

УДК 532.5+51.72

ЧИСЛЕННОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В НАСЫПНЫХ МОДЕЛЯХ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

С. У. Фазлетдинов¹, Ю. А. Питюк², А. И. Муллаянов³

¹spartak.fazlet@gmail.com, ²PityukYulia@gmail.com, ³almirmullayanov@gmail.com

^{1,2,3} Центр микро- и наномасштабной динамики дисперсных систем, Уфимский университет науки и технологий
^{2,3} ООО «РН-БашНИПинефть»

Поступила в редакцию 03.11.2022

Аннотация. Понимание фильтрационных процессов в насыпных моделях с фиксированной геометрией порового пространства важно с точки зрения выбора эффективного агента для увеличения нефтеотдачи пласта. Такие модели широко применяются в исследованиях и являются идеализированными двухмерными пористыми средами, где частицы моделируют зерна горной породы, а пространство между частицами – поры. В рамках работы предложен численно-экспериментальный подход к оценке эффективности вытеснения нефти в насыпных моделях пористой среды. Одним из частных случаев химического метода увеличения нефтеотдачи является применение поверхностно-активных веществ и солей, которые могут привести к образованию микроэмульсий на границе с пластовыми флюидами, что на несколько порядков уменьшает коэффициент поверхностного натяжения на межфазной поверхности. Получено хорошее согласование результатов численного моделирования с экспериментальными данными. На примере моделирования фильтрационных процессов в насыпных моделях показана эффективность применения растворов для микроэмульсий в качестве вытесняющих агентов.

Ключевые слова: Пористая среда, насыщенность фаз, коэффициент вытеснения, методы увеличения нефтеотдачи, микроэмульсия, цифровая обработка изображений, насыпная модель, относительные фазовые проницаемости, OpenFOAM.

ВВЕДЕНИЕ

Традиционными методами нефтедобычи возможно извлечь до 75% оценочного запаса углеводородов на месторождении. Так или иначе, перед инженерами встает вопрос увеличения притока нефти в скважину, используя различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Методы повышения нефтеотдачи могут включать химические, термические, газовые и микробиологические подходы. Добыча за счет химического взаимодействия закачиваемого и пластового флюидов относится к категории химических МУН [1]. Такие методы мобилизуют углеводороды за счет снижения межфазного натяжения между нефтью и водой, а также за счет изменения смачиваемости поверхности пор [2]. Изменение этих параметров приводит к увеличению подвижности нефти за счет смещения кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Выбор поверхностно-активных веществ (ПАВ) для повышения нефтеотдачи химическим способом является важным фактором для эффективного извлечения остаточной нефти из пласта. В растворах с ПАВ при достаточных концентрациях молекулы ориентируются в виде агрегатов, называемых мицеллами [3]. Стоит отметить, что ПАВ закачиваются в концентрациях, превышающих критическую концентрацию мицеллообразования, чтобы избежать потерь при адсорбции в породе [4]. Мицеллярные агрегаты могут растворять жидкости в своих центрах, благодаря чему мицелла набухает, чтобы вместить растворенную жидкость. Эти набухшие мицеллы также называют микроэмульсиями. Разница между микроэмульсиями и эмульсиями заключается в размерах и устойчивости. Эмульсии с размером частиц от 100 нм склонны к фазовому разделению, в то время как набухшие мицеллы размером от 1 нм до 100 нм образуют термодинамически устойчивые гомогенные неразделимые растворы.

В результате лабораторных исследований вытеснения нефти было подтверждено, что объем нефти, вытесненной микроэмульсией, может составить до 75% от общего объема запасов нефти на месторождении, что намного выше, чем при традиционных методах добычи [5]. Однако лабораторные методы исследования основаны на вытеснении нефти на реальных объектах горных пород. Повторяемость экспериментов на таких образцах может быть низкой за счет изменения порового пространства объекта исследования при контакте с жидкостями. Для решения этих проблем в настоящей работе предлагается использовать модельные пористые среды. Одним из примеров таких моделей являются насыпные пористые среды на основе стеклошариков, которые широко применяются в исследованиях и имеют ряд положительных качеств: простота изготовления, химическая стойкость порового пространства, создание регулярных и нерегулярных структур, визуализация процессов в тонких структурах, неизменность порового пространства.

