

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.5>

УДК 622.691.2

Влияние фильтрационно-емкостных свойств природных терригенных пород-коллекторов на эффективность нефтевытеснения при различной минерализации пластовой воды

Т.Р. Закиров^{1*}, А.С. Хаюзкин¹, Л.М. Маннапова¹, А.М. Елизаров^{1,2}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²НИЦ «Курчатовский институт», Москва, Россия

Работа посвящена исследованию влияния минерализации пластовой воды, определяющей краевые условия смачивания, на коэффициент извлечения нефти в природных терригенных породах-коллекторах с различными фильтрационно-емкостными свойствами. В качестве объектов исследования рассматриваются песчаники, отобранные на Ашальчинском, Восточно-Бирлинском и Зюзеевском месторождениях Республики Татарстан и Ульяновской области. Инструментом исследования является математическое моделирование на цифровых моделях песчаников, полученных при помощи метода рентгеновской микротомографии. Установлено, что прирост коэффициента извлечения нефти в результате гидрофилизации породы за счет варьирования минерализации воды существенно зависит от фильтрационных свойств образца. Увеличение проницаемости приводит к усилению положительного эффекта от изменения условий смачивания. Выявлена прямо пропорциональная зависимость между приростом коэффициента извлечения нефти и коэффициентом проницаемости.

Ключевые слова: минерализация пластовой воды, краевой угол смачивания, терригенные породы, математическое моделирование, цифровой керн

Для цитирования: Закиров Т.Р., Хаюзкин А.С., Маннапова Л.М., Елизаров А.М. (2026). Влияние фильтрационно-емкостных свойств природных терригенных пород-коллекторов на эффективность нефтевытеснения при различной минерализации пластовой воды. *Георесурсы*, 28(1), с. 54–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.5>

Введение

Разработка месторождений углеводородов является сложным технологическим процессом, который зависит как от геологических особенностей объекта, так и от целого ряда параметров двухфазного течения системы вода-нефть: межфазное натяжение, вязкость и плотность флюидов, а также скорость их течения, температура, краевой угол смачивания (Закиров, Храмченков, 2022; Liu et al., 2014; Primkulov et al., 2021). Подбор эффективной комбинации данных параметров для заданных геолого-физических условий играет ключевую роль для добычи максимального количества полезных ископаемых и определяет экономическую выгоду проводимых мероприятий.

Одним из важнейших факторов, определяющих эффективность добычи углеводородов, являются условия смачиваемости породы-коллектора. Согласно

экспериментальным и численным исследованиям (Hu et al., 2019; Jung et al., 2016), установлено, что изменение угла смачивания, определяющее переход гидрофобной среды к гидрофильной, способствует повышению эффективности вытеснения. Полученный результат объясняется влиянием угла смачивания на режим двухфазного течения системы вода-нефть в пористой среде. В условиях гидрофобной среды и при низких числах капиллярности, описывающих соотношение вязких и капиллярных сил, механика совместного течения в режимах разработки коллектора характеризуется формированием неустойчивостей или «капиллярных пальцев» (Bakhshian et al., 2019; Tsuji et al., 2016) и низким коэффициентом вытеснения. Для гидрофильной среды, напротив, характер вытеснения близок к поршневому, благодаря чему эффективность добычи существенно выше. В работах (Holtzman, Segre, 2015; Trojer et al., 2015) показано, что для гидрофобных пористых сред коэффициент извлечения нефти не превышает 30–40%, в то время как в гидрофильных пластах он может достигать 70–80%.

Одним из часто применяемых методов гидрофилизации породы является добавление в закачиваемую воду поверхностно-активного вещества (ПАВ), которое также

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

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

способствует снижению поверхностного натяжения (Jing et al., 2021). Еще одним методом контроля за условиями смачивания породы является закачка пластовой воды с различной минерализацией (Саптарова и др., 2022). В работе (Злобин, Юшков, 2014) было установлено, что при использовании воды с предельно высоким уровнем минерализации увеличение концентрации ионов приводит к усилению гидрофобности породы, что, как следствие, будет способствовать ухудшению показателей вытеснения. Технология закачки низкоминерализованной воды (low salinity water flooding), напротив, способствует изменению условий свойств смачивания от гидрофобных к гидрофильным (Mahani et al., 2013, Suijkerbuijk et al., 2014). В работе (Park et al., 2018) установлена следующая взаимосвязь: чем больше концентрация ионов, тем меньше проявляются гидрофильные свойства, что приводит к ослаблению прироста коэффициента извлечения нефти.

Исследование влияния минерализации воды на эффективность вытеснения, в первом приближении, сводится к задаче о влиянии краевого угла смачивания на механику двухфазного течения. Одним из современных методов, позволяющих устанавливать контактные углы смачивания, исходя из первых принципов, является атомистическое моделирование (Semenchuk et al., 2025). Получен ряд результатов при изучении влияния краевого угла смачивания в масштабе поровых каналов, в основе которого лежит прямое наблюдение за процессами течения флюидов непосредственно в структуре пор (Герке и др., 2021; Пономарев и др., 2021). В работе (Lan et al., 2020) было показано, что уменьшение числа капиллярности усиливает эффект от изменения условий смачивания. Согласно (Primkulov et al., 2019; Trojer et al., 2015), уменьшение числа капиллярности и рост угла смачивания, характеризующий усиление гидрофильных свойств породы, приводят к изменению режима течения от пальцеобразных структур к режиму стабильного вытеснения. Основываясь на (Holtzman, 2016; Xiao et al., 2021; Zakirov et al., 2025), угол смачивания и неоднородность порового пространства являются двумя конкурирующими факторами, определяющими механику вытеснения. С увеличением неоднородности переход между режимами капиллярных пальцев и стабильным вытеснением наступает при большей степени гидрофильности породы. Стоит отметить, что выявленные закономерности были получены при изучении двухмерных синтетических пористых пространств (гранулярные упаковки), структура строения которых отличается от природной. Перенос результатов на природные породы-коллекторы на сегодняшний день не исследован. Кроме того, до сих пор не решена задача о влиянии эффектов смачивания в пористых средах с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Настоящая статья направлена на исследование данных нерешенных проблем.

