивается содержание воды до последующей закачки полимерного раствора. При второй закачке полимерного раствора прирост давления отличается несущественно – максимальное зафиксированное давление выросло на 2,2% относительно полученного максимального давления после первой закачки полимерного раствора, а установившееся давление при фильтрации пластовой воды увеличилось на 4,2% (табл. 2). Увеличение КВН после второй закачки раствора ксантана с небольшой обводненностью длится около $1,2V_{\text{пор}}$, после чего эффективность вытеснения резко снижается.

На рис. 5 представлена динамика давления закачки воды, КВН и обводненности выходящей жидкости в зависимости от прокачанного объема воды после закачки раствора ксантана объемом $0,25V_{\text{пор}}$. Увеличение расхода закачиваемой пластовой воды не привело к вовлечению в процесс вытеснения новых нефтенасыщенных участков керновой модели. Изменение темпа закачки повлияло на КВН и обводненность как на этапе движения полимерного раствора в горной породе, так и при перераспределении полимерных молекул в горной породе с увеличением фильтрационного сопротивления в обводненных каналах фильтрации. Кроме того, отметим, что чем больше времени с момента закачки полимерного раствора прошло, тем меньше вероятность изменения фильтрационного потока за счет отрыва молекул полимера и закупорки обводненных фильтрационных каналов, так как процесс

Параметр и размерность	Вытеснение нефти пластовой водой			
	без раствора ксантана	после $0,15V_{\text{пор}}$ раствора ксантана 1 г/л	после $0,20V_{\text{пор}}$ раствора ксантана 1 г/л	после $0,25V_{\text{пор}}$ раствора ксантана 1 г/л
Максимальное давление закачки, МПа	0,647	1,379	1,410	2,875
Установившееся давление закачки при объемном расходе 0,08 мл/мин, МПа	0,462	1,138	1,186	1,935
Количество прокачанного $V_{\text{пор}}$ воды, ед.	1,96	2,11	2,56	4,27
КВН, %	36,4	44,4	51,8	67,4
Прирост КВН, %	–	8,0	7,4	15,6

Табл. 2. Основные результаты экспериментального исследования

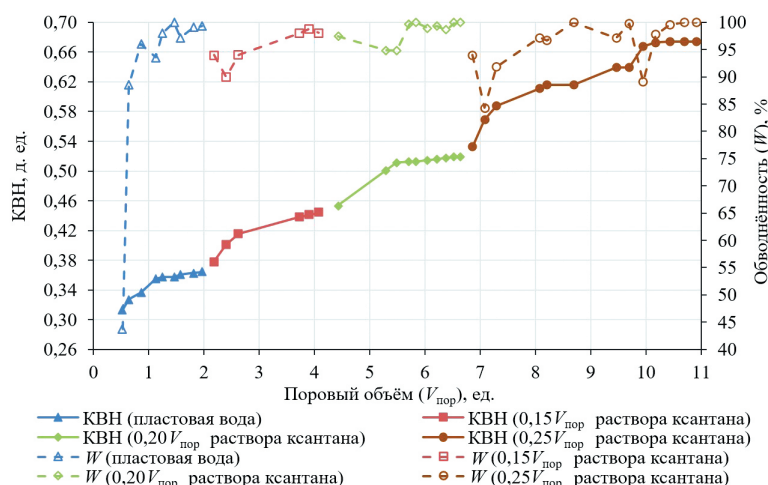


Рис. 4. Динамика коэффициента вытеснения нефти и обводненности по мере закачки поровых объемов пластовой воды с раствором ксантана концентрации 1 г/л

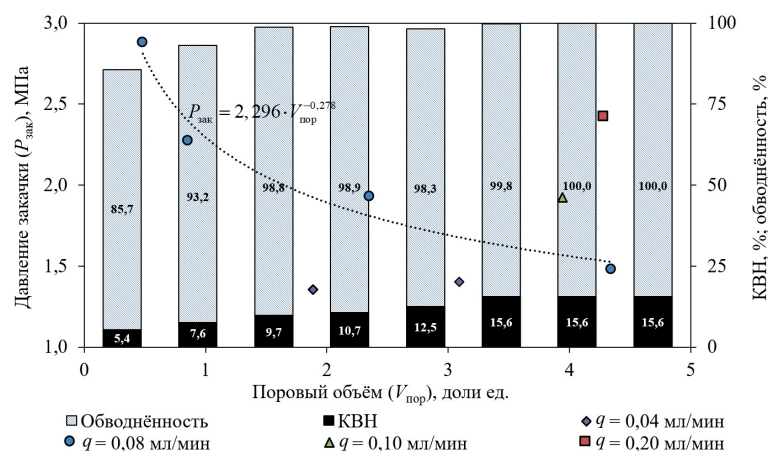


Рис. 5. Динамика коэффициента вытеснения нефти (KBH), обводненности и давления после закачки $0,25V_{пор}$ ксантана 1 г/л в зависимости от объемного расхода (q) и прокачанного порового объема ($V_{пор}$) пластовой воды

диффузии проходит вне зависимости от скорости фильтрации, что указывает тренд снижения давления закачки воды при объемном расходе 0,08 мл/мин на рис. 5.

