

Влияние краевых эффектов смачивания на двухфазные течения жидкостей в цифровой модели неоднородного ядра при динамических режимах вытеснения

Т.Р. Закиров*, М.Г. Храмченков

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Работа посвящена исследованию влияния краевых эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения жидкостей в двухмерных искусственно сгенерированных цифровых моделях пористых сред. Особенностью работы является изучение вытеснения при динамических условиях, при которых действие вязких сил трения является существенным. В качестве инструмента исследования используются методы математического моделирования – решеточные уравнения Больцмана в сочетании с моделью градиента цветового поля, описывающей межфазные взаимодействия. Вычислительные эксперименты проводятся в цифровой модели пористой среды, отличающейся высокой степенью неоднородности порового пространства. В работе построена карта режимов течения в координатах «число капиллярности – краевой угол смачивания». Проведена идентификация четырех переходных режимов кроссовера между течениями с капиллярными, вязкими пальцами и со стабильным фронтом вытеснения. Отдельное внимание уделено изучению влияния эффектов смачивания на удельную длину межфазной границы раздела «нагнетаемая жидкость – скелет».

Ключевые слова: угол смачивания, число капиллярности, дренирование, пропитка, решеточные уравнения Больцмана

Для цитирования: Закиров Т.Р., Храмченков М.Г. (2022). Влияние краевых эффектов смачивания на двухфазные течения жидкостей в цифровой модели неоднородного ядра при динамических режимах вытеснения. *Георесурсы*, 24(1), с. 16–26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.2>

1. Введение

Понимание механики многофазного движения жидкостей в пористых средах играют важную роль во многих инженерных и промышленных процессах и дисциплинах, таких как разработка нефтяных и газовых месторождений, подземная гидромеханика, механика пористых сред и многие другие. При несмачиваемом вытеснении, именуемом дренированием, когда нагнетаемый флюид является несмачивающей скелет пористой среды жидкостью, механика двухфазного течения контролируется балансом между капиллярными и вязкими силами и зависит от двух безразмерных параметров – числа капиллярности Ca и отношения вязкостей между нагнетаемой и вытесняемой жидкостью M (Lenormand et al., 1988). При $M < 1$, когда нагнетаемый флюид менее вязкий, чем вытесняемый (например, при вытеснении нефти водой), совместное течение сопровождается формированием неустойчивостей межфазного фронта или так называемых «пальцев». При преобладании капиллярных или вязких сил наблюдаются, соответственно, капиллярные (в данной работе обозначено как CF – capillary fingering) или вязкие (обозначено как VF – viscous fingering) пальцы (Bakhshian et al., 2019; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018). Переходным режимом между CF и VF является зона кроссовера (обозначено

как CZ – crossover zone) (Cottin et al., 2018). При $M > 1$ несмешиваемое вытеснение характеризуется стабильным межфазным фронтом (обозначено как CD – compact displacement) (Liu et al., 2016; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018).

В случае, если поверхность скелета пористой среды является смачивающей для нагнетаемой жидкости, механика двухфазного течения соответствует режиму пропитки (Jafari et al., 2017; Li et al., 2017). Переход от дренирования к пропитке происходит при изменении условий смачивания, которые численно могут быть описаны при помощи краевого угла, измеренного на границе раздела двух жидкостей и твердой поверхности скелета. В настоящей работе краевой угол $\theta < 90^\circ$ соответствует течению дренированию, тогда как при $\theta > 90^\circ$ наблюдается режим пропитки. Таким образом, переход от дренирования к пропитке возникает при увеличении краевого угла.

На сегодняшний день опубликовано большое количество работ, исследующих влияние эффектов смачивания на характеристики вытеснения в условиях квази-стационарного режима – потока при пренебрежительной малости вязких сил трения по сравнению с капиллярным давлением. В работах (Cieplak, Robbins, 1988; 1990) впервые описаны явления взрывов, касаний и перекрытий, возникающие при миграции межфазной границы раздела, которые объясняют механику вытеснения при различных углах смачивания. Показано, что уменьшение пористости приводит к увеличению критического угла смачивания, определяющего начало режима CD. Позднее в работах (Geistlinger, Zulficar, 2020; Jung et al., 2016) было

* Ответственный автор: Тимур Рустамович Закиров
e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

© 2022 Коллектив авторов

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

показано, что увеличение угла смачивания способствует стабилизации межфазного фронта и переходу от режима CF к CD. Было обнаружено, что частота явлений касаний и перекрытий намного превышает частоту событий взрыва при $\theta > 90^\circ$, тогда как явления взрыва доминируют при течении дренирования. Влияние эффектов смачивания в пористых структурах с различной неоднородностью было рассмотрено в (Holtzman, Serge, 2015; Hu et al., 2019). Выявлено, что неоднородность негативно влияет на стабилизацию межфазного фронта и способствует увеличению критического угла смачивания для зоны CD.

При динамических условиях течения вязкие силы трения не могут считаться пренебрежимо малыми по сравнению с капиллярным давлением. Необходимость учета дополнительной силы вязкого трения значительно усложняет понимание процессов вытеснения и прогноз его типа. В работе (Stokes et al., 1986) обнаружена обратно пропорциональная зависимость между толщиной пальцев и числом капиллярности. Влияние эффектов смачивания при $M > 1$ исследовано в (Hu et al., 2018). Показано, что критический угол смачивания, определяющий начало режима CD, увеличивается с ростом Ca .

При $M < 1$ вязкие силы, в отличие от течений при $M > 1$, дестабилизируют межфазный фронт и способствуют образованию вязких пальцев (Liu et al., 2013). Таким образом, при $M < 1$ прогнозирование влияния эффектов смачивания является более сложным. Результаты экспериментальных исследований, проведенные при $M \ll 1$, представлены в (Lan et al., 2020; Primkulov et al., 2018; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016) в виде карт режимов течений в координатах «число капиллярности – угол смачивания». Показано, что переход от дренирования к пропитке сопровождается стабилизацией межфазного фронта и способствует течению в режиме CD. Увеличение значимости вязких сил приводит к подавлению влияния угла смачивания.

В работах (Hu et al., 2018; Lan et al., 2020) для упорядоченных пористых структур с высоким уровнем однородности разработаны теоретические модели, предсказывающие переход от CF к CD для различных углов смачивания в динамических условиях течения. Теоретическая модель для квази-стационарного режима при $M \ll 1$ описана в (Holtzman, Serge, 2015). В работе (Hu et al., 2019) представлена теоретическая модель, учитывающая неоднородность порового пространства.

На сегодняшний день результаты влияния числа капиллярности совместно с краевыми эффектами смачивания на двухфазные течения в высоко неоднородных пористых средах являются ограниченными и не имеют систематического описания. Целью данной работы является систематическое изучение влияния краевых эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения жидкостей в условиях динамических режимов вытеснения. Исследование проведено в цифровой модели зерна при $M < 1$, отличающегося высокой степенью неоднородности порового пространства, что также определяет особенность проведенного исследования. В работе построена карта режимов течения в координатах «число капиллярности – краевой угол смачивания», связанная с набором параметров (удельная длина межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость», фрактальная размерность, эффективность вытеснения),

численно описывающих распределение жидкостей в поровом пространстве. Представленные карты и распределения имеют свои специфические численные значения для высоко неоднородной структуры. В работе проведена идентификация четырех переходных режимов кроссовера между течениями с капиллярными, вязкими пальцами и со стабильным фронтом вытеснения. Отдельное внимание уделено изучению влияния эффектов смачивания на удельную длину межфазной границы раздела «нагнетаемая жидкость – скелет».

2. Методы исследования

2.1. Математическая модель

В настоящей работе, исследование многофазного течения жидкостей в цифровой модели пористой среды проводится при помощи методов математического моделирования. Возможности применения цифровой модели пористой среды для исследования фильтрационных процессов описаны в работе (Герке и др., 2021). Для описания совместного течения двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей используются решеточные уравнения Больцмана (LBE – lattice Boltzmann equations) в сочетании с Multi-relaxation time оператором столкновения. Явления, возникающие на границах раздела жидкостей друг с другом и с поверхностью твердых частиц, описываются при помощи модели градиента цветового поля. Комбинация данных моделей не является новой и уже была опубликована в большом количестве работ (Huang et al., 2014; Leclaire et al., 2012; 2017; Zakirov, Khranchenkov, 2020a; 2020b). По данной причине в настоящей работе приводится лишь краткое описание математической постановки задачи.