Целью настоящей работы является исследование влияния минерализации пластовой воды, определяющей условия смачивания, на коэффициент извлечения нефти (КИН) в природных терригенных породах-коллекторах с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Основная задача – выявить взаимосвязь (или подтвердить ее отсутствие) между фильтрационными свойствами пористых сред и приростом КИН в результате изменения минерализации воды, что обуславливает новизну данной

статьи. Поставленная задача будет решена при помощи математического моделирования процесса нефтевытеснения в цифровых рентгеномографических моделях пористых сред. В качестве объектов исследования будут рассмотрены как широко используемые тестовые песчаники Береа и Бентхаймер, так и терригенные породы-коллектора, отобранные на месторождениях Республики Татарстан и Ульяновской области (Ашальчинское, Восточно-Бирлинское и Зюзеевское).

1. Методы исследования

Основным инструментом исследования является математическое моделирование. Вычислительные эксперименты проводятся на цифровых моделях природных нефтегазоносных коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Рассматриваемый процесс соответствует задаче о многофазном течении несмешиваемых несжимаемых жидкостей в области с произвольным расположением непроницаемых препятствий.

Для математического описания данного процесса используются решеточные уравнения Больцмана (Lattice Boltzmann Method, LBM) (Succi, 2021). В отличие от классической модели, состоящей из уравнений Навье-Стокса и неразрывности, LBM не требует решения системы линейных алгебраических уравнений каждый итерационный шаг по времени, что приводит к большим вычислительным и временным затратам. Это ключевое преимущество LBM при использовании больших сеток, содержащих миллионы ячеек. Одновременно LBM является явной численной схемой, что определяет ее существенное ограничение в плане численной устойчивости и аккуратности подбора шагов дискретизации сетки и по времени (Evstigneev et al., 2023). Описание и обсуждение особенностей также явной схемы, полученной на основе уравнений Навье-Стокса с использованием оператора двухфазной плотности фазового поля, приведены в работе (Balashov et al., 2025). Преимущество использования LBM также основано на простом методе описания граничных условий на непроницаемых границах (операция bounce-back (Chen, Doolen, 1998)), точности моделирования межфазного натяжения и краевого угла смачивания (Akai et al., 2018; Huang et al., 2014; Xu et al., 2017), что особенно важно при исследовании многофазных течений, а также высокоэффективной адаптации для технологий параллельных вычислений (Kuznik et al., 2010). Благодаря своему интенсивному развитию, LBM стал мощным инструментом и используется во многих работах по фильтрации (Закиров, Храменков, 2022; Bakhshian et al., 2019; Liu et al., 2014; Tsuji et al., 2016). Полноценное описание LBM приведено в работах (Leclaire et al., 2017; Zakirov et al., 2024 и др.), поэтому мы ограничимся приведением только основных уравнений.

1.1. Решеточные уравнения Больцмана

В LBM течение жидкости рассматривается как динамика ансамбля частиц, которые за один шаг по времени Δt могут перемещаться между соседними узлами сетки. В данной работе рассматривается трехмерная область течения, где разрешенные направления движения частиц соответствуют базису скоростей D3Q19 (Leclaire et al., 2017):

$$\begin{aligned} \mathbf{e}_1 &= c \cdot (0,0,0), \mathbf{e}_2 = c \cdot (1,0,0), \mathbf{e}_3 = c \cdot (-1,0,0), \mathbf{e}_4 = c \cdot (0,1,0), \\ \mathbf{e}_5 &= c \cdot (0,-1,0), \mathbf{e}_6 = c \cdot (0,0,1), \mathbf{e}_7 = c \cdot (0,0,-1), \mathbf{e}_8 = c \cdot (1,1,0), \\ \mathbf{e}_9 &= c \cdot (-1,1,0), \mathbf{e}_{10} = c \cdot (1,-1,0), \mathbf{e}_{11} = c \cdot (-1,-1,0), \\ \mathbf{e}_{12} &= c \cdot (1,0,1), \mathbf{e}_{13} = c \cdot (-1,0,1), \mathbf{e}_{14} = c \cdot (1,0,-1), \\ \mathbf{e}_{15} &= c \cdot (-1,0,-1), \mathbf{e}_{16} = c \cdot (0,1,1), \mathbf{e}_{17} = c \cdot (0,-1,1), \\ \mathbf{e}_{18} &= c \cdot (0,1,-1), \mathbf{e}_{19} = c \cdot (0,-1,-1), \end{aligned}$$

где $c = \Delta l / \Delta t$ – сеточная скорость, Δl – шаг сетки.

Уравнение, описывающее течение двух жидкостей, представлено соотношением (Guo et al., 2002):

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

Переменные f_i^k являются функциями распределения, используемыми для вычисления плотности флюидов ρ^k и скорости течения \mathbf{u} ; индекс $k = 1, 2$ характеризует воду и нефть, соответственно; $i = 1 - 19$ указывает номер вектора в базисе \mathbf{e} . Вычисление характеристик потока проводится по формулам:

$$\rho^k(\mathbf{r}, t) = \sum_i f_i^k(\mathbf{r}, t), \quad (2)$$

$$\mathbf{u}(\mathbf{r}, t) = \frac{1}{\rho^1 + \rho^2} \left(\sum_k \sum_i \mathbf{e}_i f_i^k(\mathbf{r}, t) + \frac{\Delta t}{2} \mathbf{G} \right). \quad (3)$$

В уравнении (3) вектор $\mathbf{G} = (G_x, G_y, G_z)$ ($\text{м}^2/\text{с}$) является массовой силой, характеризующей межфазное натяжение.