В конце экспериментального исследования керновые образцы извлекались из кернодержателя и по одному помещались в аппарат Закса для оценки водонасыщенности. На рис. 6 представлены фотографии торцов керна составной модели до и после проведения вытеснения, а также расчетные значения насыщенностей нефти и воды. Остаточная нефтенасыщенность преимущественно распределена в первой половине керновой модели. В образце 90 зафиксировано наибольшее содержание нефти после вытеснения и при визуальном осмотре выявлено, что движение воды было по одну сторону от продольной трещины. В низкопроницаемых образцах 68 и 80 остаточная нефтенасыщенность меньше, чем в других образцах.

Обсуждение результатов

Резкий рост обводненности перед закачкой полимерных растворов, вероятнее всего, вызван прорывом воды

по каналу с низким фильтрационным сопротивлением. При первой закачке полимерного раствора за счет адсорбции часть полимерных молекул удерживается на горной породе, преимущественно в керновых образцах в начале составной модели – образцах повышенной проницаемости. После второй закачки полимера объемом $0,20V_{пор}$ молекулы ксантана имеют более высокую подвижность в начале керновой модели за счет уже сформированного адсорбционного слоя на горной породе, тем самым обеспечивается его движение и формирование адсорбционного слоя на последующих керновых образцах. Однако закачка двух полимерных растворов с вытеснением нефти пластовой водой, по всей видимости, не привела к существенному накоплению полимерных молекул в кернах с развитой трещиноватостью вдоль направления фильтрации (образцы 70, 90 и 76), поэтому эффективность вытеснения после закачки $0,20V_{пор}$ ксантана резко падает. Уменьшение объемного расхода в 2 раза (0,04 мл/мин) после достижения 100%-ного содержания воды в выходящей из модели жидкости привело к небольшому снижению обводненности и росту KBH на 0,6% (рис. 4).

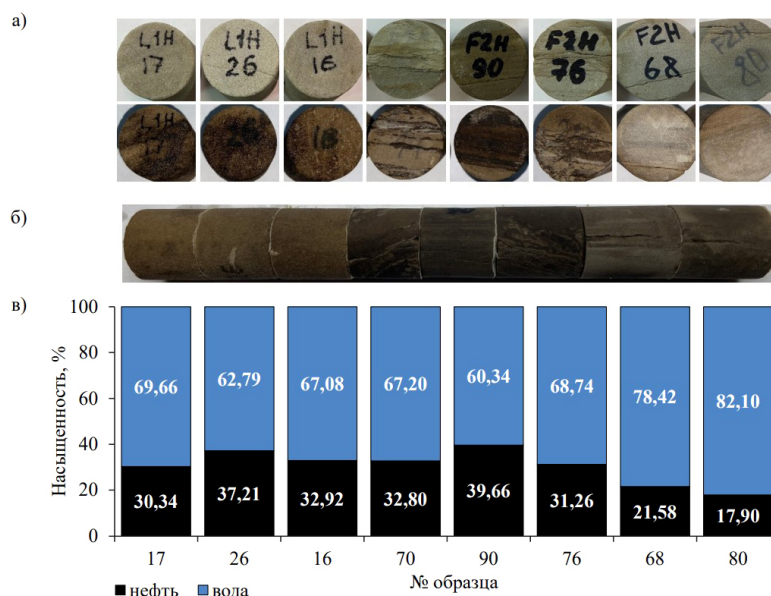


Рис. 6. Насыщенность керновых образцов после проведения полимерного вытеснения растворами ксантана. Обозначения: а – торцы керновых образцов до и после нефтewытеснения; б – составная модель после проведения эксперимента; в – насыщенности керновых образцов

При закачке полимерного раствора объемом $0,25V_{\text{пор}}$ зафиксировано снижение обводненности до 84% при объемном расходе $0,08$ мл/мин. При вытеснении нефти после третьей закачки полимера выполнено заполнение емкости «В» (рис. 3), в связи с её опустошением и отсутствием пластовой воды (точка Г, рис. 7), далее вытеснение продолжалось с расходом $0,04$ мл/мин.