Методы вычислительной гидродинамики достаточно часто используют для моделирования эффективности применения МУН [6, 7, 8, 9, 10]. В работе [6] моделировалось ПАВ заводнение с использованием программного обеспечения *STARS*. Результаты численного моделирования показали, что добавление ПАВ в воду улучшило нефтеотдачу примерно на 70% и получена более низкая обводненность по сравнению с традиционным заводнением. Авторы работы [7] предложили новую трехфазную модель ОФП для моделирования заводнения с применением химических МУН. Образование и эффективность применения микроэмульсий в карбонатных коллекторах на основе численно-экспериментального подхода изучалось в [8]. Также стоит отметить, что в последние десятилетия особую популярность для исследования эффективности применения МУН набирают методы цифрового анализа кернa [9, 10].

Анализ текущего состояния исследований подтвердил эффективность использования мицеллярных растворов для мобилизации остаточной нефти в пористой среде. Однако стоит отметить, что основная проблема повсеместного применения химических МУН является экономическая составляющая, так как использование различных ПАВ приводит к удорожанию технологии нефтедобычи. В связи с этим актуальным является разработка численно-экспериментальных подходов, позволяющих оценить эффективность вытеснения нефти из модельных пористых сред при использовании различных химических агентов вытеснения. В рамках работы предложен численно-экспериментальный подход, основанный на проведении фильтрационных экспериментов в насыпной модели пористой среды из спеченных стеклошариков. Проведена серия расчетов для различных режимов двухфазной фильтрации и кривых ОФП. Получено хорошее согласование численных и экспериментальных данных для воды и мицеллярного раствора. Показана эффективность вытеснения масла мицеллярным раствором по сравнению с водой в моделях пористой среды с фиксированной геометрией.

ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Методика создания физической насыпной модели пористой среды основана на спекании стеклошариков (*Inl Weissker*) размером 315–500 мкм в муфельной печи. Из минерального стекла была собрана ячейка с образованием внутренней полости размерами 162×25×21 мм³, которая

была заполнена отобранной фракцией стеклошариков и утрамбована. Программа спекания состояла из 7 шагов и занимала 12 часов. В результате спекания стеклошарики были спаяны между собой, что позволило получить постоянную геометрию порового пространства для всех экспериментов (рис. 1). Оценка пористости была проведена весовым методом с учетом паразитных полостей и составила 25% при поровом объеме 998 мм³. По закону Дарси была вычислена проницаемость, которая составила 62 мкм².

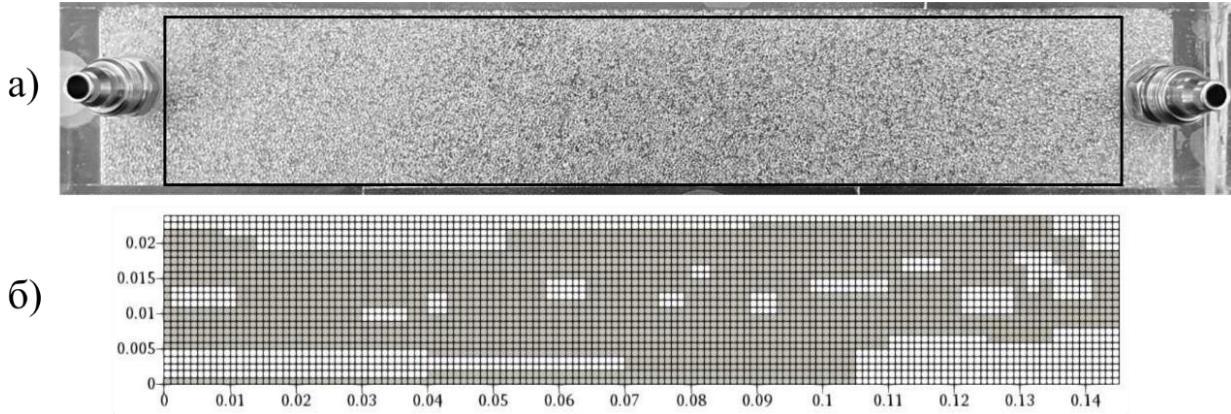


Рис. 1. Насыпная модель пористой среды: а – физическая модель (исследуемая область представлена в виде прямоугольника с размерами 145×24×1 мм³); б – численная модель с высокопроницаемыми (серый цвет) и низкопроницаемыми (белый цвет) областями (дискретизация расчетной области обозначена черными линиями).

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ЧИСЛЕННЫЕ ПОДХОДЫ

Рассматривалась двухфазная фильтрация в насыпной модели пористой среды, описанной выше. Изначально образец полностью насыщен маслом (далее обозначается индексом «о»), которое было выбрано в качестве аналога нефтяной фазы. С правого конца при постоянном расходе закачивался состав на водной основе (далее обозначается индексом «w»), на выходе поддерживалось постоянное давление, на стенках модели задавалось условие прилипания.