Первым этапом решения уравнения (1) является операция перемещения частиц по направлениям, определенным базисом D3Q19. Далее для измерения скорости течения \mathbf{u} по уравнению (3) проводится вычисление массовой силы \mathbf{G} по формуле (Sedahmed, Coelho, 2024):

$$\mathbf{G} = 0.5 \tilde{\sigma} K \nabla \rho^N, \quad (4)$$

где $\tilde{\sigma}$ – параметр, контролирующий межфазное натяжение и требующий калибровки для параметров сетки и свойств жидкостей; $\nabla \rho^N$ – оператор градиента цветового поля, вычисляемый по формуле:

$$\nabla \rho^N(\mathbf{r}, t) = \frac{1}{c} \sum_i \mathbf{e}_i \left[\frac{\rho^2(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t) - \rho^1(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t)}{\rho^2(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t) + \rho^1(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t)} \right]. \quad (5)$$

В уравнении (4) K – кривизна межфазной границы ($1/\text{м}$), вычисляемая как $K = -\nabla s \cdot \mathbf{n}$, где $\nabla s = (\mathbf{I} - \mathbf{nn}) \cdot \nabla$ – оператор градиента на поверхности, $\mathbf{n} = \nabla \rho^N / |\nabla \rho^N|$ – вектор нормали к межфазной границе. После математических преобразований вид параметра K для трехмерной области приведен в (Sedahmed, Coelho, 2024). После измерения вектора \mathbf{G} по формуле (4) проводится вычисление полей плотности $\rho^k(\mathbf{r}, t)$ и скорости $\mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$ по уравнениям (2) и (3).

На следующем этапе решения уравнения (1) моделируется столкновение частиц путем вычисления оператора $(\Omega_i^k)^1$, согласно которому моменты и энергия движения частиц стремятся к равновесному состоянию. Для вычисления $(\Omega_i^k)^1$ применяется схема multi-relaxation time (MRT) (Pan et al., 2006), которая обеспечивает более точные и не зависящие от вязкости жидкости численные решения по сравнению со схемой single-relaxation time:

$$(\Omega_i^k)^1 = -\mathbf{M}^{-1} \mathbf{S}^k (m_i^k - m_i^{k,eq}), \quad (6)$$

где $m_i^k = \sum_{j=1}^{19} M_{ij} \cdot f_j^k$, вид матриц \mathbf{M} и \mathbf{S} , а также равновесные моменты $m_i^{k,eq}$ для базиса D3Q19 описаны в работе (Leclaire et al., 2017).

Компоненты $\mathbf{F} = (F_1, F_2, \dots, F_{19})^T$ в уравнении (1), наряду с массовой силой \mathbf{G} в уравнении (3), описывают действие сил межфазного натяжения. Вычисление компонент \mathbf{F} проводится при помощи схемы Гуо в комбинации с MRT схемой (Guo et al., 2008):

$$\mathbf{F} = \mathbf{M}^{-1} \left(\mathbf{I} - \frac{\mathbf{S}}{2} \right) \mathbf{M} \tilde{\mathbf{F}}, \quad (7)$$

где \mathbf{I} – единичная матрица. Вид матриц \mathbf{M} и \mathbf{S} такой же, как в уравнении (6).

Равновесные значения $\tilde{\mathbf{F}} = (\tilde{F}_1, \tilde{F}_2, \dots, \tilde{F}_{19})^T$ вычисляются как:

$$\tilde{F}_i = \tilde{w}_i \left[\frac{3(\mathbf{e}_i - \mathbf{u})}{c^2} + \frac{9(\mathbf{e}_i \cdot \mathbf{u})}{c^4} \mathbf{e}_i \right] \mathbf{G} \Delta t, \quad (8)$$

где $\tilde{w}_1 = \frac{1}{3}$; $\tilde{w}_{2-7} = \frac{1}{18}$; $\tilde{w}_{8-19} = \frac{1}{36}$. Вычисление массовой силы \mathbf{G} проводится по формуле (4).

После решения уравнения (1) с учетом оператора $(\Omega_i^k)^1$ и компонент \mathbf{F} проводится процедура, обеспечивающая несмешиваемость двух жидкостей (Huang et al., 2014):

$$f_i^k = \frac{\rho^k}{\rho^1 + \rho^2} \cdot (f_i^1 + f_i^2) \mp \tilde{w}_i \beta \frac{\rho^1 \rho^2}{\rho^1 + \rho^2} \cos(\alpha_i), \quad (9)$$

где знаки “–” и “+” соответствуют $k = 1$ и 2 , соответственно;

$$\cos(\alpha_i) = \frac{(\mathbf{e}_i \cdot \nabla \rho^N)}{\mathbf{e}_i \cdot |\nabla \rho^N|}, \quad \text{где } \alpha_i - \text{угол между направлениями}$$

\mathbf{e}_i и $\nabla \rho^N$; $0 < \beta < 1$ – параметр, определяющий толщину межфазной границы; он равен 0.7 в данной работе.

Метод, описывающий моделирование краевого угла смачивания для трехмерной области, описан в работе (Akai et al., 2018).

1.2. Цифровые модели пористых сред

Область фильтрации, на которой проводятся вычислительные эксперименты, представлена цифровыми моделями природных пористых сред, образ которых получен в результате рентгеномографического сканирования высокого разрешения. В качестве объектов исследования рассматриваются терригенные коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Керновый материал был отобран на месторождениях Республики Татарстан и Ульяновской области – Ашальчинском, Восточно-Бирлинском и Зюзеевском. Для обеспечения более широкого диапазона фильтрационно-емкостных свойств нами также были исследованы цифровые модели из открытых источников (<https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/>). Всего исследовано 8 образцов, свойства которых указаны в таблице 1. Согласно измерениям, значения пористости находятся в диапазоне от 0.187 до 0.422. Компонента абсолютной проницаемости k_{xx} (табл. 1) была получена при проведении эксперимента по однофазному течению и вычислена по закону Дарси при достижении стационарного потока; значения проницаемости варьируются от 0.83 до 13.8 мкм².

Вычислительные эксперименты по вытеснению нефти водой проводятся на фрагментах цифровых моделей размером 350×200×200 ячеек. Один вариант расчета занимает примерно 12 часов. На рис. 1 показаны 4 цифровых модели

Номер образца	Происхождение образца	Разрешение цифровой модели	Пористость, φ	Удельная поверхность частиц S_V , мм ⁻¹	Компонента проницаемости k_{xx} , Да (мкм ²)
1	Береа	3.2	0.187	33.04	0.83
2	Бентхаймер	4.7	0.218	39.82	1.18
3	Зюзеевское (1)	5.2	0.237	34.36	1.62
4	Зюзеевское (2)	5.1	0.258	37.41	2.35
5	Восточно-Бирлинское (1)	5.4	0.332	50.07	3.7
6	Ашальчинское	5.3	0.317	36.87	5.9
7	LV60A	5.1	0.371	47.02	10.3
8	Восточно-Бирлинское (2)	4.8	0.422	45.98	13.8

Табл. 1. Фильтрационно-емкостные характеристики цифровых моделей

порового пространства образцов, отобранных на месторождениях Республики Татарстан и Ульяновской области.