По зафиксированной динамике давления закачки можно выделить несколько точек давления при объемном расходе $0,08$ мл/мин. Видно, что после заполнения водой разделительной емкости фильтрационной установки при объемном расходе $0,04$ мл/мин давление имеет тенденцию небольшого снижения по сравнению с темпом снижения при $0,08$ мл/мин. С увеличением объемного расхода с $0,04$ до $0,08$ мл/мин и зафиксированным давлением в точке Б (рис. 7) объемный расход был снова снижен до $0,04$ мл/мин, в результате чего наблюдается тенденция роста давления закачки, вызванная перераспределением потока закачиваемой пластовой воды и довытеснением нефти. Затем обводненность снова увеличивается, что отражается на динамике давления закачки за счет уменьшения фильтрационного сопротивления и вымывания полимерных молекул.

Для подтверждения процесса вымывания полимерных молекул на рис. 8 представлена динамика давления

в керновой модели после остановки подачи пластовой воды в результате 2-й и 3-й закачки полимерного раствора объемом $0,20V_{\text{пор}}$ и $0,25V_{\text{пор}}$ соответственно. Видно, что установившееся давление в модели после 3-й закачки ниже, чем при остановке после 2-й закачки раствора ксантана. За счет увеличения объемного расхода ($0,10$ и $0,20$ мл/мин) установившееся давление снизилось на 15%.

Остаточная нефтенасыщенность в начале керновой модели может быть вызвана герметизацией нефтенасыщенных участков после 1-й закачки полимерного раствора. Однако в случае попадания полимерных молекул и их адсорбции на горной породе пластовая вода движется позади полимерного раствора, тем самым выравнивается профиль вытеснения нефти. Помимо адсорбции полимерных молекул, при движении раствора биополимера снижалась концентрация ксантана в фильтрационном канале при контакте как с пластовой водой в керне, так и с закачиваемой водой. Вероятней всего, изменение фильтрационного потока в первой половине составной модели и высокий градиент давления весьма положительно влияют на вытеснении нефти из низкопроницаемых образцов, что нельзя сказать о высокопроницаемых образцах керна в начале составной модели с наличием большого количества остаточной нефти после выполнения исследования.

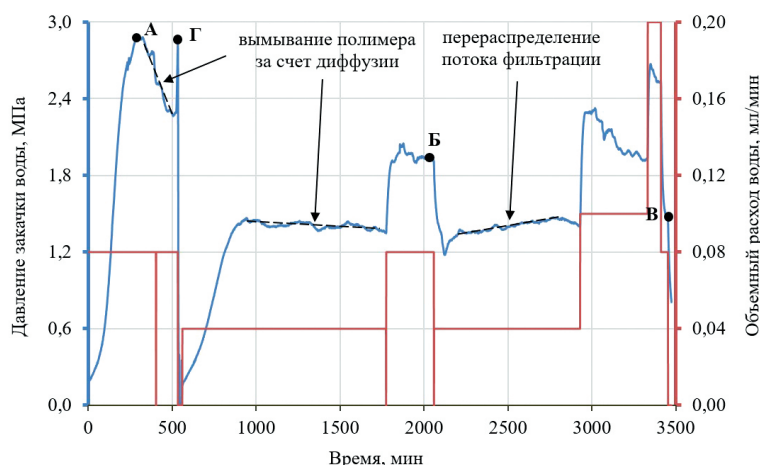


Рис. 7. Динамика давления и объемного расхода (q) закачиваемой воды после закачки ксантана объемом $0,25V_{\text{пор}}$. Обозначения: А — точка максимального зафиксированного давления после закачки $0,25V_{\text{пор}}$ ксантана; Б — установившееся давление при объемном расходе закачки воды $q = 0,08$ мл/мин; В — точка давления при $q = 0,08$ мл/мин после увеличения закачки воды; Г — отсутствие пластовой воды в разделительной емкости насоса (упор поршня в разделительной емкости пластовой воды)

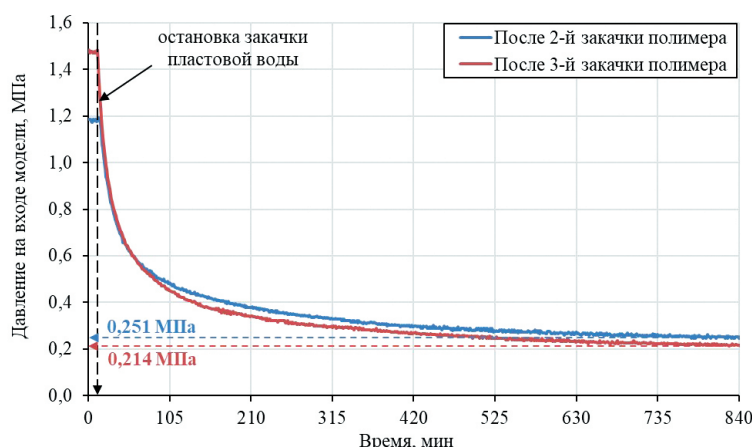


Рис. 8. Динамика давления в фильтрационной модели после остановки закачки пластовой воды при вытеснении нефти полимерными растворами ксантановой камеди

Заключение

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать следующие выводы.