В рамках LBE течение среды рассматривается с точки зрения динамики ансамбля частиц с заданным конечным числом возможных скоростей. В качестве переменных, описывающих состояние системы в каждом узле сетки, используются функции распределения $f(\mathbf{r}, \mathbf{u}, t)$ (Succi et al., 2001). В качестве возможных для перемещения направлений $\mathbf{e}_i$ используется модель D2Q9 с шагом сетки равным Δl . Базисные вектора задаются следующим образом: $\mathbf{e}_1 = c \cdot (0, 0)$, $\mathbf{e}_2 = c \cdot (1, 0)$, $\mathbf{e}_3 = c \cdot (0, 1)$, $\mathbf{e}_4 = c \cdot (-1, 0)$, $\mathbf{e}_5 = c \cdot (0, -1)$, $\mathbf{e}_6 = c \cdot (1, 1)$, $\mathbf{e}_7 = c \cdot (-1, 1)$, $\mathbf{e}_8 = c \cdot (-1, -1)$, $\mathbf{e}_9 = c \cdot (1, -1)$, где $c = \Delta l / \Delta t$ – сеточная скорость, Δt – шаг по времени. Переменные $f(\mathbf{r}, \mathbf{u}, t)$ представлены дискретным набором функций распределения f_i^k , где $i = 1 \dots 9$ указывает направление перемещения частиц в модели D2Q9; $k = 1, 2$ характеризует одну из жидкостей.

Эволюция функции распределения каждой жидкости во времени и пространстве описывается при помощи уравнения:

$$f_i^k(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t, t + \Delta t) = f_i^k(\mathbf{r}, t) + (\Omega_i^k(\mathbf{r}, t))^1 + (\Omega_i^k(\mathbf{r}, t))^2 \quad (1)$$

где $(\Omega_i^k)^1$ – оператор столкновения, $(\Omega_i^k)^2$ – оператор, описывающий межфазное взаимодействие и эффекты смачивания. Макроскопические плотности жидкостей и их суммарная скорость в каждом узле расчетной области вычисляются следующим образом (Huang et al., 2014):

$$\rho^k(\mathbf{r}, t) = \sum_{i=1}^9 f_i^k(\mathbf{r}, t) \quad (2)$$

$$\mathbf{u}(\mathbf{r}, t) = \frac{1}{\rho} \sum_{k=1}^2 \sum_{i=1}^9 \mathbf{e}_i f_i^k(\mathbf{r}, t) \quad (3)$$

где $\rho = \rho^1 + \rho^2$.

Давление P^k в LBE, создаваемое каждым флюидом, связано с его плотностью следующим соотношением (Succi et al., 2001): $P^k = \rho^k c^2/3$.

Кинематическая вязкость жидкости μ^k контролируется при помощи параметра релаксации τ^k :

$$\mu^k = \left(\frac{2\tau^k - 1}{6} \right) \frac{\Delta t^2}{\Delta t} \quad (4)$$

Алгоритм сглаживания τ^k на границе раздела жидкостей описан в работах (Zakirov, Khrumchenkov, 2020a; Huang et al., 2014).

Оператор столкновения $(\Omega_i^k)^1$ в уравнении (1) описывается при помощи Multi-relaxation time модели (Zakirov, Khrumchenkov, 2020a; Huang et al., 2014). Выбор данного метода обусловлен более высокой точностью результатов по сравнению с моделью Single-relaxation time (Pan et al., 2006). Для расчета $(\Omega_i^k)^2$ в уравнении (1) используется наиболее современная версия модели градиента цветового поля, описанная, например, в (Huang et al., 2014; Leclaire et al., 2012; Zakirov, Khrumchenkov, 2020b).

В настоящей работе используется сетка «mid-grid», в которой непроницаемая граница расположена в полшаге от центров соседствующих ячеек, являющихся порой и скелетом (Zakirov, Galeev, 2019). На непроницаемых областях используются граничные условия «bounce back» (Succi et al., 2001). Граничные условия на входной и выходной областях описываются при помощи соотношений Zou и He (Zou, He, 1997).

Валидация данной математической модели в нашем исполнении программного кода уже была проведена ранее и описана в работах (Zakirov, Khrumchenkov, 2020a; 2020b).

2.2. Параметры вычислительных экспериментов

В данной работе, вычислительные эксперименты проводятся в цифровой модели порового пространства,

сгенерированной при помощи метода Монте-Карло. Алгоритм подробно описан в (Zakirov, Khrumchenkov, 2020c). Поровое пространство цифровой модели, показанное на рис. 1, является изотропным и состоящим из гранул разного размера, форма которых близка к округлой. Размер области течения составляет 900 ячеек по оси OX и 700 ячеек по оси OY. Шаг сетки равен 5 мкм. Пористость образца 0.65, абсолютная проницаемость 47.2 мкм².

Для численного описания неоднородности пористой структуры используется коэффициент беспорядочности, вычисляемый по формуле (Laubie et al., 2017):

$$H = \sum_{i=1}^N \sqrt{\frac{(\varphi_i^a - \varphi)^2}{N-1}} \quad (5)$$

где φ – пористость образца, φ_i^a – локальная пористость, вычисленная в i -ой ячейке, N – количество ячеек для измерения локальной пористости. Неоднородность рассматриваемой цифровой модели составляет 0.214, что, согласно (Zakirov, Khrumchenkov, 2020c), указывает на высокую неоднородность порового пространства. Для сравнения, в большинстве современных исследований эксперименты проводятся на упорядоченных моделях с низкой степенью неоднородности (Holtzman, Serge, 2015; Hu et al., 2018; 2019; Lan et al., 2020).

В начальный момент времени область течения целиком заполнена вытесняемой жидкостью, например, нефтью. Входная и выходная границы области течения соприкасаются со слоями толщиной 10 и 5 ячеек, соответственно, полностью заполненными нагнетаемой и вытесняемой жидкостями (рис. 1). Нагнетаемая жидкость подается на входную границу области при известной и постоянной скорости $u_x = u_0$. На выходной границе устанавливается постоянное давление. Отбор обеих жидкостей проводится через выходную границу. Касательная ко входной и выходной границам компонента скорости u_y равна нулю. Внешние границы считаются непроницаемыми.

Вычислительные эксперименты проводятся при контактных углах смачивания θ , варьирующихся в пределах

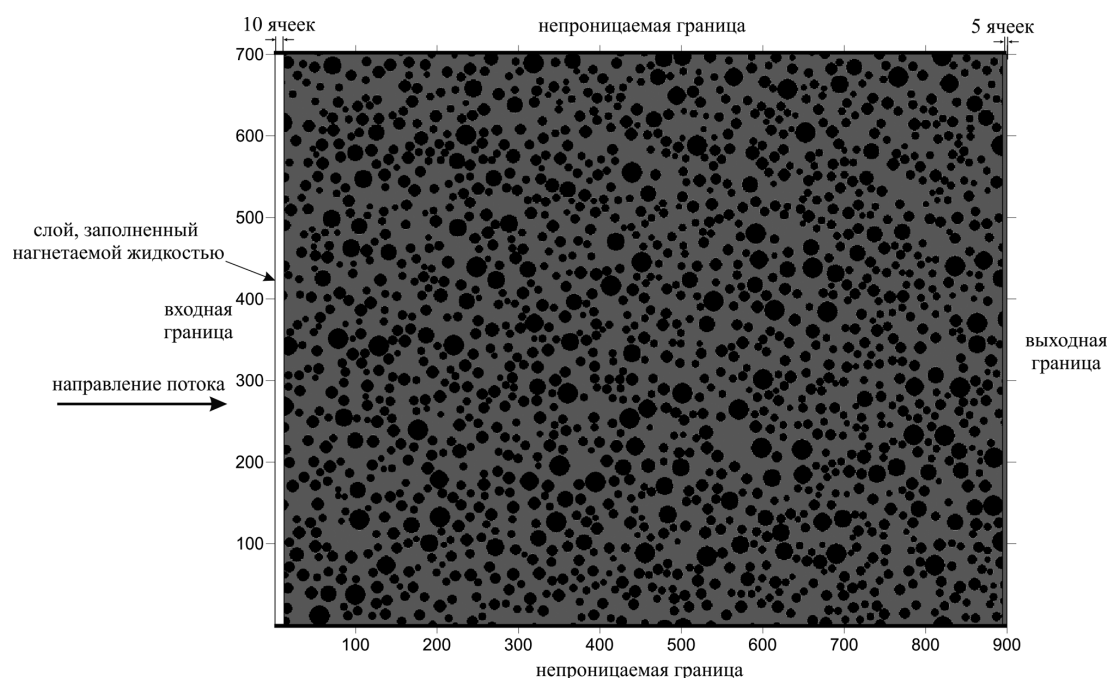


Рис. 1. Цифровая модель порового пространства: черное – скелет, серое – поры

от 30° до 150° . Увеличение угла смачивания обозначает переход между дренированием и пропиткой. Соотношение вязкостей между нагнетаемой и вытесняемой жидкостями составляет $1/10$, что, к примеру, соответствует вытеснению легкой нефти водой. Динамические условия течения создаются различными соотношениями между скоростью течения u_0 и межфазным натяжением σ . Значения $\log_{10} Ca$ варьируются в пределах от -5.5 до -2.7 , что соответствует режимам течения как с преобладанием капиллярных, так и вязких сил.