Проведено сопоставление значений проницаемости, измеренных в ходе проведения вычислительных экспери-

ментов и по формуле Козени-Кармана $k_{xx} = \frac{\varphi^3}{cS_V^2(1-\varphi^2)}$,

где c – постоянная, принятая равной 10 (Mostaghimi и др., 2012). Результаты представлены на рис. 2 в виде кросс-плота, согласно которому наблюдается близкое соответствие между коэффициентами проницаемости, измеренными разными методами.

1.3. Постановка вычислительных экспериментов, начальные и граничные условия

В начальный момент времени, поровое пространство полностью заполнено неподвижной нефтью. Для приближения условий вычислительных экспериментов к физическим, входная и выходная границы области течения содержат слои толщиной 10 ячеек, заполненные в начальный момент времени водой и нефтью, соответственно. Динамическая вязкость и плотность жидкостей следующие: $\mu^1 = 1.5$ мПа·с и $\mu^2 = 50$ мПа·с; $\rho^1 = \rho^2 = 1$ г/см³.

Стоит отметить, что варьирование свойств флюидов может оказать воздействие на полученные результаты. Различие плотности флюидов создаст дополнительную массовую силу, способную привести к перераспределению фаз в поровом пространстве. Данное явление имеет место, например, при парогравитационном дренировании. Однако, как будет указано далее, при рассматриваемых условиях вычислительных экспериментов, когда скорость потока $u_o = 0.1$ мм/с и число капиллярности $Ca = 10^{-5}$ не являются столь малыми величинами, контраст плотностей не окажет значимого воздействия на механику вытеснения. Оценка последствий от изменения соотношения вязкостей требует проведения отдельных расчетов. Очевидно, что увеличение вязкости вытесняемой фазы (нефти) приведет к усилению сил вязкого трения. В таком случае доля сил капиллярного сопротивления, варьирование которой, по сути, исследуется в данной работе, будет меньше, что приведет к ослаблению эффекта варьирования угла смачивания. Однако данное утверждение требует дополнительного исследования.

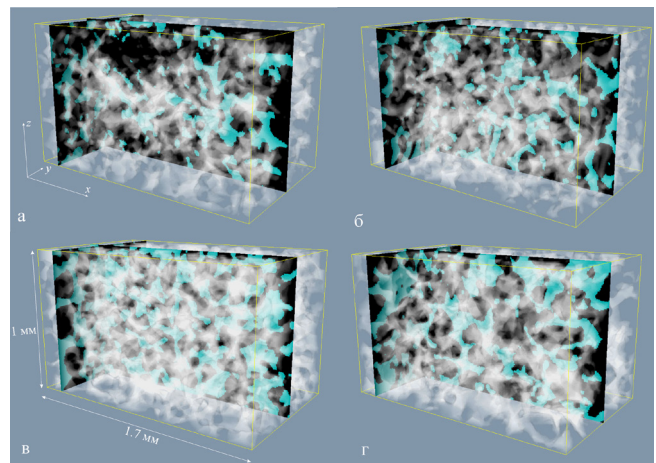


Рис. 1. Цифровые модели порового пространства терригенных пород-коллекторов, отобранных на месторождениях Республики Татарстан и Ульяновской области: а, б – Зюзеевское (образцы №3 и 4 в таблице 1), в – Ашальчинское (образец 6), г – Восточно-Бирлинское (образец 8). Полупрозрачно серый и бирюзовый цвета обозначают поровое пространство, черный – скелет. Размер цифровых моделей составляет 350×200×200 ячеек.

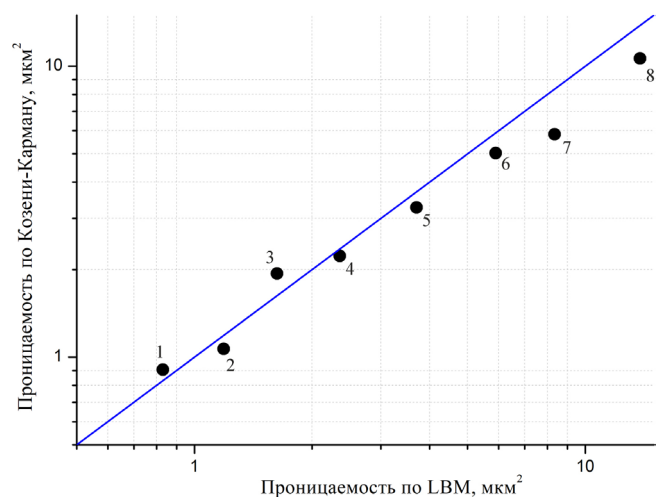


Рис. 2. Кросс-плот зависимости проницаемостей, измеренных по формуле Козени-Кармана и полученных при помощи LBM, номера обозначают образцы из табл. 1

Входной границей считается плоскость, имеющая координату $x = 0$ и перпендикулярная оси ОХ, через которую нагнетается вода с фиксированной скоростью $u_x(0, y, z, t) = u_0$. Отбор воды и нефти проводится через выходную границу ($x = L$), на которой считается известным давление $P(L, y, z, t) = P_{out}$. Тангенциальные компоненты скорости на обеих границах равны нулю: $u_y(0, y, z, t) = 0$, $u_z(0, y, z, t) = 0$, $u_y(L, y, z, t) = 0$, $u_z(L, y, z, t) = 0$. Данные граничные условия в LBM реализуются при помощи условий Зоу и Хе (Zou, He, 1997). На остальных четырех внешних границах поддерживается нулевая скорость, что соответствует их непроницаемости. Данное условие реализуется при помощи схемы bounce-back (Leclaire et al., 2017).