Для численного моделирования использовалась открытая интегрируемая платформа *OpenFOAM*, где для получения дискретных аналогов дифференциальных уравнений в частных производных используется метод контрольных объемов [12], для описания движения межфазной поверхности используется метод объема жидкости [13].

В качестве решателя был выбран многомасштабный решатель *hybridPorousInterFoam* [10, 11], который в перспективе позволит описать течение в пористой среде с трещиной. В данном решателе рассматривается микроконтинуальную модель Дарси-Бринкмана, включающая систему дифференциальных уравнений относительно усредненного поля давления $\langle p \rangle$, усредненной скорости двухфазного потока $\langle \mathbf{u} \rangle$ и насыщенности вытесняющей фазы α_w :

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \langle \mathbf{u} \rangle &= 0, \quad \langle \mathbf{u} \rangle = \langle \mathbf{u}_w \rangle + \langle \mathbf{u}_o \rangle, \\ \frac{\partial \phi \alpha_w}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_w \langle \mathbf{u} \rangle) + \nabla \cdot (\phi \alpha_w \alpha_o \langle \mathbf{u}_r \rangle) &= 0, \quad \alpha_w + \alpha_o = 1, \\ \frac{\partial \rho \langle \mathbf{u} \rangle}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{\rho}{\phi} \langle \mathbf{u} \rangle \langle \mathbf{u} \rangle \right) &= \phi \left(-\nabla \langle p \rangle + \rho \mathbf{g} + \nabla \cdot \langle \mathbf{S} \rangle - \frac{\mu}{k} \langle \mathbf{u} \rangle + \mathbf{F}_c \right), \quad \langle p \rangle = \langle p_w \rangle + \langle p_o \rangle. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь \mathbf{u}_i – скорость i -ой фазы, ϕ – пористость среды, α_i – насыщенность i -фазой, $\mu = \alpha_w \mu_w + \alpha_o \mu_o$ – усредненная динамическая вязкость двухфазной жидкости, μ_i – динамиче

ская вязкость i -ой фазы, ρ – усредненная плотность двухфазной жидкости, \mathbf{g} – вектор ускорения свободного падения, $\langle \mathbf{S} \rangle = \mu \left(\nabla \langle \mathbf{u} \rangle + \nabla \langle \mathbf{u} \rangle^T \right)$ – усредненный тензор вязких напряжений, k – абсолютная проницаемость пористой среды, \mathbf{F}_c – сила поверхностного натяжения, $\mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle$ – сила гидродинамического сопротивления, $\langle \mathbf{u}_r \rangle = \langle \mathbf{u}_w^w \rangle - \langle \mathbf{u}_o^o \rangle$ – относительная скорость потока. Отметим, что функции усреднения $\langle f_i \rangle$ и $\langle f_i^i \rangle$ определяются по контрольному объему V и контрольному объему V_i , который занят i -фазой, следующим образом:

$$\langle f_i \rangle = \frac{1}{V} \int_{V_i} f_i dV, \quad \langle f_i^i \rangle = \frac{1}{V_i} \int_{V_i} f_i dV. \quad (2)$$

Параметры \mathbf{F}_c , $\mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle$ и $\langle \mathbf{u}_r \rangle$ описывают гидродинамические процессы в отдельных микроканалах пористой среды ($\phi=1$) уравнением Навье-Стокса и в сплошной пористой матрице ($0 < \phi < 1$) – уравнением Дарси. Детальный вывод данных параметров описан в работе [10].

В настоящей работе рассматривается двухфазная фильтрация раствора на водной основе и масла, которая описывается уравнением Дарси. В этом случае параметры из (1) определяются следующим образом:

$$\langle \mathbf{u}_r \rangle = \frac{1}{\phi} \left[\begin{array}{l} - \left(\frac{M_w}{\alpha_w} - \frac{M_o}{\alpha_o} \right) \nabla \langle p \rangle + \left(\frac{\rho_w M_w}{\alpha_w} - \frac{\rho_o M_o}{\alpha_o} \right) \mathbf{g} + \\ + \left(\frac{M_w \alpha_o}{\alpha_w} - \frac{M_o \alpha_w}{\alpha_o} \right) \nabla p_c - \left(\frac{M_w}{\alpha_w} - \frac{M_o}{\alpha_o} \right) p_c \nabla \alpha_w \end{array} \right], \quad (3)$$

$$\mathbf{F}_c = \left[\frac{1}{M} (M_w \alpha_o + M_o \alpha_w) \frac{\partial p_c}{\partial \alpha_w} - p_c \right] \nabla \alpha_w,$$

$$\mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle = M^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle, \quad \rho = \frac{1}{M} (\rho_w M_w + \rho_o M_o).$$