3. Результаты исследования

3.1. Влияние числа капиллярности и угла смачивания на перепад давления

Благодаря результатам многочисленных исследований (Bakhshian et al., 2019; Lenormand et al., 1988; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018) хорошо известно, что динамика совместного течения двух жидкостей в пористой среде контролируется балансом сил вязкого трения и капиллярного сопротивления. На рис. 2 показано влияние числа Ca на перепады давления ΔP между входным и выходным сечениями цифрового керна, измеренные при различных краевых углах смачивания. Черные кривые на рис. 2 измерены при отсутствии капиллярных сил, т.е. при $\sigma = 0$ мН/м, и характеризуют действие сил вязкого трения ΔP_{visc} . Величина сил капиллярного давления оценена по формуле: $\Delta P_{\text{cap}} = \Delta P - \Delta P_{\text{visc}}$.

Согласно построенным на рис. 2 кривым выявлено, что увеличение числа капиллярности способствует росту сил вязкого трения и уменьшению соотношения между ΔP_{visc} и ΔP_{cap} . Данная тенденция является ожидаемой и обусловлена классическим определением числа капиллярности: $Ca = \Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$. Яркие выраженные флуктуации, наблюдаемые при дренировании ($\theta < 90^\circ$), обусловлены «скачками Хайнса» при миграции межфазной границы из узкого горла поры в ее широкое тело (Zakirov, Khranchenkov, 2020d).

Основываясь на измеренной динамике перепада давления, проведена оценка соотношения $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ для каждого числа Ca . ΔP_{visc} и ΔP_{cap} усреднены во времени ввиду их нестационарности; оценка ΔP_{cap} проведена для $\theta = 30^\circ$. При $\log_{10} Ca = -5.5$ и -5 $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ ($\theta = 30^\circ$) $\approx 1/20 \div 1/8$, что указывает на ярко выраженное преобладание капиллярного давления для данных режимов. Таким

образом, течения при $\log_{10} Ca \leq 5$ можно считать квази-стационарными. При увеличении числа капиллярности ($\log_{10} Ca = -4.75$ и -4.6) капиллярные силы продолжают доминировать, однако влияние вязких сил трения возрастает: $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ ($\theta = 30^\circ$) $\approx 1/5 \div 1/2$. Дальнейший рост числа капиллярности способствует преобладанию сил вязкого трения над силами капиллярного сопротивления.

Как показано на рис. 2, с увеличением краевого угла смачивания, т.е. при переходе течения от дренирования к пропитке, наблюдается значительное снижение перепада давления ΔP . Причем чем меньше число капиллярности (т.е. чем больше влияние капиллярных сил), тем выше чувствительность перепада давления к варьированию угла смачивания.

На рис. 3 показаны распределения жидкостей при $\log_{10} Ca = -5.5$ и $\theta = 60^\circ, 90^\circ, 130^\circ$. Согласно полученным изображениям можно отметить, что межфазные мениски образуют выпуклые поверхности. Такие мениски создают капиллярное сопротивление, которое вносит положительный вклад в общий перепад давления ΔP . На увеличенных изображениях отчетливо видно, что кривизна менисков уменьшается с увеличением угла смачивания, а, следовательно, возрастает радиус межфазной поверхности. Согласно формуле Лапласа ($\Delta P_{\text{Lap}} = \sigma \cdot \cos(\theta) / R$, где R – радиус кривизны), увеличение радиуса мениска способствует уменьшению капиллярного сопротивления, что и отражается на поведении кривых на рис. 2.

3.2. Карта режимов течений

Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям, результаты которых описаны в работах (Hu et al., 2018; Lan et al., 2020), специфика двухфазного вытеснения в пористых средах при динамических режимах и различных условиях смачивания определяется тремя механизмами – касания и перекрытия, взрывы и вязкое трение. На рис. 4 показана карта распределения жидкостей на момент прорыва нагнетаемой жидкости через выходное сечение в координатах «число капиллярности – угол смачивания». При анализе построенной карты идентифицировано четыре переходных режима кроссовера между VF, CD и CF. Баланс между вязкими и капиллярными силами ($\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$), оцененный в предыдущем разделе для каждого числа капиллярности, отражен на рис. 4 в виде указания доминирующей силы (квази-стационарный режим, доминирование капиллярных сил и т.д.).

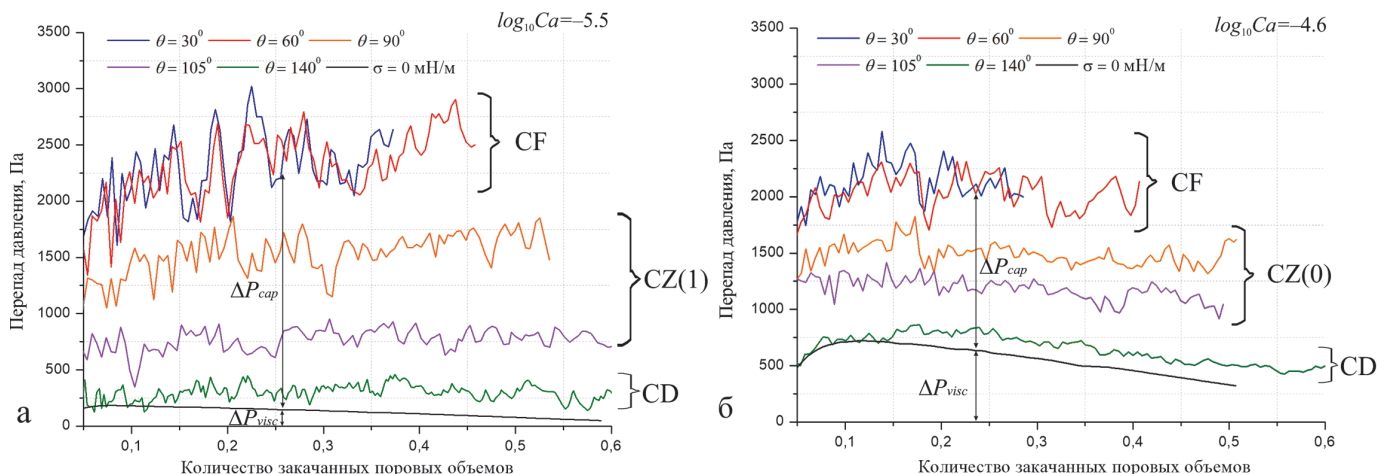


Рис. 2. Влияние краевого угла смачивания на динамику перепада давления: а – $\log_{10} Ca = -5.5$; б – $\log_{10} Ca = -4.6$

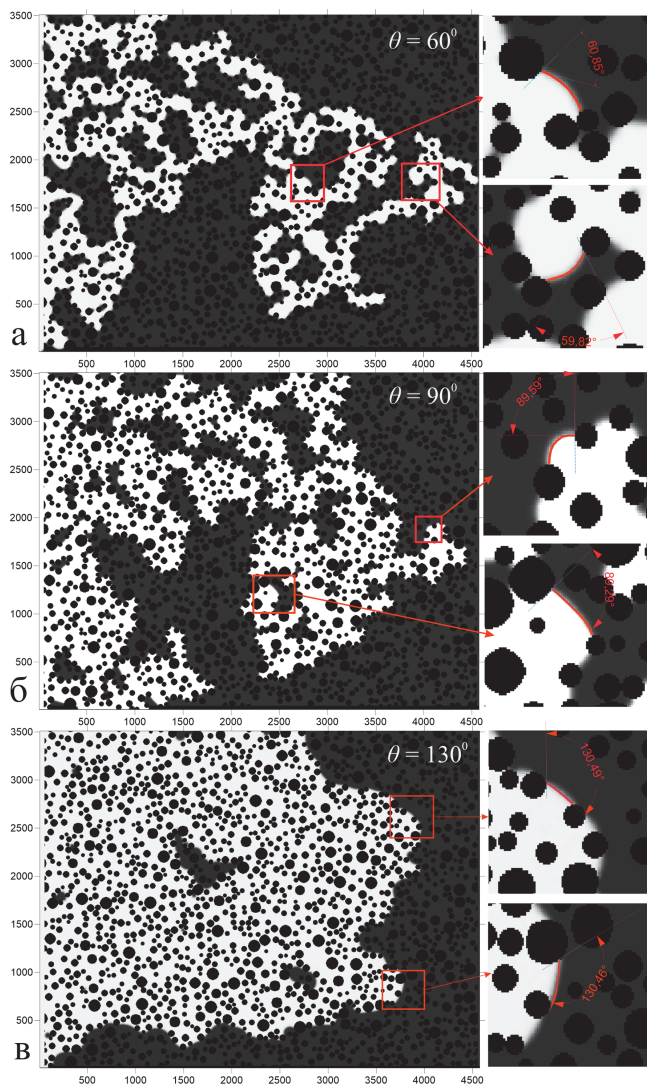


Рис. 3. Распределения жидкостей при различных краевых углах смачивания: а – $\theta = 60^\circ$; б – $\theta = 90^\circ$; в – $\theta = 130^\circ$. Красная линия на увеличенных изображениях указывает на границу раздела «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость».