2. Результаты и обсуждение

2.1. Тестирование численного алгоритма

Математическая модель, описанная в разделе 1.1, была численно реализована на языке Intel Fortran. Несмотря на опубликованные ранее результаты тестовых расчетов (Zakirov et al., 2023, 2025), характеризующие надежность численного алгоритма, в настоящем исследовании представлена новая верификационная задача. Поскольку в данной работе численные эксперименты проводятся для различных условий смачивания, точность моделирования краевого угла играет ключевую роль. Для тестирования схемы, отвечающей за условия смачивания, рассматривается задача о движении мениска в цилиндрическом капилляре исключительно за счет действия капиллярных сил. Входная и выходная границы считаются открытыми, перепад давления равен нулю. Для таких условий соотношение между координатой мениска x и временем t подчиняется уравнению Уошберна (Washburn, 1921):

$$x(t) = \frac{-L\eta_2}{\eta_1 - \eta_2} + \sqrt{\left(\frac{-L\eta_2}{\eta_1 - \eta_2}\right)^2 + x_0^2 + \frac{2L\eta_2 x_0}{\eta_1 - \eta_2} + \frac{R\sigma \cos\theta}{2(\rho_1\eta_1 - \rho_2\eta_2)} t} \quad (10)$$

где x_0 – начальная координата мениска, $L = 0.575$ мм – длина трубки, $R = 50$ мкм – радиус трубки. Увеличение скорости движения мениска вызывает изменение его кривизны и, следовательно, приводит к отклонению угла смачивания от изначально заданного. Поскольку межфазное натяжение σ напрямую влияет на скорость движения мениска, рассматривается низкое значение 1 мН/м. Жидкость с индексом $k = 1$ заполняет левую сторону трубки, с индексом $k = 2$ – правую. Кинематическая вязкость η и плотность принимают следующие значения: $\eta^1 = 10 \cdot 10^{-6}$ м²/с и $\eta^2 = 1 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $\rho^1 = \rho^2 = 1$ г/см³.

Тестовые расчеты проведены для углов смачивания $\theta = 100^\circ, 110^\circ, 120^\circ, 140^\circ$ и 160° . Для таких условий мениск движется слева направо. Результаты показаны на рис. 3, на котором координата мениска представлена в безразмерном виде: $x^* = x/L$. В начальный момент времени $x_0^* = 0.18$. Согласно полученным данным, наблюдается удовлетворительное соответствие между численными результатами и аналитической формулой (10). Как видно из рис. 3, для $\theta = 100^\circ$ и 110° скорость мениска, полученная при помощи LBM, показывает незначительное запаздывание по отношению к аналитическим данным, тогда как для $\theta = 120^\circ, 140^\circ$ и 160° , напротив, наблюдается

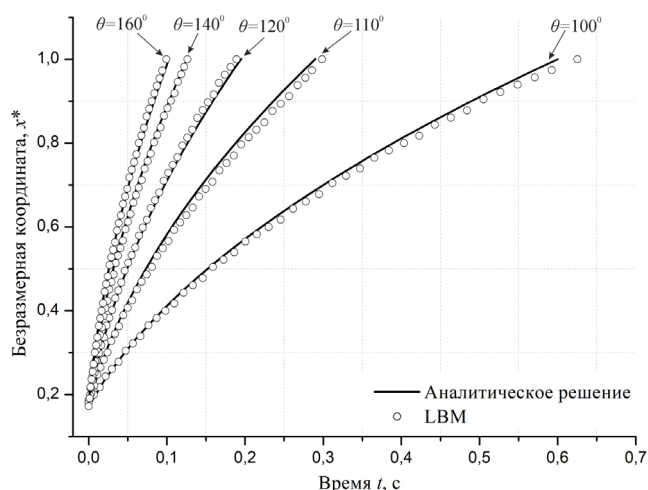


Рис. 3. Динамика движения мениска при различных условиях смачивания. Сравнение численных результатов, полученных при помощи LBM, и аналитического соотношения (10).

небольшое опережение. Средние отклонения между численными и аналитическими результатами не превышают 1%.

2.2. Влияние фильтрационных свойств и условий смачивания на характеристики вытеснения

В данном разделе проводится исследование влияния минерализации пластовой воды на показатели вытеснения нефти из пористых сред с различными фильтрационно-емкостными свойствами (табл. 1). Будем считать, что существует однозначное соответствие между минерализацией и краевым углом смачивания (Park et al., 2018) – чем меньше концентрация ионов, тем сильнее проявляются гидрофильные свойства. Значения $\theta < 90^\circ$ соответствуют гидрофобной среде и несмачивающему вытеснению дренирования. Значения $\theta > 90^\circ$ соответствуют гидрофильной среде и смачивающему вытеснению пропитки. Для каждого образца проводится серия численных расчетов при $\theta = 40^\circ - 120^\circ$ с шагом 10° . Дальнейшее увеличение θ приводит к риску возникновения так называемых «угловых течений» с принципиально другой механикой вытеснения, что выходит за рамки данной статьи. Стоит отметить, что изменение минерализации может способствовать модификации порового пространства вследствие набухания глинистых частиц, входящих в состав скелета, однако математическая модель на данный момент не учитывает такой эффект.

Согласно (Lan et al., 2020; Primkulov et al., 2019), влияние условий смачивания на свойства многофазного потока усиливается при уменьшении числа капиллярности Ca . Для $Ca = 10^{-3}$, при котором вязкие силы трения доминируют, варьирование краевого угла не оказывает значимого эффекта на характеристики вытеснения. Напротив, при $Ca = 10^{-5}$ условия смачивания существенно влияют на механику многофазного потока. Чтобы не воспроизводить данный результат повторно, в настоящем исследовании вычислительные эксперименты проводятся для одного значения $Ca = 10^{-5}$, соответствующего частому режиму разработки месторождения. Для воспроизведения данных условий приняты следующие параметры совместного

течения: $u_o = 0.1$ мм/с, $\sigma = 10$ мН/м. Соотношение вязкостей вода/нефть, согласно разделу 1.3, составляет 1/33. Расчеты проводятся до момента достижения квазистационарного состояния, удовлетворяющего следующему условию: $S_{inj}(t) - S_{inj}(t - 1000\Delta t) < 0.001$, где S_{inj} – водонасыщенность, которая также равняется коэффициенту извлечения нефти.