где ρ_i – плотность i -ой фазы, $M = M_w + M_o$ – общая подвижность двухфазной жидкости, $M_i = k_0 k_{r,i} / \mu_i$ – подвижность i -ой фазы, k_0 – абсолютная проницаемость пористой среды, p_c – капиллярное давление, $k_{r,i}$ – относительные фазовые проницаемости (ОФП) i -ой фазы, которые описываются моделью *Brooks & Corey* [14]:

$$p_c(\alpha_w) = p_c^0 \alpha_w^{-1/m}, \quad k_{r,o}(\alpha_w) = k_{r,o}^{\max} (1 - \alpha_w)^{(3m+2)/2}, \quad k_{r,w}(\alpha_w) = k_{r,w}^{\max} \alpha_w^{(3m+2)/2}, \quad (4)$$

где верхним индексом «0» обозначено начальное капиллярное давление, индексом «max» обозначены максимальные значения ОФП. Вогнутость кривых ОФП определяет характерное число m . Чем больше m , тем выше расположены кривые ОФП.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Многовариантные расчеты были проведены для физической насыпной модели из спеченных стеклошариков, представленной на рис. 1(а). Аналогично лабораторным исследованиям фильтрация происходит при постоянном расходе справа налево, на стенках задается условие прилипания, на выходе постоянное давление. На рис. 1(б) представлена дискретизация расчет

ной области и неоднородная проницаемость модели, которая определялась из экспериментальных данных по характерным картинам вытеснения. Проницаемость высокопроводящих участков модели задавалась 62 мкм^2 , низкопроводящих – $0,001 \text{ мкм}^2$. В начальный момент образец полностью насыщен маслом ($\mu_o = 60 \text{ мПа с}$, $\rho_o = 800 \text{ кг/м}^3$), справа нагнетается состав на водной основе ($\mu_w = 1 \text{ мПа с}$, $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Численное моделирование выполнено для параметров, соответствующих экспериментальным данным, для различных режимов фильтрации и ОФП. На рис. 2 представлены характерные картины вытеснения в образце пористой среды для расходов $0,2 \text{ мл/мин}$ для различных кривых ОФП. Из рисунков видно образование вязких пальцев из-за того, что вязкость закачиваемого состава существенно меньше вязкости вытесняемой жидкости. Также наблюдается образование недренируемых участков с низкой проницаемостью. На рис. 3 представлена зависимость доли остаточной нефти в насыпной модели от характерного числа m из формулы (4) для различных расходов после 25 минут закачки жидкости. Показано, что изменение характера кривых ОФП существенно влияет на картины вытеснения масла. Из рис. 2 и 3 видно, что чем выше расположены кривые ОФП, что соответствует большему характерному числу m , тем вытеснение происходит медленнее, но эффективнее. Также стоит отметить, что разница насыщенности масла для расхода $0,2 \text{ мл/мин}$ и $0,4 \text{ мл/мин}$ существенно больше, чем для $0,4 \text{ мл/мин}$ и $0,6 \text{ мл/мин}$. Однако для $0,2 \text{ мл/мин}$ эффективность вытеснения масла для $m = 5$ на 10% больше, чем для $m = 3$, в то время как для $0,4 \text{ мл/мин}$ эта разница достигает 5%, а для $0,6 \text{ мл/мин}$ – 3%.