1. Закачка раствора ксантана 0,15 д. ед. от порового объема и последующая закачка пластовой воды приводят к росту коэффициента вытеснения нефти на 8,0%. Эффект наблюдается в течение 2 поровых объемов закачиваемой воды. Прирост коэффициента вытеснения нефти при последующих закачках растворов ксантана 0,20 и 0,25 д. ед. от порового объема составил 7,4% и 15,6% соответственно. Суммарный прирост коэффициента вытеснения нефти равен 31,0% при прокачке более 8 поровых объемов пластовой воды и 0,6 порового объема полимерного раствора ксантана.

2. На вытеснение нефти влияет изменение скорости фильтрации полимерного раствора в горной породе. Данный факт подтверждает тенденция роста давления закачки при изменении объемного расхода пластовой воды после 3-й закачки раствора ксантана объемом $0,25V_{\text{пор}}$. Скорость потери вязкости посредством диффузии полимерного раствора ксантана концентрацией 1 г/л постоянна вне зависимости от прокачанного объема пластовой воды и объемного расхода воды (0,04–0,2 мл/мин).

3. Постепенное увеличение объема закачиваемого раствора ксантана привело к большему изменению фильтрационного потока, чем однократная закачка полимерного раствора. Это связано прежде всего с образованием адсорбционного слоя в обводненных фильтрационных каналах. Чем больше объем закачиваемого биополимера, тем выше вероятность герметизации зон с нефтенасыщенностью и отсутствием возможности вовлечения данных областей в процесс вытеснения в течение длительного промежутка времени.

Литература

- Велиев Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*, (3), с. 126–134.
- Дуркин В.В., Саврей Д.Ю. (2023). Методика исследования деструкции полимеров для полимерного заводнения на примере ксантановой камеди. *Севергеозтех-2023: Материалы конференции*. Ухта: Изд-во УГТУ, с. 367–371.
- Малкин А.Я. (2021). Реология полимеров в нефтяной промышленности. *Высокомолекулярные соединения. Серия С*, 63(2), с. 130–148. <https://doi.org/10.31857/S2308114721020047>
- Нажису, Ерофеев В.И. (2018). Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов. *Успехи современного естествознания*, (11-2), с. 420–424.
- Abdulraheem M., Hamisu T., Abdullahi G., Oluwaseun T., Kelani B., Mohammed I., Olalekan O. (2018). Comparative Analysis on Rate Dependent Polymer Flooding Using Bio and Synthetic Polymers. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193529-MS. <https://doi.org/10.2118/193529-ms>
- Alfazazi U., Thomas N.C., AlAmeri W., Al-Shalabi E.W., Shaik A.R. (2019). An Experimental Investigation of Polymer Performance in Harsh Carbonate Reservoir Conditions. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, SPE-198607-MS. <https://doi.org/10.2118/198607-ms>
- Anderson Z., Ioannou A., Howard S., Downs J. (2023). Understanding and Managing the Natural Self-Breaking Behaviour of Xanthan in Reservoir Drill-In, Completion and Workover Fluids. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-213822-MS. <https://doi.org/10.2118/213822-MS>
- Azad M.S., Trivedi J.J. (2020). Extensional Effects during Viscoelastic Polymer Flooding: Understanding Unresolved Challenges. *SPE Journal*, 25(4), pp. 1827–1841. <https://doi.org/10.2118/201112-pa>
- Cao D., Han M., Leng Z., Wang J. (2019). Laboratory Study on Polymer Mechanical Degradation in Carbonate Core Plugs Versus in Capillary Tubes. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, SPE-198132-MS. <https://doi.org/10.2118/198132-ms>