На рис. 4 показана серия кривых, характеризующих динамику КИН в зависимости от условий смачивания и фильтрационных характеристик цифровых моделей. Также в качестве примера на рис. 5 показана динамика заполнения порового пространства водой в песчанике Восточно-Бирлинского месторождения (образец 8 в таблице 1) при различных углах смачивания. Обнаружено, что увеличение угла смачивания, обуславливающее переход от гидрофобной к гидрофильной породе, способствует повышению коэффициента извлечения. Данный результат, согласно ранее проведенным экспериментам на модельных образцах сферических упаковок (Holtzman, 2016; Lan et al., 2020; Primkulov et al., 2019; Trojer et al., 2015; Xiao et al., 2021; Zakirov et al., 2025), был ожидаемым, но, насколько нам известно, впервые получен при исследовании серии природных терригенных коллекторов различного происхождения. Согласно (Primkulov et al., 2019), при низких числах капиллярности ($Ca = 10^{-5}$, как в нашем исследовании) механика двухфазного течения контролируется балансом между событиями «взрывов», приводящих к неустойчивости межфазного фронта,

и событиями «касаний» и «перекрытий», способствующих стабилизации межфазного фронта. В условиях гидрофобной среды ($\theta = 40^\circ$ на рис. 5) события «взрывов» приводят к формированию капиллярных пальцев и низкой эффективности вытеснения. При гидрофилизации породы ($\theta = 90^\circ$ и 120° на рис. 5) происходит увеличение доли «касаний» и «перекрытий», что приводит к росту эффективности вытеснения.

При дальнейшем анализе кривых на рис. 4 было установлено, что фильтрационные свойства цифровых кернов влияют на чувствительность эффективности вытеснения к изменению условий смачивания. Обнаружено, что увеличение проницаемости способствует усилению эффекта от изменения угла смачивания, обуславливающего переход от гидрофобной к гидрофильной породе. Зависимость прироста КИН в результате гидрофилизации породы, измеряемого как разница между эффективностью вытеснения при 120° и 40° , и проницаемости показана на рис. 6. Так, для песчаников Береа и Бентхаймер, обладающих наименьшей проницаемостью, прирост КИН составляет всего 0.11–0.12 отн. ед. Эффект от гидрофилизации породы в высокопроницаемых образцах LV60A и Восточно-Бирлинское (2) превышает 0.3 отн. ед. Как показано на рис. 6, зависимость между проницаемостью и приростом КИН (красная линия) подчиняется линейному закону с $R^2 = 0.83$. Однако, несмотря на высокий коэффициент корреляции, надежность использования данного тренда требует дополнительных экспериментов.

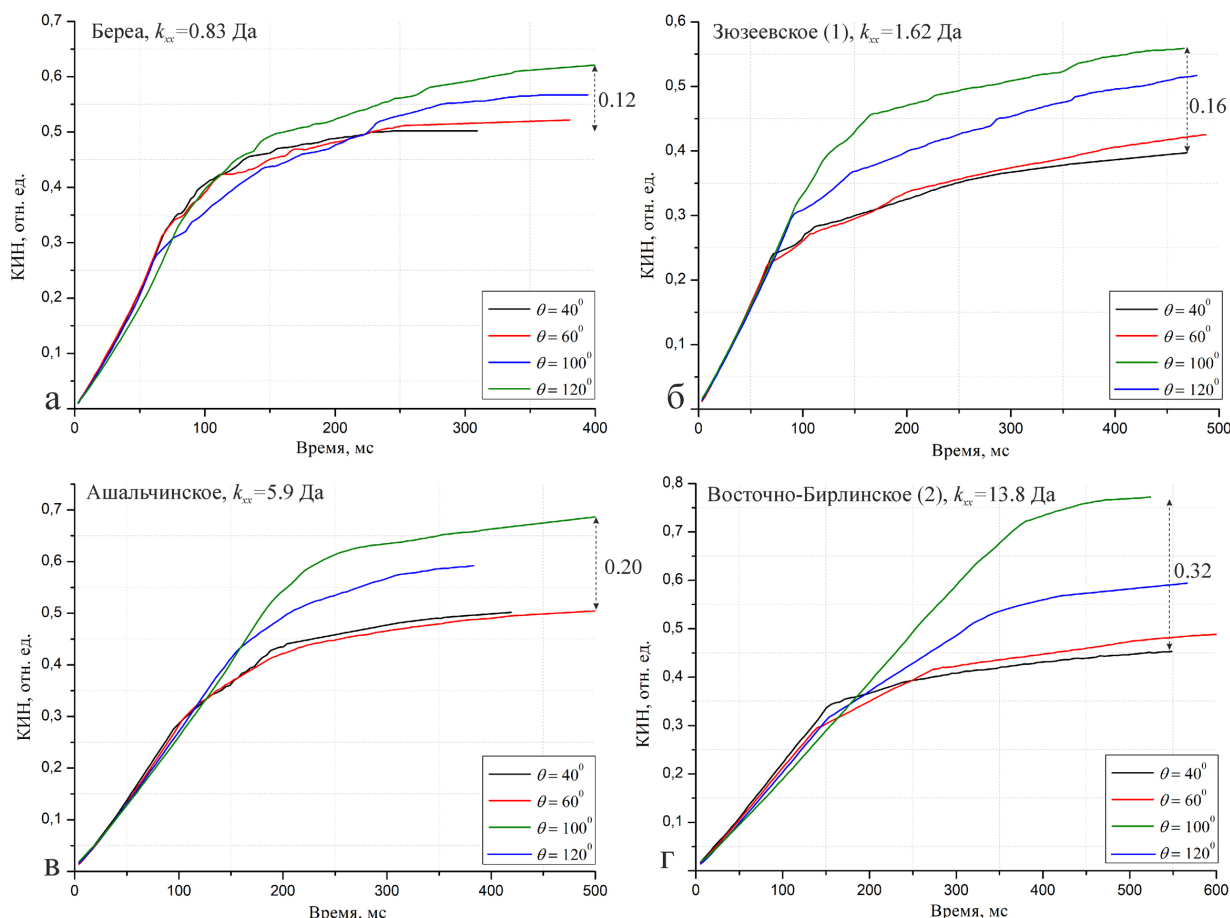


Рис. 4. Динамика коэффициента извлечения нефти при различных условиях смачивания: а – песчаник Береа, б – Зюлеевское месторождение, в – Ашальчинское месторождение, г – Восточно-Бирлинское месторождение