1. В квази-стационарном режиме ($\log_{10} Ca \leq -5$), т.е. при пренебрежении силами вязкого трения, справедливо выполнение следующего условия: $\Delta P_{\text{visc}} \ll \Delta P_{\text{cap}}$ (см. предыдущий раздел). В зависимости от угла смачивания механика вытеснения соответствует режимам CF или CD (рис. 4). Переходный режим течения между CF и CD возникает при отсутствии доминирования стабилизирующих фронт касаний и перекрытий и дестабилизирующих фронт взрывов. Данный режим кроссовера обозначен на рис. 4 как CZ(1).

2. При течении дренирования, в случае, когда $\theta < 70^\circ$, события касаний и перекрытий практически отсутствуют (Cieplak, Robbins, 1988; 1990; Jung et al., 2016). В данных условиях режим течения определяется балансом между дестабилизирующими фронт силами вязкого трения и капиллярным давлением, возникающим при событиях взрыва. При доминировании одного из данных механизмов наблюдаются режимы VF или CF. Кроссовер между капиллярными и вязкими пальцами обозначен на рис. 4 как CZ(2).

3. При течении пропитки, когда $\theta > 120^\circ$, количество явлений взрыва значительно снижается (Cieplak, Robbins,

1988; 1990; Jung et al., 2016). В зависимости от соотношения между силами вязкого трения и капиллярного сопротивления механика вытеснения соответствует режимам с формированием вязких пальцев (VF) или со стабильным фронтом (CD). Переходный режим течения между VF и CD обозначен на рис. 4 как CZ(3).

4. В диапазоне $-4.75 < \log_{10} Ca < -3.7$, силы капиллярного сопротивления и вязкого трения являются величинами одного порядка. При краевых углах $70^\circ < \theta < 120^\circ$ частоты событий касаний и перекрытий, а также явлений взрыва, являются также сопоставимыми величинами (Cieplak, Robbins, 1988, 1990; Jung et al., 2016). В данных условиях в образце формируется наиболее сложная переходная зона, обозначенная на рис. 4 как CZ(0), в которой все дестабилизирующие и стабилизирующие межфазный фронт механизмы являются величинами одного порядка и конкурируют друг с другом.

Распределения жидкостей в образце, представленные на карте режимов течения (рис. 4), могут быть численно описаны при помощи следующего набора параметров – удельная длина границы раздела «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость» L_{FF} , фрактальная размерность D_f и эффективность вытеснения S_{nw} . Параметр L_{FF} («FF» – «Fluid – Fluid») измеряется как отношение длины межфазной границы «жидкость – жидкость» к количеству ячеек, заполненных нагнетаемым флюидом (Lan et al., 2020). Фрактальная размерность D_f измеряется на основе метода «box-counting» (Primkulov et al., 2018). Эффективность вытеснения вычисляется как отношение количества ячеек, заполненных нагнетаемой жидкостью, к общему количеству ячеек, относящихся к поровому пространству.

На рис. 5 показано влияние угла смачивания на L_{FF} для течений с различными числами Ca . Наиболее выраженное влияние эффектов смачивания на L_{FF} наблюдается в режимах доминирования капиллярных сил при ($\log_{10} Ca \leq -4.6$). Увеличение вязких сил трения способствует уменьшению чувствительности L_{FF} к изменению угла смачивания, что также отмечено на рис. 4 и согласуется с экспериментальными исследованиями (Holtzman, Serge, 2015; Zhao et al., 2016). Как показано на рис. 5, увеличение капиллярных сил, выраженное в уменьшении числа Ca , приводит к падению длины межфазного контакта, что обусловлено минимизацией свободной поверхности, напрямую связанной с капиллярным давлением (Porter et al., 2009).

Режим капиллярных пальцев (CF) обнаружен при $\theta \leq 70^\circ$ и $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4). При данном типе вытеснения параметр L_{FF} практически не зависит от θ и Ca (рис. 5). Заметное уменьшение L_{FF} обнаружено при $\theta > 70^\circ$, что свидетельствует о переходе между CF и CZ. Стоит отметить, что критический угол, определяющий конец зоны CF, одинаков для всех $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4). Данное наблюдение противоречит результатам работы (Lan et al., 2020), но согласуется с (Holtzman, Segre, 2015). В отличие от настоящего исследования, в (Lan et al., 2020; Holtzman, Segre, 2015) исследования проведены на упорядоченных моделях с высокой степенью однородности порового пространства. В работе (Lan et al., 2020) критический угол смачивания между зонами CF и CZ зависит от Ca и превышает 90° , при доминировании событий касаний и перекрытий. В (Holtzman, Segre, 2015) критический угол $\theta \approx 70^\circ$ и не зависит от Ca .

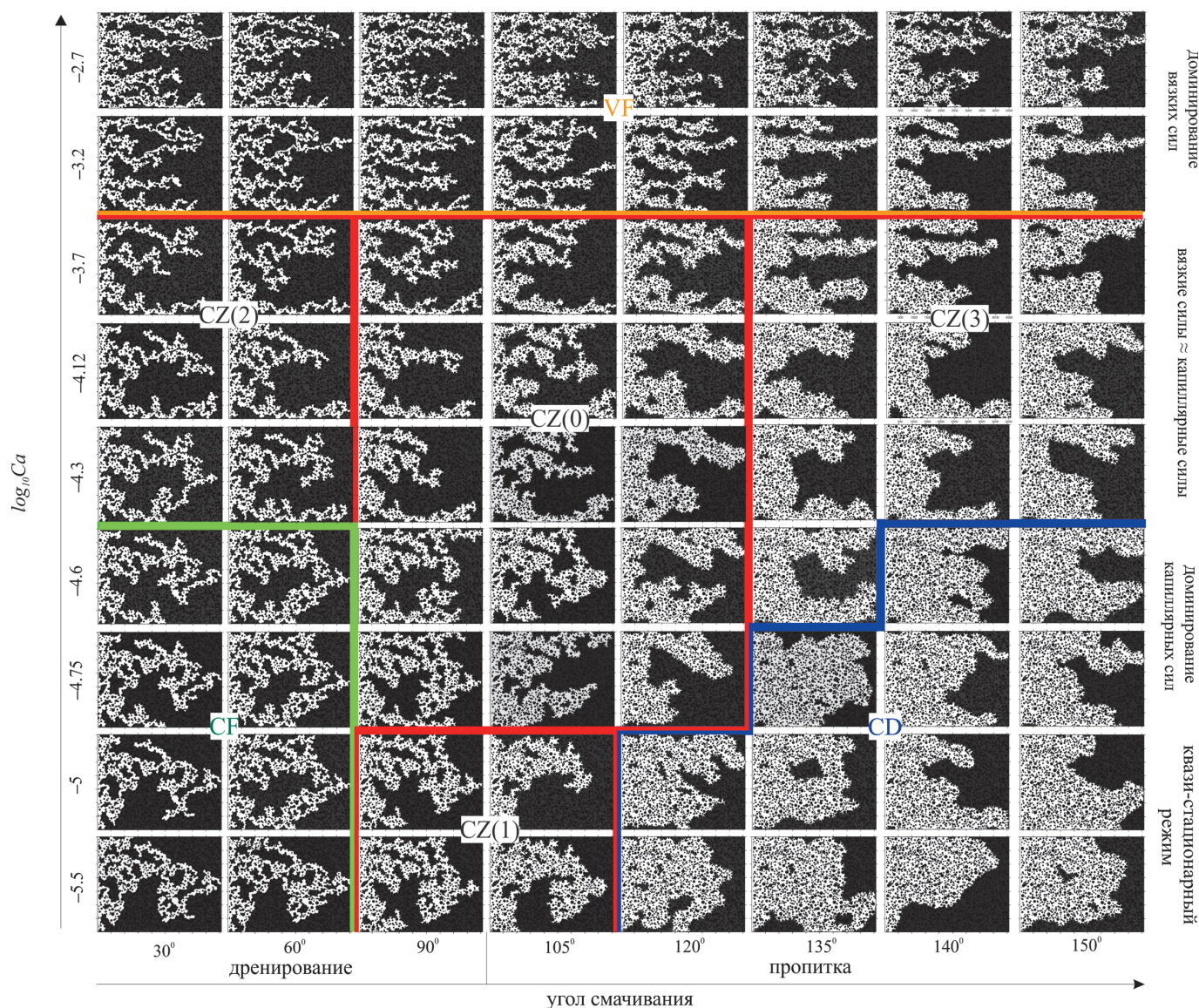


Рис. 4. Карта режимов течений в координатах « $Ca - \theta$ »: белое – нагнетаемая жидкость; серое – вытесняемая жидкость; черное – скелет