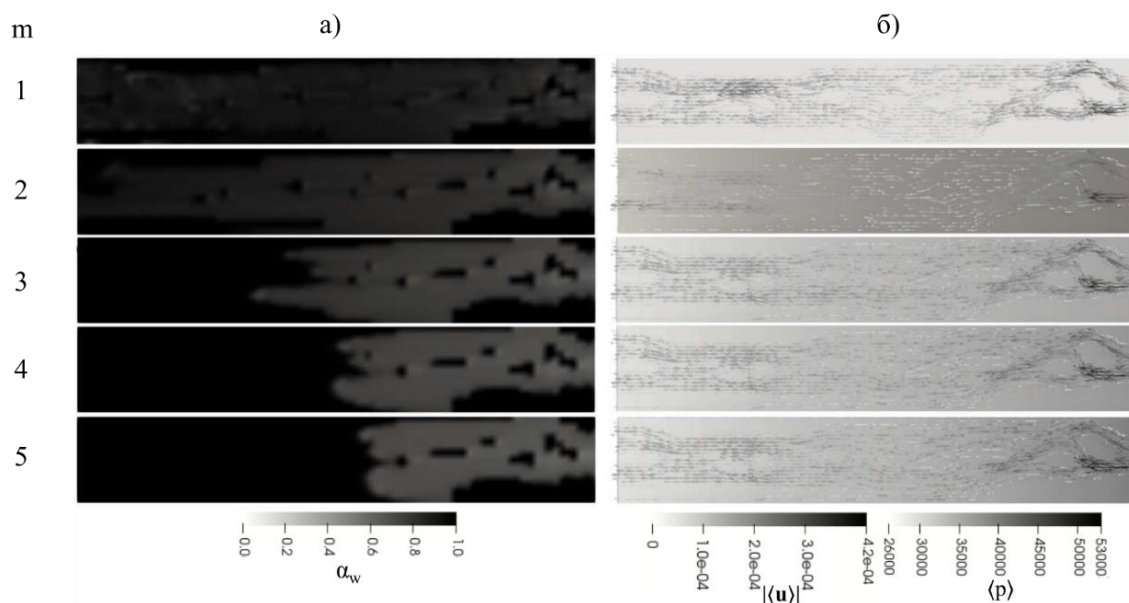


Рис. 2. Вытеснение масла (черный цвет) водой (белый цвет) в образце пористой среды после 1 мин закачки воды с расходом $0,2 \text{ мл/мин}$ для разных кривых ОФП:
а – распределение насыщенности воды; *б* – поле давления и вектор скорости.

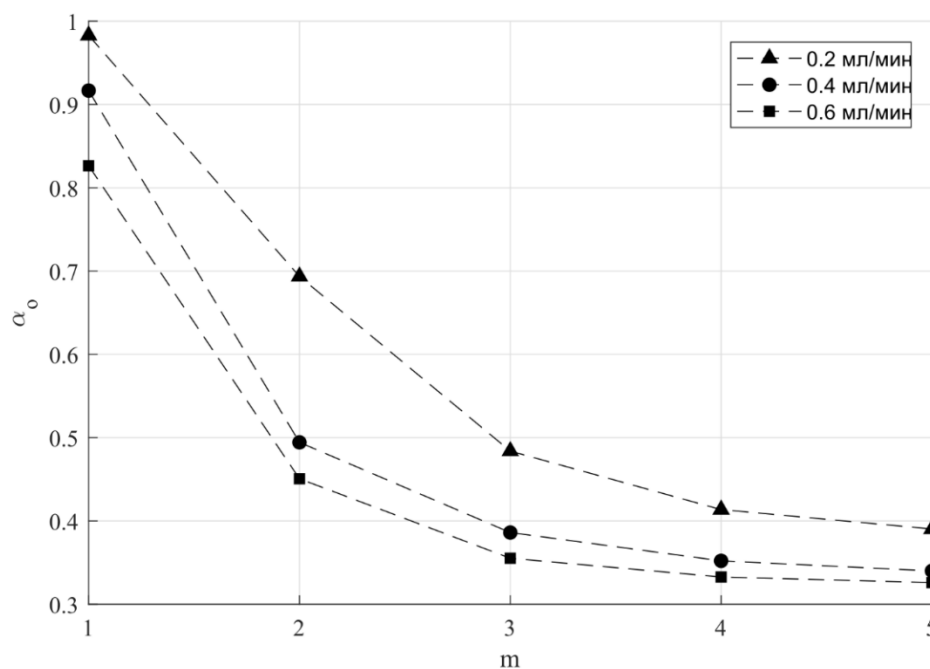


Рис. 3. Зависимость остаточного масла от кривых ОФП после 25 минут закачки воды в образец пористой среды.

СОПОСТАВЛЕНИЕ С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ

Лабораторные исследования вытесняющей способности жидкостей производились на модельной насыпной пористой среде. Модель в начале эксперимента полностью заполнялась вазелиновым маслом и после каждого эксперимента тщательно промывалась и просушивалась. Вытесняющие агенты закачивались при постоянном объемном расходе с помощью шприцевого насоса. Процесс вытеснения регистрировался фотокамерой, насыщенность фаз определялась в результате цифровой обработки изображений каждые 10 секунд. Рассматривалось два вытесняющих агента: вода и раствор для образования микроэмульсий (мицеллярный раствор), который состоял из воды, хлорида натрия ($NaCl$), ПАВ додецилсульфата натрия (СДС) и бутанола в соотношении 90:5:1,25:3,75 соответственно.

На рис. 4 представлены результаты численного и лабораторного эксперимента вытеснения масла водой в различные моменты времени для расхода 0,2 мл/мин. Из рисунка видно, что вода фильтруется преимущественно по крупным порам с образованием вязких пальцев и небольшим охватом пористой среды. По характерным картинам вытеснения масла водой из насыпной модели, полученных в лабораторных исследованиях, определено характерное число $m = 3$, которое использовалось для описания ОФП в численной модели.