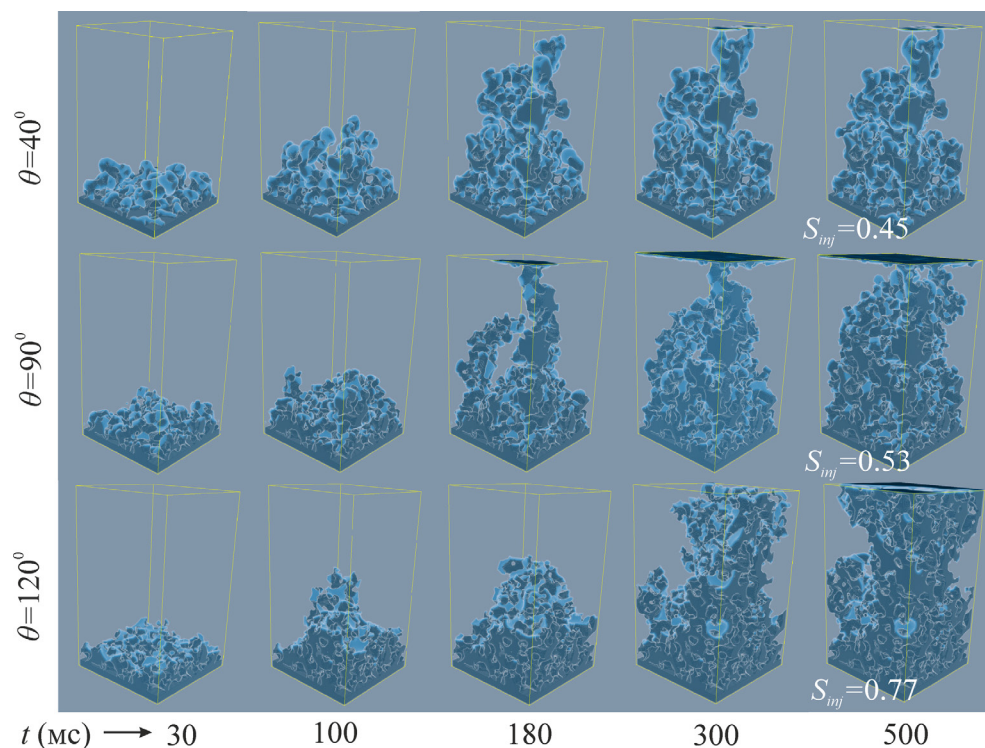


Рис. 5. Динамика заполнения порового пространства песчаника Восточно-Бирлинского месторождения (образец 8 в таблице 1) при различных условиях смачивания

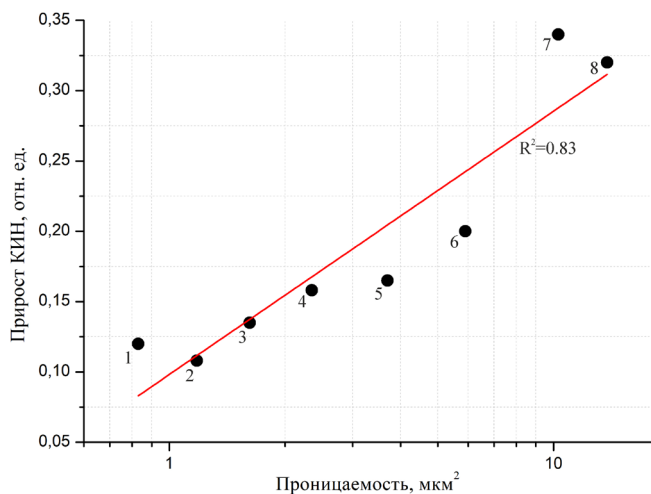


Рис. 6. Зависимость между приростом КИН в результате гидрофилизации породы и проницаемостью цифровых моделей пористых сред. Красная линия является результатом линейной аппроксимации с $R^2=0.83$. Номера обозначают образцы из табл. 1.

Выявленная на рис. 6 зависимость между приростом КИН и проницаемостью является новой, представляет ключевой результат данной статьи и требует объяснения.

2.3. Обсуждение результатов

В данном разделе приводятся анализ и объяснение закономерности, установленной на рис. 6. В качестве характеристики, чувствительной к механике вытеснения и определяющей балансы сил, используется динамика перепада давления между входной и выходной границами образца в ходе эксперимента. На рис. 7 для различных

образцов представлена серия кривых динамики перепада давления в зависимости от условий смачивания. Перепад давления ΔP , измеренный по оси ОХ, является суммой перепадов давления, вызванных действием сил вязкого трения ΔP_{visc} и капиллярного сопротивления ΔP_{cap} . Очевидно, что увеличение угла смачивания способствует уменьшению капиллярной составляющей ΔP_{cap} , что, в свою очередь, отражается в снижении общего перепада давления на рис. 7. Данный эффект был ожидаемым и согласуется с (Holtzman, 2016; Lan et al., 2020; Leclaire et al., 2017; Xu et al., 2017; Zakirov et al., 2025).

Согласно рис. 7, увеличение проницаемости приводит к падению общего ΔP , что объясняется законом Дарси, однако чувствительность перепада давления к изменению условий смачивания существенно зависит от фильтрационных свойств цифровых моделей. Установлено, что с увеличением проницаемости перепад давления сильнее реагирует на изменение угла смачивания. Так, для песчаника Береа (рис. 7а), изменение ΔP составляет около 10–20%, тогда как для песчаника Восточно-Бирлинского месторождения (рис. 7г) чувствительность ΔP к изменению условий смачивания составляет около 4 раз. Поскольку скорость нагнетания во всех экспериментах фиксирована, возрастание проницаемости приводит к увеличению роли капиллярных сил по отношению к силам вязкого трения, что отражается в усилении эффекта от изменения условий смачивания. Обнаруженная закономерность объясняет положительную взаимосвязь на рис. 6 между проницаемостью и приростом КИН.