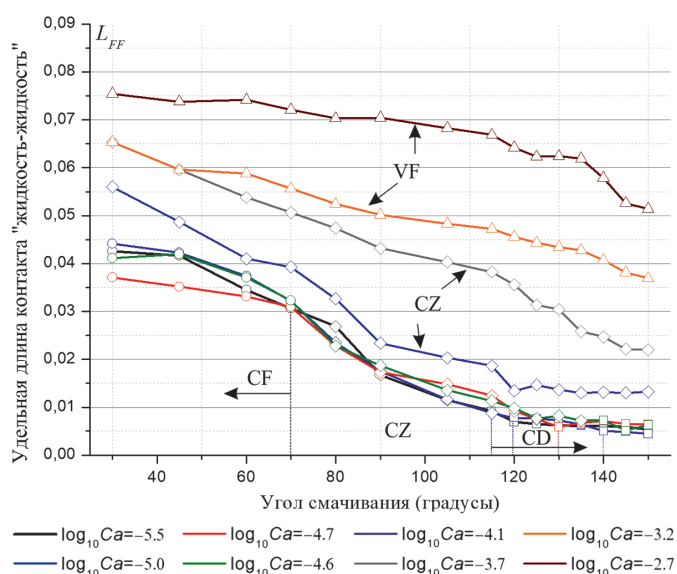


Рис. 5. Влияние угла смачивания на удельную длину межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость» L_{FF} , измеренную при различных числах капиллярности. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

Режим стабильного вытеснения (CD) обнаружен при $\theta \approx [115^\circ \div 150^\circ]$ и $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4) и подтверждается минимальной удельной длиной межфазного контакта (рис. 5). Сверхнизкие значения L_{FF} свидетельствуют о высокой стабильности межфазного фронта и отсутствии неустойчивостей, наблюдаемых при режимах CF и VF.

В режиме формирования вязких пальцев (VF) при $\log_{10} Ca \leq -3.2$ наблюдаются наибольшие значения L_{FF} (рис. 5), обусловленные формированием большого количества неустойчивостей межфазного фронта, отличающихся малой толщиной (рис. 4). Параметр L_{FF} имеет низкую чувствительность к изменению θ , что характеризует подавляющее действие вязких сил трения на эффекты смачивания.

На рис. 6 показаны карты фрактальной размерности D_f и эффективности вытеснения S_{mv} в координатах « $Ca - \theta$ ». Согласно рис. 6а, для режима CD характерны значения $D_f < -1.86$, тогда как для упорядоченных моделей, рассматриваемых в работах (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016), критическое значение D_f , определяющее начало зоны стабильного вытеснения, составляет -1.89 . Также стоит отметить, что эффективность вытеснения в

зоне CD для неоднородной модели, рассматриваемой в данной работе, равна 0.63 ± 0.03 . Данная величина значительно ниже эффективности вытеснения в однородных моделях ($S_{nw} > 0.73$) (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016).

Для зоны VF – $D_f = [-1.63 \div -1.70]$ и $S_{nw} = [0.35 \div 0.41]$. Для зоны CF – $D_f = [-1.70 \div -1.77]$, $S_{nw} = [0.42 \div 0.50]$. Данные показатели, в целом, согласуются с (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015).

Четыре переходных зоны кроссовера также показаны на рис. 6. Различия между данными переходными режимами отчетливо видны на карте фрактальной размерности, что подтверждает корректность идентификации четырех зон: для CZ(1) – $D_f \approx [-1.76 \div -1.83]$; для CZ(2) – $D_f \approx [-1.64 \div -1.69]$; для CZ(3) – $D_f \approx [-1.75 \div -1.85]$; для CZ(0) – $D_f \approx [-1.63 \div -1.85]$.

Как показано на рис. 4, критический угол, определяющий начало режима CD, увеличивается с ростом числа Ca . Данный эффект также обнаружен в (Lan et al., 2020) при исследовании упорядоченных пористых сред, однако в (Holtzman, Segre, 2015) зависимость критического угла смачивания от Ca не отмечена. Увеличение критического угла смачивания для зоны CD отчетливо видно на карте фрактальной размерности (рис. 6а). Согласно (Primkulov et al., 2019), движущей силой режима стабильного вытеснения при пропитке является перепад давления, создаваемый вогнутым мениском. Причем чем больше угол смачивания, тем величина данного перепада давления также будет больше. С другой стороны, с ростом числа капиллярности вязкие силы трения ΔP_{visc} также возрастают. Таким образом, для преодоления увеличивающихся с ростом Ca действия вязких сил трения, дестабилизирующих межфазный фронт, требуется увеличение движущей силы вогнутого мениска, что и происходит при росте θ . Однако, несмотря на сформулированное объяснение, механизмы данного эффекта требуют более детального исследования и пояснения.

Основные результаты работы основаны на вычислительных экспериментах, которые были проведены на двухмерных искусственно сгенерированных цифровых моделях пористых сред. Основные различия между

трехмерными реальными пористыми структурами и двухмерными искусственными моделями определяются двумя факторами. Трехмерные модели имеют меньшую пористость ($0.15 \div 0.35$) по сравнению с двухмерными средами (0.5 и выше) и, соответственно, более низкие значения абсолютной проницаемости (Bakhshian et al., 2019; Tsuji et al., 2016). Кроме того, природные пористые среды отличаются более высокой неоднородностью порового пространства (Tao et al., 2019). Основываясь на результатах работы (Zakirov, Khrumchenkov, 2020a), снижение абсолютной проницаемости способствует сдвигу границ режимов течений (VF, CF и CD) в сторону более низких чисел Ca . В результате, режим течения с преобладанием капиллярных сил, который положительно влияет на эффективность вытеснения, ожидается для более низких чисел Ca .

Рост неоднородности отрицательно влияет на эффективность вытеснения (Hu et al., 2019). Таким образом, тенденции, обнаруженные на рис. 6, будут справедливыми и для трехмерных природных образцов пористых сред, однако для конкретной пары « $\theta - Ca$ » значения эффективности вытеснения и фрактальной размерности ожидаются ниже и выше, соответственно, чем при сравнении с двухмерными моделями.

3.3. Карта межфазных контактов

«жидкость – скелет»

В данном разделе приводятся результаты исследования влияния числа Ca и краевого угла смачивания на динамику развития межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» (обозначено как L_{FS} , «FS» – «Fluid – Solid»). Важность изучения данной характеристики совместного течения обусловлена различными технологическими процессами при разработке нефтяных и газовых месторождений, такими как соляно-кислотная обработка приквасинных зон, закачка поверхностно-активных веществ, различные геохимические реакции. В настоящей работе параметр L_{FS} измеряется как отношение длины межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» к количеству ячеек, заполненных нагнетаемым флюидом. На рис. 7 показана карта межфазных контактов «жидкость – скелет» в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ».