- Cenk T., Dike P., Henny A., Raul M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymers. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE-186414-MS. <https://doi.org/10.2118/186414-ms>
- Dennar L., Amro M., Reichmann S. (2022) Polymer Selection for Enhanced Oil Recovery in a Niger-Delta Formation Via Laboratory Experiments. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-211928-MS. <https://doi.org/10.2118/211928-MS>
- Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S. (2018). Improved Water-Soluble Polymers for Chemical Flooding. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193489-MS. <https://doi.org/10.2118/193489-ms>
- Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S., Oriji B.A., Okoye I.P. (2019). Experimental Investigation of the Macroscopic Displacement Efficiency of Locally Sourced Locust Bean Gum and Gum Arabic. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-198789-MS. <https://doi.org/10.2118/198789-ms>
- Ferreira V.H., Clinckspoor K., Vermelho A. et al. (2022). Mechanical Degradation of Biopolymers for Enhanced Oil Recovery Applications. *SPE Journal*, 27(04), pp. 2052–2072. <https://doi.org/10.2118/209579-PA>
- Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2017). Polyacrylamide Mechanical Degradation and Stability in the Presence of Iron. *Mat. Int. Conf.: OTC Brasil*. Rio de Janeiro. <https://doi.org/10.4043/27953-ms>
- Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2019). Polyacrylamide Adsorption and Readsorption in Sandstone Porous Media. *SPE Journal*, 25(1), pp. 497–514. <https://doi.org/10.2118/199352-pa>
- Han X., Zhang G., Yu J., Chen Zh., Kurnia I. (2018). An Investigation of Retention and Unusually High Apparent Viscosity of Hydrophobically Associative Polymer in Porous Media. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-190330-MS. <https://doi.org/10.2118/190330-ms>
- Hashmet M.R., AlSumaiti A.M., Qaiser Y., AlAmeri W.S. (2017). Laboratory Investigation and Simulation Modeling of Polymer Flooding in High-Temperature, High-Salinity Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(12), pp. 13454–13465. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02704>
- Izchukwu O., Ayodele T.O., Abdullahi G.S., Joshua D., Olalekan O. (2018). Visualization of Heavy Oil Recovery Processes Using Hele-Shaw Cell. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193502-MS. <https://doi.org/10.2118/193502-ms>
- Jin J., Qi P., Mohanty K., Balhoff M. (2020). Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200414-MS. <https://doi.org/10.2118/200414-ms>
- Khamees T.K., Flori R.E. (2018). Modeling the Combined Effects of Water Salinity and Polymer Rheology on the Performance of Polymer Flooding and In-Depth Gel Treatment. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-190046-MS. <https://doi.org/10.2118/190046-ms>
- Liu Y., Vilain R., Shen D. (2021). How Does EOR Polymer Impact Scale Control During ASP Flooding? *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-204350-MS. <https://doi.org/10.2118/204350-MS>
- Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. (2018). Replacing the Use of Freshwater with Seawater: Problems, Solutions, and Applications. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, URTEC-2896321-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2896321>
- Ogunkunle T.F., Oni B.A., Afolabi R.O., Fadaio A.S., Ojo T., Adesina O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 34(7), pp. 402–407. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003>
- Reinoso D., Martín-Alfonso M.J., Luckham P.F., Martínez-Boza F.J. (2018). Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. *Carbohydrate Polymers*, 203, pp. 103–109. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2018.09.034>
- Romero-Zerón L., Espinosa C. (2020). Advantageous supramolecular system through self-association of xanthan gum/cationic surfactant via β -cyclodextrin host-guest complexations for Enhanced Oil Recovery Applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106644. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106644>
- Salmo I.C., Zamani N., Skauge T., Sorbie K., Skauge A. (2020). Use of Dynamic Pore Network Modeling to Improve Our Understanding of Experimental Observations in Viscous Oil Displacement by Polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200387-MS. <https://doi.org/10.2118/200387-ms>
- Sancet G.F., Goldman M., Buciak J.M., Varela O., D'Accorso N., Fascio M., Manzano V., Luong M. (2018). Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood.

SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE-190408-MS. <https://doi.org/10.2118/190408-ms>

Sebastian A., Mushtaq M., Al-Shalabi E.W., AlAmeri W., Mohanty K., Masalmeh Sh., AlSumaiti A.M. (2022). Effect of Make-Up Water Salinity on Polymer Adsorption in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-209964-MS. <https://doi.org/10.2118/209964-MS>

Sheidaie A., Fahimpour J., Sharifi M. (2022). Experimental Investigation of Low-Concentrated Nanocomposite Polymer Gels for Water Shutoff Treatment Under Reservoir Conditions. *SPE Journal*, 27(4). pp. 2390–2407. <https://doi.org/10.2118/209604-PA>

Song T., Feng Q., Schuman Th., Cao J., Bai B. (2022). A Novel Branched Polymer Gel System with Delayed Gelation Property for Conformance Control. *SPE Journal*, 27(1). pp. 105–115. <https://doi.org/10.2118/206742-PA>

Sugar A., Serag M.F., Torrealba V.A., Buttner U., Habuchi S., Hoteit H. (2020). Visualization of Polymer Retention Mechanisms in Porous Media Using Microfluidics. *SPE Europec*, SPE-200557-MS. <https://doi.org/10.2118/200557-ms>