В случае с мицеллярным раствором картина вытеснения существенно меняется. На рис. 4 видно, как при фильтрации образуются многочисленные тонкие вязкие пальцы в узких поровых каналах, что увеличивает охват пористой среды. Это связано со снижением коэффициента поверхностного натяжения на несколько порядков за счет образования на межфазной поверхности микроэмульсий. По характерным картинам вытеснения масла мицеллярным раствором из насыпной модели, полученных в лабораторных исследованиях, определено характерное число $m = 5$, которое использовалось для описания ОФП в численной модели. На рис. 5 представлена динамика изменения насыщенности масла в зависимости от количества прокаченных поровых объемов N_v . Из рисунка видно, что, начиная с семи поровых объемов, численные результаты хорошо согласуются с экспериментальными данными. Расхождение значений насыщенности масла в пористой среде на ранних временах объясняется неточным воспроизведением граничных условий на входе в численной модели, поскольку не учитывается, что в физической модели существует дополнительный объем пористой среды для создания потока

(рис. 1(а)). Также стоит отметить, что закачка агента происходит не с правого торца, а через трубку, расположенную в верхней пластине. Закачиваемая жидкость сначала попадает в дополнительный объем, а далее в рассматриваемый объем пористой среды, в котором и моделируется двухфазная фильтрация. Замечено, что остаточная насыщенность масла на поздних временах вытеснения в случае мицеллярного раствора меньше на 10%, чем в случае вытеснения водой. Таким образом, состав для образования микроэмульсии является наиболее эффективным агентом вытеснения по сравнению с водой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работы проведен комплекс численных и лабораторных исследований по вытеснению масла различными агентами на водной основе из насыпной модели пористой среды, полученной спеканием стеклошариков. Получено хорошее согласование результатов численного моделирования и лабораторных исследований. Показано, что при вытеснении раствором для микроэмульсий остаточная нефтенасыщенность в насыпной модели уменьшается на 10% по сравнению с вытеснением водой. Таким образом, предложенный численно-экспериментальный подход для насыпных моделей пористой среды можно использовать как скрининг технологию для выбора эффективного агента вытеснения нефти с целью увеличения нефтеотдачи пласта. Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ (грант № 21-79-10212).

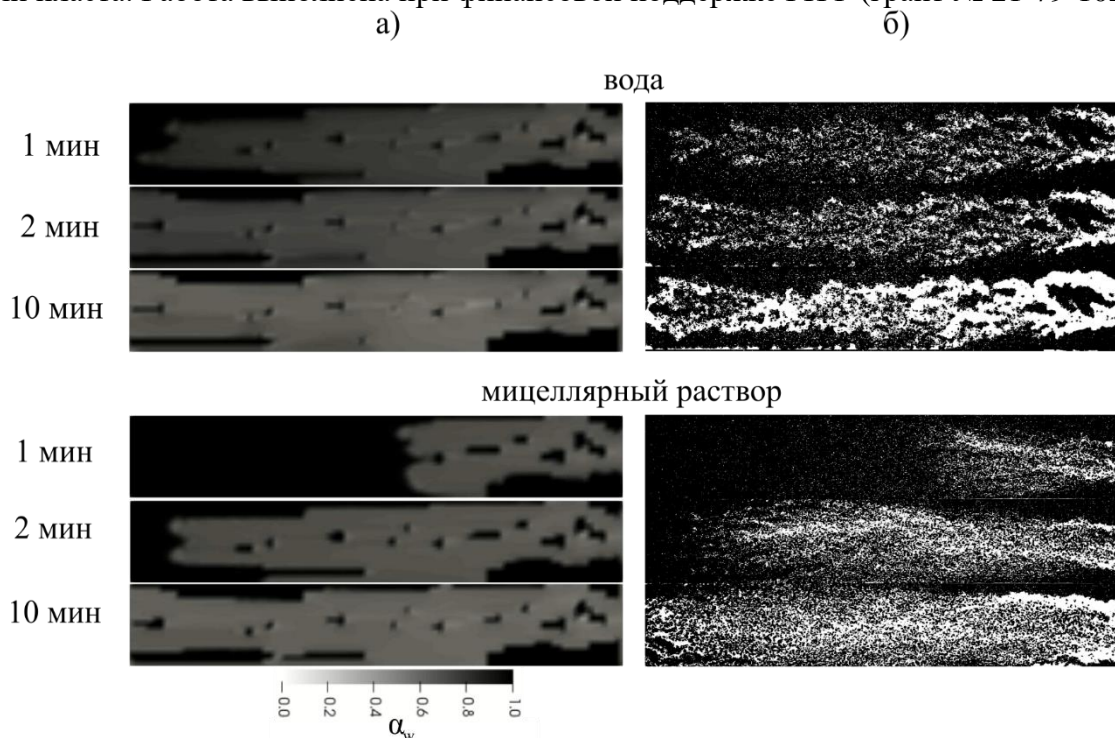


Рис. 4. Вытеснение масла (черный цвет) водой и мицеллярным раствором (белый цвет) в различные моменты времени для 0,2 мл/мин:
а – результаты численного моделирования, *б* – экспериментальные данные.