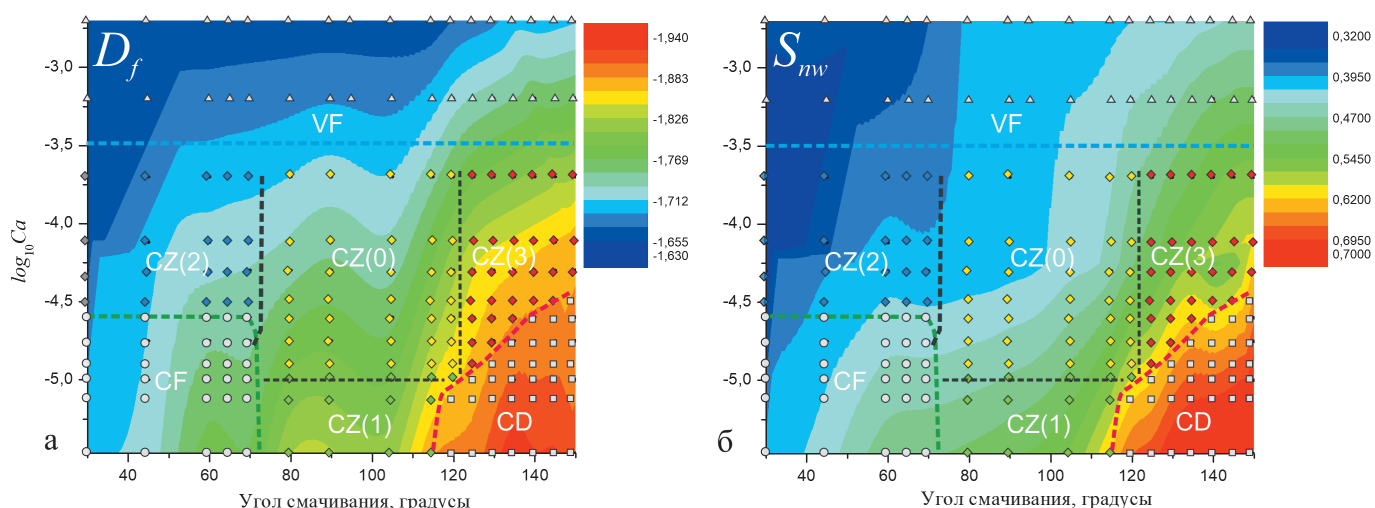


Рис. 6. Карты фрактальной размерности (а) и эффективности вытеснения (б) в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ». Пунктирные линии обозначают границы режимов течений. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

Согласно полученным на рис. 7 данным, рост краевого угла смачивания, т.е. переход течения от дренирования к пропитке, способствует увеличению эффективности взаимодействия нагнетаемой жидкости со скелетом цифрового ядра. Наибольшие значения L_{FS} обнаружены в режиме стабильного вытеснения (CD), а наименьшие – в режиме формирования вязких пальцев (VF). Причем различие между максимальным и минимальным значениями L_{FS} весьма существенно и достигает до двух раз.

На рис. 8 показаны распределения жидкостей в режиме стабильного вытеснения (рис. 8а) и при течении с формированием вязких пальцев (рис. 8б). Ввиду наименьших

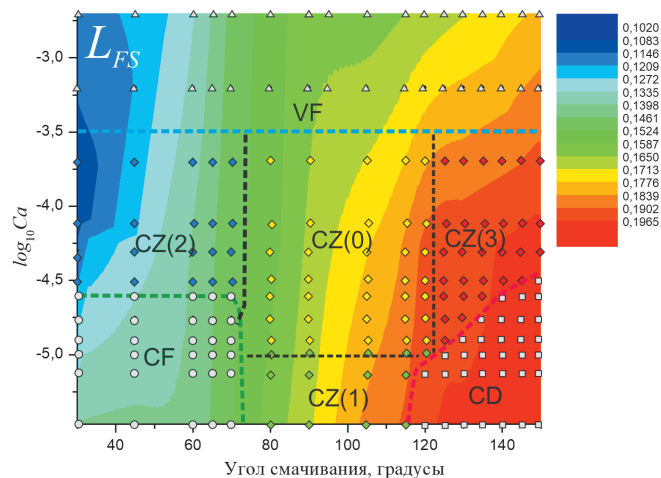


Рис. 7. Карта удельной длины межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» L_{FS} в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ». Пунктирные линии обозначают границы режимов течений. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

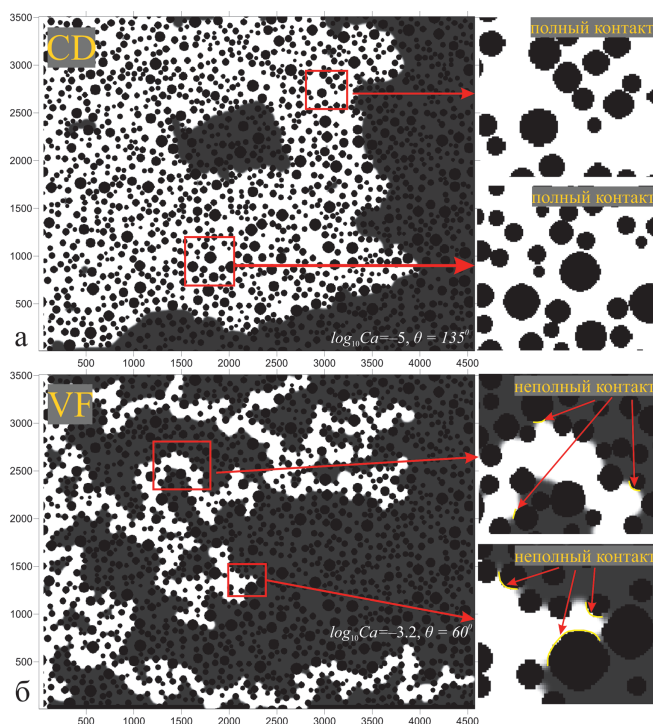


Рис. 8. Распределения жидкостей в режимах течений со стабильным фронтом (а) и с вязкими пальцами (б). На увеличенных изображениях показаны полные (для режима CD на рис. 8а) и неполные контакты (для режима VF на рис. 8б) нагнетаемой жидкости со скелетом цифрового ядра.

значений параметра L_{FF} (рис. 5), характеризующих стабильный фронт вытеснения, режим CD сопровождается полными контактами нагнетаемого флюида с зернами, дающими, очевидно, большой вклад в параметр L_{FS} . В режиме течения VF, для которого свойственно формирование пальцев преимущественно малой толщины, нагнетаемая жидкость контактирует лишь с частью поверхности скелета цифрового ядра, что обуславливает низкие значения параметра L_{FS} и высокие значения L_{FF} (рис. 5). Увеличение L_{FS} при переходе от VF к CF (или от VF к CZ(0) и CZ(1)) обусловлено возрастанием доли полных контактов при усилении влияния капиллярных сил.

Стоит отметить, что уменьшение числа капиллярности (при фиксированном θ), способствующее переходу от VF к CF или от VF к CD, приводит к незначительному увеличению параметра L_{FS} . Данная закономерность согласуется с результатами работы (Zakirov, Khranchenkov, 2021), исследующей характеристики вытеснения при $\theta = 30^\circ$, и обусловлена увеличением количества полных контактов нагнетаемой жидкости со скелетом при переходе от VF к CF и от VF к CD.

Выводы

В настоящей работе представлено численное исследование влияния эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения при различных соотношениях между капиллярными и вязкими силами. Построены карты режимов течений в координатах «число капиллярности – угол смачивания». Идентифицированы четыре переходных режима кроссовера. Распределения жидкостей, представленным в виде графических иллюстраций, поставлены в соответствие следующие численные параметры: удельная длина межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость», фрактальная размерность и эффективность вытеснения. Получены следующие результаты:

- 1) Увеличение числа капиллярности способствует уменьшению чувствительности характеристик потока к изменению угла смачивания;
- 2) Критический угол смачивания, определяющий переход между течением с капиллярными пальцами и кроссовером, равен 70° и не зависит от числа капиллярности;
- 3) С ростом числа капиллярности, критический угол смачивания, определяющий начало режима стабильного вытеснения, также увеличивается;
- 4) С увеличением действия капиллярных сил, отражающегося в уменьшении числа капиллярности, удельная длина межфазной границы «жидкость – жидкость» значительно снижается; увеличение угла смачивания также способствует уменьшению удельной длины данного типа межфазного контакта.

Показано, что эффективность взаимодействия нагнетаемой жидкости со скелетом пористой среды увеличивается с ростом угла смачивания. Максимальные значения удельной длины границы раздела «жидкость – скелет» обнаружены в режиме стабильного вытеснения, а минимальные – в режиме вязких пальцев. Данный эффект объясняется увеличением количества полных контактов нагнетаемой жидкости со скелетом при переходе от течения с вязкими пальцами к другим режимам.

Финансирование

Работа выполнена частично при поддержке гранта РФФИ №20-35-80003, а также за счет средств субсидии, выделенной Казанскому университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 075-00216-20-05 от 04.06.2020 (часть II, раздел I)).