Tackie-Otoo B.N., Mohammed M.A.A., Ghani M.F.M., Jufar Sh.R., Hassan A.M. (2022). Experimental Investigation into the Potential of a Green Alkali-Surfactant-Polymer Formulation for Enhanced Oil Recovery in Sandstone Reservoir. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31505-MS. <https://doi.org/10.4043/31505-MS>

Uzoho C.U., Onyekonwu M.O., Akaranta O. (2020). Comparative Analysis of Local and Conventional EOR Agents. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-203777-MS. <https://doi.org/10.2118/203777-ms>

Vik B., Kedir A., Kippe V., Sandengen K., Skauge T., Solbakken J., Zhu D. (2018). Viscous Oil Recovery by Polymer Injection; Impact of In-Situ Polymer Rheology on Water Front Stabilization. *SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition*, SPE-190866-MS. <https://doi.org/10.2118/190866-ms>

Zhangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. (2022). Laboratory Investigation of Hybrid Nano-Assisted-Polymer Method for EOR Applications in Carbonate Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31398-MS. <https://doi.org/10.4043/31398-MS>

Сведения об авторах

Алексей Викторович Деньгаев – кандидат техн. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: dengaev.a@gubkin.ru

Александр Фёдорович Максименко – доктор техн. наук, профессор, проректор по международной работе, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: maf@gubkin.ru

Людмила Вячеславовна Иванова – доктор хим. наук, профессор, заместитель заведующего кафедры органической химии и химии нефти по учебной работе, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Василий Вячеславович Дуркин – кандидат техн. наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет

Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, д. 16

e-mail: vdurkin@ugtu.net

Дмитрий Юрьевич Саврей – заведующий лабораторией кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет

Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, д. 16

e-mail: dsavrey@ugtu.net

Борис Викторович Саргин – генеральный директор, ООО «БИГ»

Россия, 121087, Москва, Береговой проезд, д. 5А корп. 1

e-mail: boris@bigcom.ru

Статья поступила в редакцию 02.02.2024;

Принята к публикации 16.05.2024;

Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Use of Cyclic Injection of Xanthan Solution in order to Increase the Oil Recovery Factor from Heterogeneous Terrigenous Reservoirs

A.V. Dengaev¹, A.F. Maksimenko¹, L.V. Ivanova¹, V.V. Durkin^{2*}, D.Y. Savrey², B.V. Sargin³

¹National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

³BIG LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Vasily V. Durkin, e-mail: vdurkin@ugtu.net

Abstract. As oil reserves are depleted during the development of an oil deposit in an elastic-water-pressure mode, the water cut of the fluid gradually increases, reducing the efficiency of waterflooding and maintaining reservoir pressure by the system of injection wells. The rheological characteristics of the saturating fluid and the structure of the reservoir affect the likelihood of premature watering of production wells. To increase oil production and level the displacement front, various polymer systems, both

synthetic and biological, are used to promote additional oil production from previously untapped reservoir zones. There are technologies for both constant injection of a working agent with a polymer, and a slug of a polymer solution of a certain concentration with subsequent injection of water. The purpose of this work is to assess the effect of injection of xanthan solution on the oil displacement efficiency with subsequent injection of formation water. An experimental (laboratory) study was carried out on alternating injection of xanthan and

formation water solutions to increase filtration resistance in flooded filtration channels. Inhomogeneous terrigenous core samples with different fracturing and filtration-capacitive properties were selected as a physical model for carrying out the experiments. The main results of the laboratory study are the dependence of the oil recovery factor and water cut on the injected volume of formation water. It is noted that the key factor in reducing the displacement efficiency after injection of a polymer slug is the loss of polymer molecules both after adsorption on the rock and during further filtration of formation water through diffusion. As a result of the experimental study, it was revealed that changing the filtration rate can have a beneficial effect on the involvement of oil-saturated rock in the displacement process due to the sealing of watered areas when the injection pressure changes.

Keywords: xanthan, polymer flooding, oil recovery coefficient, waterlogging, heterogeneous reservoir, physical modeling

Recommended citation: Dengaev A.V., Maximenko A.F., Ivanova L.V., Durkin V.V., Savrey D.Yu., Sargin B.V. (2024). The Use of Cyclic Injection of Xanthan Solution in order to Increase the Oil Recovery Factor from Heterogeneous Terrigenous Reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 220–231. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.22>