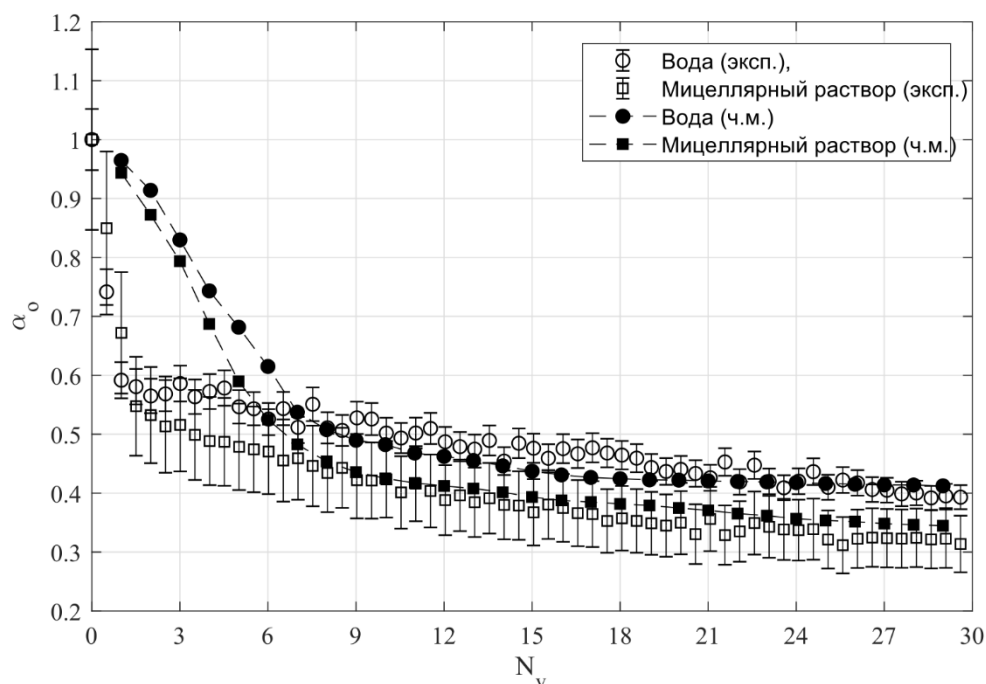


Рис. 5. Изменение насыщенности пористой среды маслом при вытеснении водой и мицеллярным раствором для 0,2 мл/мин: сравнение результатов численного моделирования (ч.м.) с экспериментальными данными (эксп.)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Bera A., Mandal A.** Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review // *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2015. V. 5. P. 255–268. doi.org/10.1007/s13202-014-0139-5.
2. **Belhaj A. F., Elraies K. A., Mahmood S. M., Zulkifli N. N., Akbari S., Hussien O. S.** The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review // *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2020. V. 10. P. 125–137. doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y.
3. **Winsor P. A.** *Solvent Properties of Amphiphilic Compounds.* London: Butterworths, 1954.
4. Kessel D. G. Chemical flooding — status report // *J. Petrol. Sci. Eng.* 1989. V. 2. P. 81–101. doi.org/10.1016/0920-4105(89)90056-9.
5. **Santanna V. C., Silva A. C. M., Lopes H. M., Sampaio Neto F. A.** Microemulsion flow in porous medium for enhanced oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2013. V. 105. P. 116–120. doi:10.1016/j.petrol.2013.03.015
6. **Abbas A. H., Sulaiman W. R. W., Jaafar M. Z., Gbadamosi A. O., Ebrahimi S. S., Elrufai A.** Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir // *Journal of King Saud University-Engineering Sciences.* 2020. V. 32. N. 1. P. 91–99. doi:10.1016/j.jksues.2018.06.001
7. **Lashgari H. R., Pope G. A., Tagavifar M., Luo H., Sepehrnoori K., Li Z., Delshad M.** A new three-phase microemulsion relative permeability model for chemical flooding reservoir simulators // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* – OnePetro, 2017. doi:10.1016/j.petrol.2018.08.007
8. **Mejia M., Parra J. E., Mejia L., Pope G. A., Balhoff M. T.** Experiments and numerical simulations of chemical enhanced oil recovery in fractured carbonate rocks // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2021. V. 199. P. 108280. doi:10.1016/j.petrol.2020.108280
9. **Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov A.** Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Messoyakhskoe oil field // *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* – OnePetro, 2020. doi.org/10.2118/202013-MS
10. **Carrillo F. J., Bourg I. C., Soulaire C.** Multiphase flow modeling in multiscale porous media: an open-source micro-continuum approach. // *J. Comput. Phys. X.* 2020. V. 8: 100073. doi:10.1016/j.jcpx.2020.100073
11. **Soulaire C., Tchelep I. H.** Micro-continuum approach for porescale simulation of subsurface processes // *Transport in Porous Media.* 2016. V. 113. P. 431–456. doi:10.1007/s11242-016-0701-3 Corpus ID: 124668784
12. **Patankar S. V.** *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow.* Washington: Taylor&Francis, 1980. doi.org/10.1201/9781482234213
13. **Hirt C., Nichols B.** Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries // *J. Comput. Phys.* 1981. V. 39, No. 1, P. 201–225. doi:10.1016/0021-9991(81)90145-5
14. **Brooks R., Corey A.** Hydraulic Properties of Porous Media // *Hydrol. Pap.* 1964. V. 3. P. 1–27.