Благодарности

Авторы работы выражают благодарность и признательность рецензентам и редактору за тщательное изучение данной работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Литература

- Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В., Корост С.Р., Васильев Р.В., Лаврухин Е.В., Гафурова Д.Р. (2021). Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей ядра и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства. *Георесурсы*, 23(2), с. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
- Bakhshian S., Hosseini S.A., Shokri N. (2019). Pore-scale characteristics of multiphase flow in heterogeneous porous media using the lattice Boltzmann method. *Scientific Reports*, 9(1), 3377. DOI: 10.1038/s41598-019-39741-x
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1988). Dynamical transition in quasi static fluid invasion in porous media. *Physical Review Letters*, 60(20), pp. 2042–2045. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.60.2042>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1990). Influence of contact angle on quasi static fluid invasion of porous media. *Physical Review B*, 41(16), pp. 11508–11521. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.41.11508>
- Cottin C., Bodiguel H., Colin A. (2018). Drainage in two-dimensional porous media: From capillary fingering to viscous flow. *Phys. Rev. E*, 82, 046315. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.82.046315>
- Geistlinger H., Zulfikar B. (2020). The impact of wettability and surface roughness on fluid displacement and capillary trapping in 2 D and 3 D porous media: 1. Wettability controlled phase transition of trapping efficiency in glass beads packs. *Water Resources Research*, 56, e2019WR026826. <https://doi.org/10.1029/2019WR026826>
- Jafari I., Masihi M., Zarandi M.N. (2017). Numerical simulation of counter-current spontaneous imbibitions in water-wet fractured porous media: Influences of water injection velocity, fracture aperture, and grains geometry. *Physics of Fluids*, 29, 113305. <https://doi.org/10.1063/1.4999999>
- Jung M., Brinkmann M., Seemann R., Hiller T., de la Loma M.S., Herminghaus S. (2016). Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities. *Physical Review Fluids*, 1, 074202. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.1.074202>
- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.115.164501>
- Hu R., Wan J., Yang Z., Chen Y.-F., Tokunaga T. (2018). Wettability and flow rate impacts on immiscible displacement: A theoretical model. *Geophysical Research Letters*, 45, pp. 3077–3086. <https://doi.org/10.1002/2017GL076600>
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Huang H., Huang J.-J., Lu X.-Y. (2014). Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method. *Computers & Fluids*, 93, pp. 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2014.01.025>
- Lan T., Hu R., Yang Z., Wu D.S., Chen Y.F. (2020). Transitions of fluid invasion patterns in porous media. *Geophysical Research Letters*, 47, e2020GL089682. <https://doi.org/10.1029/2020GL089682>
- Laubie H., Monfared S., Radjaï F., Pellenq R., Ulm F.-J. (2017). Disorder-induced stiffness degradation of highly disordered porous materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 106, pp. 207–228. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmps.2017.05.008>
- Leclaire S., Reggio M., Trépanier J.-Y. (2012). Numerical evaluation of two recoloring operators for an immiscible two-phase flow lattice Boltzmann model. *Applied Mathematical Modelling*, 36, pp. 2237–2252. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2011.08.027>
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspinas O., Chopard B., Latt J. (2017). Generalized three-dimensional lattice Boltzmann color-gradient method for immiscible two-phase pore-scale imbibition and drainage in porous media. *Physical Review E*, 95, 033306. DOI: 10.1103/PhysRevE.95.033306
- Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. (1988). Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 189, pp. 165–187.
- Li J., McDougall S.R., Sorbie K.S. (2017). Dynamic pore-scale network model (PNM) of water imbibition in porous media. *Advances in Water Resources*, 107, pp. 191–211. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.017>
- Liu H., Valocchi A.J., Kang Q., Werth C. (2013). Pore-Scale Simulations of Gas Displacing Liquid in a Homogeneous Pore Network Using the Lattice Boltzmann Method. *Transport in Porous Media*, 99, pp. 555–580. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0200-8>
- Liu H., Kang Q., Leonardi C.R., Schmieschek S., Narváez A., Jones B.D., Williams J.R., Valocchi A.J., Harting J. (2016). Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications. *Computational Geosciences*, 20(4), pp. 777–805. DOI: 10.1007/s10596-015-9542-3
- Pan C., Luo L.S., Miller C.T. (2006). An evaluation of lattice Boltzmann schemes for porous medium flow simulation. *Computers and Fluids*, 35, pp. 898–909. DOI: 10.1016/j.compfluid.2005.03.008
- Porter M.L., Schaap M.G., Wildenschild D. (2009). Lattice-Boltzmann simulations of the capillary pressure-saturation-interfacial area relationship for porous media. *Advances in Water Resources*, 32, pp. 1632–1640. DOI: 10.1016/j.advwatres.2009.08.009.
- Primkulov B.K., Talman S., Khaleghi K., Shokri A.R., Chalaturnyk R., Zhao B. Z. (2018). Quasi static fluid fluid displacement in porous media: Invasion percolation through a wetting transition. *Physical Review Fluids*, 3, 104001. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.3.104001>
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X.J., Zhao B.Z., MacMinn C.W., Juanes R. (2019). Signatures of fluid fluid displacement in porous media: Wettability, patterns and pressures. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, R4. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.554>
- Stokes J.P., Weitz D.A., Gollub J.P., Dougherty A., Robbins M.O., Chaikin P.M., Lindsay H.M. (1986). Interfacial Stability of Immiscible Displacement in a Porous Medium. *Phys. Rev. Lett.* 57, 1718. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.57.1718>
- Succi S. (2001). The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. *Oxford University Press*, UK.
- Tao, L., Min, L., Xueqi, J., Wenlian, X., Qingwu, C. (2019). Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media. *Petrol. Explor. Develop.*, 46(3), pp. 594–604. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60039-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60039-X)
- Trojer M., Szulczewski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. <https://doi.org/10.1103/PhysRevApplied.3.054008>
- Tsuji T., Jiang F., Christensen K.T. (2016). Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone. *Advances in Water Resources*, 95, pp. 3–15. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.03.005>
- Zakirov T.R., Galeev A.A., Khranchenkov M.G. (2018). Pore-scale Investigation of Two-Phase Flows in Three-Dimensional Digital Models of Natural Sandstones. *Fluid Dynamics*, 53(5), pp. 76–91. <https://doi.org/10.1134/S0015462818050087>
- Zakirov T.R., Galeev A.A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, pp. 415–426. <https://doi.org/10.1016/j.jheatmasstransfer.2018.09.119>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020a). Characterization of two-phase displacement mechanisms in porous media by capillary and viscous forces estimation using the lattice Boltzmann simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106575. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106575
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020b). Simulation of Two-Phase Fluid Flow in the Digital Model of a Pore Space of Sandstone at Different Surface Tensions. *Journal of Engineering Physics and Thermodynamics*, 93 (3), pp. 733–742. <https://doi.org/10.1007/s10891-020-02173-w>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020c). Prediction of permeability and tortuosity in heterogeneous porous media using a disorder parameter.

Chemical Engineering Science, 227, 115893. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115893>

Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020d). Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 22(1), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.4-12>

Zakirov T.R., Khranchenkov M.G., Galeev A.A. (2021). Lattice Boltzmann Simulations of the Interface Dynamics During Two-Phase Flow in Porous Media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42(1), pp. 236–255. DOI: 10.1134/S1995080221010297

Zhao B., Macminn C. W., Juanes R. (2016). Wettability control on multi-phase flow in patterned microfluidics. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 113(37), pp. 10251–10256. <https://doi.org/10.1073/pnas.1603387113>

Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Phys. Fluids*, 9, pp. 1591–1598. DOI: 10.1063/1.869307

Сведения об авторах

Тимур Рустамович Закиров – канд. физ.-мат. н., доцент кафедры математических методов в геологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) Федеральный университет
Россия, 420033, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5
e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

Максим Георгиевич Храмченков – д. физ.-мат. н., профессор, заведующий кафедрой математических методов в геологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Казанский (Приволжский) Федеральный университет
Россия, 420033, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 24.06.2021;

Принята к публикации 12.10.2021; Опубликована 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Investigation of the wetting effects on two-phase fluid flows in a heterogeneous digital core under dynamic conditions

T.R. Zakirov*, M.G. Khranchenkov

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Timur R. Zakirov, e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

Abstract. The paper studies the wetting effects on the characteristics of two-phase fluid flows in porous media. The originality of paper is a study of displacement under dynamic conditions when the action of viscous forces is significant. As a research tool, the methods of mathematical modeling are used – the lattice Boltzmann equations in a combination with a color-gradient model that describes interfacial interactions. Numerical experiments are carried out in a digital model of a porous medium characterized by a high degree of the pore space heterogeneity. In this work, a map of flow regimes in the coordinates “capillarity number – contact angle” is performed. The identification of four crossover modes between flows with capillary, viscous fingers and with a stable displacement front is carried out. Special attention is paid to the study of the influence of wetting effects on the specific length of the “injected fluid – skeleton” interface.