References

- Abdulraheem M., Hamisu T., Abdullahi G., Oluwaseun T., Kelani B., Mohammed I., Olalekan O. (2018). Comparative Analysis on Rate Dependent Polymer Flooding Using Bio and Synthetic Polymers. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193529-MS. <https://doi.org/10.2118/193529-ms>
- Alfazazi U., Thomas N.C., AlAmeri W., Al-Shalabi E.W., Shaik A.R. (2019). An Experimental Investigation of Polymer Performance in Harsh Carbonate Reservoir Conditions. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, SPE-198607-MS. <https://doi.org/10.2118/198607-ms>
- Anderson Z., Ioannou A., Howard S., Downs J. (2023). Understanding and Managing the Natural Self-Breaking Behaviour of Xanthan in Reservoir Drill-In, Completion and Workover Fluids. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-213822-MS. <https://doi.org/10.2118/213822-MS>
- Azad M.S., Trivedi J.J. (2020). Extensional Effects during Viscoelastic Polymer Flooding: Understanding Unresolved Challenges. *SPE Journal*, 25(4), pp. 1827–1841. <https://doi.org/10.2118/201112-pa>
- Cao D., Han M., Leng Z., Wang J. (2019). Laboratory Study on Polymer Mechanical Degradation in Carbonate Core Plugs Versus in Capillary Tubes. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, SPE-198132-MS. <https://doi.org/10.2118/198132-ms>
- Cenk T., Dike P., Henny A., Raul M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymers. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE-186414-MS. <https://doi.org/10.2118/186414-ms>
- Dennar L., Amro M., Reichmann S. (2022). Polymer Selection for Enhanced Oil Recovery in a Niger-Delta Formation Via Laboratory Experiments. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-211928-MS. <https://doi.org/10.2118/211928-MS>
- Durkin V.V., Savrei D.Yu. (2023). Methodology for studying the destruction of polymers for polymer flooding using xanthan gum as an example. *Severgeokotekh-2023: Proc. conf. Ukhta: USTU Publishing House*, pp. 367–371. (In Russ.)
- Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S. (2018). Improved Water-Soluble Polymers for Chemical Flooding. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193489-MS. <https://doi.org/10.2118/193489-ms>
- Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S., Oriji B.A., Okoye I.P. (2019). Experimental Investigation of the Macroscopic Displacement Efficiency of Locally Sourced Locust Bean Gum and Gum Arabic. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-198789-MS. <https://doi.org/10.2118/198789-ms>
- Ferreira V.H., Clinckspoor K., Vermelho A. et al. (2022). Mechanical Degradation of Biopolymers for Enhanced Oil Recovery Applications. *SPE Journal*, 27(04), pp. 2052–2072. <https://doi.org/10.2118/209579-PA>
- Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2017). Polyacrylamide Mechanical Degradation and Stability in the Presence of Iron. *Mat. Int. Conf.: OTC Brasil*. Rio de Janeiro. <https://doi.org/10.4043/27953-ms>
- Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2019). Polyacrylamide Adsorption and Readsorption in Sandstone Porous Media. *SPE Journal*, 25(1), pp. 497–514. <https://doi.org/10.2118/199352-pa>
- Han X., Zhang G., Yu J., Chen Zh., Kurnia I. (2018). An Investigation of Retention and Unusually High Apparent Viscosity of Hydrophobically Associative Polymer in Porous Media. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-190330-MS. <https://doi.org/10.2118/190330-ms>
- Hashmet M.R., AlSumaiti A.M., Qaiser Y., AlAmeri W.S. (2017). Laboratory Investigation and Simulation Modeling of Polymer Flooding in High-Temperature, High-Salinity Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(12), pp. 13454–13465. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02704>
- Izuchukwu O., Ayodele T.O., Abdullahi G.S., Joshua D., Olalekan O. (2018). Visualization of Heavy Oil Recovery Processes Using Hele-Shaw Cell. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193502-MS. <https://doi.org/10.2118/193502-ms>
- Jin J., Qi P., Mohanty K., Balhoff M. (2020). Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200414-MS. <https://doi.org/10.2118/200414-ms>
- Khamees T.K., Flori R.E. (2018). Modeling the Combined Effects of Water Salinity and Polymer Rheology on the Performance of Polymer Flooding and In-Depth Gel Treatment. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-190046-MS. <https://doi.org/10.2118/190046-ms>
- Liu Y., Vilain R., Shen D. (2021). How Does EOR Polymer Impact Scale Control During ASP Flooding? *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-204350-MS. <https://doi.org/10.2118/204350-MS>
- Malkin A.Ya. (2021). Rheology of polymers in the oil industry. *Vysokomolekulyarnye soedineniya. Seriya S*, 63(2), pp. 130–148. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S2308114721020047>
- Nazhisu, Erofeev V.I. (2018). Research and application of polymer flooding technology for enhanced oil recovery. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, (11–2), pp. 420–424. (In Russ.)
- Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. (2018). Replacing the Use of Freshwater with Seawater: Problems, Solutions, and Applications. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, URTEC-2896321-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2896321>
- Ogunkunle T.F., Oni B.A., Afolabi R.O., Fadaio A.S., Ojo T., Adesina O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 34(7), pp. 402–407. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003>
- Reinoso D., Martín-Alfonso M.J., Luckham P.F., Martínez-Boza F.J. (2018). Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. *Carbohydrate Polymers*, 203, pp. 103–109. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2018.09.034>
- Romero-Zerón L., Espinosa C. (2020). Advantageous supramolecular system through self-association of xanthan gum/cationic surfactant via β -cyclodextrin host-guest complexations for Enhanced Oil Recovery Applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106644. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106644>
- Salmo I.C., Zamani N., Skaug T., Sorbie K., Skaug A. (2020). Use of Dynamic Pore Network Modeling to Improve Our Understanding of Experimental Observations in Viscous Oil Displacement by Polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200387-MS. <https://doi.org/10.2118/200387-ms>
- Sancet G.F., Goldman M., Buciac J.M., Varela O., D'Accorso N., Fascio M., Manzano V., Luong M. (2018). Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, SPE-190408-MS. <https://doi.org/10.2118/190408-ms>
- Sebastian A., Mushtaq M., Al-Shalabi E.W., AlAmeri W., Mohanty K., Masalmeh Sh., AlSumaiti A.M. (2022). Effect of Make-Up Water Salinity on Polymer Adsorption in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-209964-MS. <https://doi.org/10.2118/209964-MS>