ОБ АВТОРАХ

ФАЗЛЕТДИНОВ Спартак Уралович, магистрант первого года обучения кафедры прикладной физики Уфимского университета науки и технологий, 450076, Россия, г. Уфа, ул. З. Валиди, 32, spartak.fazlet@gmail.com.

ПИТЮК Юлия Айратовна, к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Уфимского университета науки и технологий, 450076, г. Уфа, Россия, ул. З. Валиди, 32. Главный менеджер ООО «РН-БашНИПНефть», 450006, Россия, г. Уфа, ул. Бехтерева, 3/1, PityukYulia@gmail.com.

МУЛЛАЯНОВ Альмир Ильфирович, младший научный сотрудник Уфимского университета науки и технологий, 450076, г. Уфа, Россия, ул. З. Валиди, 32. Главный специалист ООО «РН-БашНИПНефть», Россия, г. Уфа, ул. Ленина, 86/1, almirmullayanov@gmail.com.

METADATA

Title: NUMERICAL AND EXPERIMENTAL STUDY OF OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY IN BULK MODELS OF POROUS MEDIA.

Authors: S. U. Fazlerdinov¹, Yu. A. Pityuk², A. I. Mullayanov³

Affiliation:

^{1,2,3} Ufa University of Science and Technology, Russia.

^{2,3} LLC RN-BashNIPneft, Russia.

Email: ¹spartak.fazlet@gmail.com, ²PityukYulia@gmail.com, ³almirmullayanov@gmail.com

Language: Russian.

Source: Vestnik UGATU (scientific journal of Ufa University of Science and Technology), vol. 27, no. 1 (99), pp. 60-68, 2023. ISSN 2225-2789 (Online), ISSN 1992-6502 (Print).

Abstract: Understanding filtration processes in bulk models with controlled pore space geometry is important in terms of selecting an effective agent for enhanced oil recovery. Such models are widely used in research and are idealized two-dimensional porous media, where particles simulate rock grains and the space between the particles is the pores. As part of this work, a numerical and experimental approach to estimate oil displacement efficiency in bulk models of porous media is proposed. One of the special cases of chemical method to increase oil recovery is the use of surfactants and salts, which can lead to the formation of microemulsions at the boundary with formation fluids, which reduces the surface tension coefficient on the interfacial surface by several orders of magnitude. A good agreement between the results of numerical simulation and experimental data is obtained. The efficiency of application of solutions for microemulsions as displacing agents is shown by the example of bulk models.

Key words: porous media, phase saturation, displacement factor, enhanced oil recovery methods, microemulsion, digital image processing, bulk model, relative phase permeabilities, OpenFOAM

About authors:

FAZLETDINOV, Spartak Uralovich, Master student of the first year of study at the Department of Applied Physics, Ufa University of Science and Technology, 32 Z. Validi St., Ufa 450076 Russia.

PITYUK, Yulia Airatovna, Cand. Sci., Senior Researcher at Ufa University of Science and Technology, 32 Z. Validi St., Ufa 450076 Russia. Chief Manager at LLC RN-BashNIPneft, 3/1 Bekhterev St., Ufa 450006 Russia.

MULLAYANOV, Almir Ilfirovich, Junior Researcher at Ufa University of Science and Technology, 32 Z. Validi St., Ufa 450076 Russia. Chief specialist at LLC RN-BashNIPneft, 86/1 Lenin St., Ufa 450006 Russia.