Keywords: wetting angle; capillarity number; drainage; imbibitions; lattice Boltzmann equations

Acknowledgements

The work was partially supported by the RFBR grant No. 20-35-80003, as well as the subsidy allocated to Kazan University to fulfill the state task in the field of scientific activity (project No. 075-00216-20-05 dated 06/04/2020 (part II, section I)).

The authors are grateful to the reviewers and the editor for a thorough study of this work and valuable comments, thanks to which it was improved.

Recommended citation: Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2022). Investigation of the wetting effects on two-phase fluid flows in a heterogeneous digital core under dynamic conditions. *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 16–26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.2>

References

- Bakhshian S., Hosseini S.A., Shokri N. (2019). Pore-scale characteristics of multiphase flow in heterogeneous porous media using the lattice Boltzmann method. *Scientific Reports*, 9(1), 3377. DOI: 10.1038/s41598-019-39741-x
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1988). Dynamical transition in quasi static fluid invasion in porous media. *Physical Review Letters*, 60(20), pp. 2042–2045. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.60.2042>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1990). Influence of contact angle on quasi static fluid invasion of porous media. *Physical Review B*, 41(16), pp. 11508–11521. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.41.11508>
- Cottin C., Bodiguel H., Colin A. (2018). Drainage in two-dimensional porous media: From capillary fingering to viscous flow. *Phys. Rev. E*, 82, 046315. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.82.046315>
- Geistlinger H., Zulfiqar B. (2020). The impact of wettability and surface roughness on fluid displacement and capillary trapping in 2 D and 3 D porous media: 1. Wettability controlled phase transition of trapping efficiency in glass beads packs. *Water Resources Research*, 56, e2019WR026826. <https://doi.org/10.1029/2019WR026826>
- Gerke K.M., Korost D.V., Karasina M.V., Korost S.R., Vasiliev R.V., Lavrukhin E.V., Gafurova D.R. (2021). Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
- Jafari I., Masihi M., Zarandi M.N. (2017). Numerical simulation of counter-current spontaneous imbibitions in water-wet fractured porous media: Influences of water injection velocity, fracture aperture, and grains geometry. *Physics of Fluids*, 29, 113305. <https://doi.org/10.1063/1.4999999>
- Jung M., Brinkmann M., Seemann R., Hiller T., de la Lama M.S., Herminghaus S. (2016). Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities. *Physical Review Fluids*, 1, 074202. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.1.074202>
- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.115.164501>
- Hu R., Wan J., Yang Z., Chen Y.-F., Tokunaga T. (2018). Wettability and flow rate impacts on immiscible displacement: A theoretical model. *Geophysical Research Letters*, 45, pp. 3077–3086. <https://doi.org/10.1002/2017GL076600>
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid*

- Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Huang H., Huang J.-J., Lu X.-Y. (2014). Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method. *Computers & Fluids*, 93, pp. 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2014.01.025>
- Lan T., Hu R., Yang Z., Wu D.S., Chen Y.F. (2020). Transitions of fluid invasion patterns in porous media. *Geophysical Research Letters*, 47, e2020GL089682. <https://doi.org/10.1029/2020GL089682>
- Laubie H., Monfared S., Radjai F., Pellenq R., Ulm F.-J. (2017). Disorder-induced stiffness degradation of highly disordered porous materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 106, pp. 207–228. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmps.2017.05.008>
- Leclaire S., Reggio M., Trépanier J.-Y. (2012). Numerical evaluation of two recoloring operators for an immiscible two-phase flow lattice Boltzmann model. *Applied Mathematical Modelling*, 36, pp. 2237–2252. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2011.08.027>
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspinas O., Chopard B., Latt J. (2017). Generalized three-dimensional lattice Boltzmann color-gradient method for immiscible two-phase pore-scale imbibition and drainage in porous media. *Physical Review E*, 95, 033306. DOI: 10.1103/PhysRevE.95.033306
- Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. (1988). Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 189, pp. 165–187.
- Li J., McDougall S.R., Sorbie K.S. (2017). Dynamic pore-scale network model (PNM) of water imbibition in porous media. *Advances in Water Resources*, 107, pp. 191–211. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.017>
- Liu H., Valocchi A.J., Kang Q., Werth C. (2013). Pore-Scale Simulations of Gas Displacing Liquid in a Homogeneous Pore Network Using the Lattice Boltzmann Method. *Transport in Porous Media*, 99, pp. 555–580. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0200-8>
- Liu H., Kang Q., Leonardi C.R., Schmieschek S., Narváez A., Jones B.D., Williams J.R., Valocchi A.J., Harting J. (2016). Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications. *Computational Geosciences*, 20(4), pp. 777–805. DOI: 10.1007/s10596-015-9542-3
- Pan C., Luo L.S., Miller C.T. (2006). An evaluation of lattice Boltzmann schemes for porous medium flow simulation. *Computers and Fluids*, 35, pp. 898–909. DOI: 10.1016/j.compfluid.2005.03.008
- Porter M.L., Schaap M.G., Wildenschild D. (2009). Lattice-Boltzmann simulations of the capillary pressure-saturation-interfacial area relationship for porous media. *Advances in Water Resources*, 32, pp. 1632–1640. DOI: 10.1016/j.advwatres.2009.08.009
- Primkulov B.K., Talman S., Khaleghi K., Shokri A.R., Chalaturnyk R., Zhao B. Z. (2018). Quasi static fluid fluid displacement in porous media: Invasion percolation through a wetting transition. *Physical Review Fluids*, 3, 104001. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.3.104001>
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X.J., Zhao B.Z., MacMinn C.W., Juanes R. (2019). Signatures of fluid fluid displacement in porous media: Wettability, patterns and pressures. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, R4. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.554>
- Stokes J.P., Weitz D.A., Gollub J.P., Dougherty A., Robbins M.O., Chaikin P.M., Lindsay H.M. (1986). Interfacial Stability of Immiscible Displacement in a Porous Medium. *Phys. Rev. Lett.* 57, 1718. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.57.1718>
- Succi S. (2001). The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. *Oxford University Press*, UK.
- Tao, L., Min, L., Xueqi, J., Wenlian, X., Qingwu, C. (2019). Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media. *Petrol. Explor. Develop.*, 46(3), pp. 594–604. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60039-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60039-X)
- Trojer M., Szulczewski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. <https://doi.org/10.1103/PhysRevApplied.3.054008>
- Tsuji T., Jiang F., Christensen K.T. (2016). Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone. *Advances in Water Resources*, 95, pp. 3–15. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.03.005>
- Zakirov T.R., Galeev A.A., Khranchenkov M.G. (2018). Pore-scale Investigation of Two-Phase Flows in Three-Dimensional Digital Models of Natural Sandstones. *Fluid Dynamics*, 53(5), pp. 76–91. <https://doi.org/10.1134/S0015462818050087>
- Zakirov T.R., Galeev A.A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, pp. 415–426. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020a). Characterization of two-phase displacement mechanisms in porous media by capillary and viscous forces estimation using the lattice Boltzmann simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106575. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106575
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020b). Simulation of Two-Phase Fluid Flow in the Digital Model of a Pore Space of Sandstone at Different Surface Tensions. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 93 (3), pp. 733–742. <https://doi.org/10.1007/s10891-020-02173-w>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020c). Prediction of permeability and tortuosity in heterogeneous porous media using a disorder parameter. *Chemical Engineering Science*, 227, 115893. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115893>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020d). Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 22(1), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.4-12>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G., Galeev A.A. (2021). Lattice Boltzmann Simulations of the Interface Dynamics During Two-Phase Flow in Porous Media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42(1), pp. 236–255. DOI: 10.1134/S1995080221010297
- Zhao B., MacMinn C. W., Juanes R. (2016). Wettability control on multi-phase flow in patterned microfluidics. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 113(37), pp. 10251–10256. <https://doi.org/10.1073/pnas.1603387113>
- Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Phys. Fluids*, 9, pp. 1591–1598. DOI: 10.1063/1.869307

About the Authors

Timur R. Zakirov – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies

Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420033, Russian Federation

Maxim G. Khranchenkov – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Head of the Department of Mathematical Methods in Geology

Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420033, Russian Federation

Manuscript received 24 June 2021;

Accepted 12 October 2021; Published 30 March 2022