Sheidaie A., Fahimpour J., Sharifi M. (2022). Experimental Investigation of Low-Concentrated Nanocomposite Polymer Gels for Water Shutoff Treatment Under Reservoir Conditions. *SPE Journal*, 27(4). pp. 2390–2407. <https://doi.org/10.2118/209604-PA>

Song T., Feng Q., Schuman Th., Cao J., Bai B. (2022). A Novel Branched Polymer Gel System with Delayed Gelation Property for Conformance Control. *SPE Journal*, 27(1). pp. 105–115. <https://doi.org/10.2118/206742-PA>

Sugar A., Serag M.F., Torrealba V.A., Buttner U., Habuchi S., Hoteit H. (2020). Visualization of Polymer Retention Mechanisms in Porous Media Using Microfluidics. *SPE Europec*, SPE-200557-MS. <https://doi.org/10.2118/200557-ms>

Tackie-Otoo B.N., Mohammed M.A.A., Ghani M.F.M., Jufar Sh.R., Hassan A.M. (2022). Experimental Investigation into the Potential of a Green Alkali-Surfactant-Polymer Formulation for Enhanced Oil Recovery in Sandstone Reservoir. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31505-MS. <https://doi.org/10.4043/31505-MS>

Uzoho C.U., Onyekonwu M.O., Akaranta O. (2020). Comparative Analysis of Local and Conventional EOR Agents. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-203777-MS. <https://doi.org/10.2118/203777-ms>

Veliev E.F. (2020). On the mechanisms of polymer retention by a porous medium. *Scientific works of NIPINeftegaz SOCAR*, (3), pp. 126–134. (In Russ.)

Vik B., Kedir A., Kippe V., Sandengen K., Skauge T., Solbakken J., Zhu D. (2018). Viscous Oil Recovery by Polymer Injection; Impact of In-Situ Polymer Rheology on Water Front Stabilization. *SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition*, SPE-190866-MS. <https://doi.org/10.2118/190866-ms>

Zhangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. (2022). Laboratory Investigation of Hybrid Nano-Assisted-Polymer Method for EOR Applications in Carbonate Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31398-MS. <https://doi.org/10.4043/31398-MS>

About the Authors

Alexey V. Dengayev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil Fields, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: dengayev.a@gubkin.ru

Aleksandr F. Maximenko – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Vice-Rector for International Work, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: maf@gubkin.ru

Lyudmila V. Ivanova – Dr. Sci. (Chemistry), Professor, Deputy Head of the Department of Organic Chemistry and Petroleum Chemistry for Academic Work, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Vasily V. Durkin – Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, Ukhta State Technical University

16 Pervomayskaya str., Ukhta, 169300, Russian Federation
e-mail: vdurkin@ugtu.net

Dmitriy Y. Savrey – Head of the Laboratory of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, Ukhta State Technical University

16 Pervomayskaya st., Ukhta, 169300, Russian Federation
e-mail: dsavrey@ugtu.net

Boris V. Sargin – General Director, BIG LLC
5A Bld. 1 Beregovoy pr., Moscow, 121087, Russian Federation

e-mail: boris@bigcom.ru

Manuscript received 2 February 2024;

Accepted 16 May 2024;

Published 30 September 2024