Для объяснения влияния проницаемости на баланс сил проведем грубую теоретическую оценку соотношения между перепадами давления ΔP_{cap} и ΔP_{visc} . Для оценки ΔP_{visc} воспользуемся законом Дарси, согласно которому

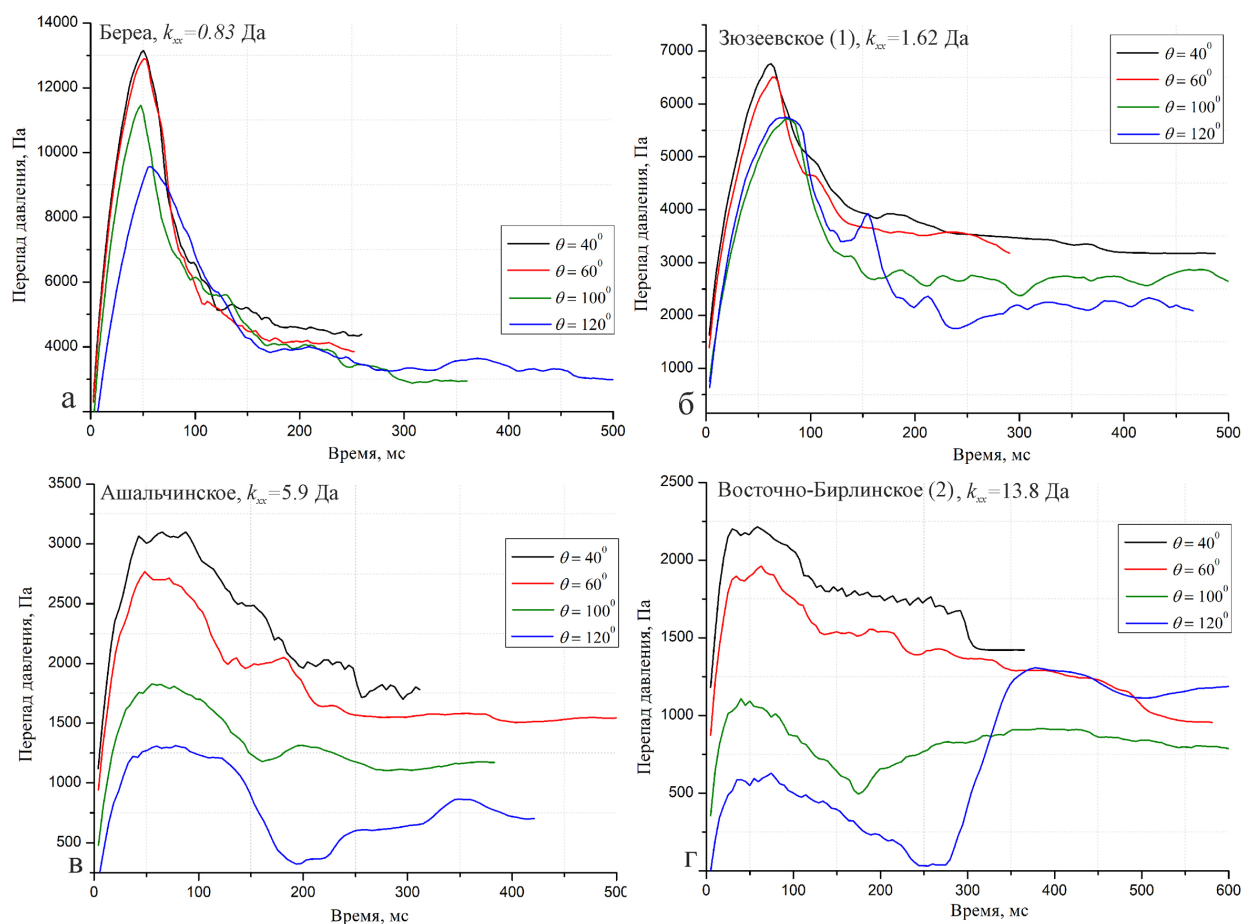


Рис. 7. Динамика перепада давления в зависимости от условий смачивания: а – песчаник Береа, б – Зюзеевское месторождение, в – Ашальчинское месторождение, г – Восточно-Бирлинское месторождение

$\Delta P_{visc} \approx 1/k$, где k – абсолютная проницаемость. Для оценки ΔP_{cap} допустим, что каналы фильтрации представляют собой цилиндрические капилляры с радиусом R . Основываясь на законе Хагена-Пуазейля, зависимость между проницаемостью и радиусом имеет следующий вид: $R^2 = 8k$. Капиллярное сопротивление в цилиндрических каналах можно измерить по формуле Лапласа:

$$\Delta P_{cap} \approx \frac{1}{R} \approx \frac{1}{\sqrt{k}}$$

$$\text{Тогда } \frac{\Delta P_{cap}}{\Delta P_{visc}} = \frac{1/\sqrt{k}}{1/k} = \sqrt{k}.$$

Именно поэтому отклик ΔP на изменение θ для песчаника Береа (рис. 7а) существенно ниже, чем для песчаника Восточно-Бирлинского месторождения (рис. 7г).

Выводы

В представленной статье проведено исследование влияния условий смачивания на коэффициент извлечения нефти в цифровых моделях пористых сред с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Ключевые результаты работы следующие.

1. Прирост коэффициента извлечения нефти в результате гидрофилизации породы существенно зависит от фильтрационных свойств образца. Установлено, что увеличение проницаемости приводит к усилению положительного

эффекта от изменения условий смачивания. Выявлена прямо пропорциональная зависимость между приростом КИН и коэффициентом проницаемости.

2. Выведена зависимость, согласно которой соотношение сил капиллярного сопротивления и вязкого трения пропорционально квадратному корню от проницаемости. Усиление эффекта смачивания при возрастании проницаемости объясняется возрастающей ролью капиллярных сил по отношению к силам вязкого трения.

Результаты данной статьи впервые были получены при помощи математического моделирования на цифровых моделях терригенных коллекторов природного происхождения. Закономерности могут быть использованы для прогнозирования эффектов в результате использования минерализованной воды и при дизайне мероприятий по повышению нефтеотдачи при разработке месторождений.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена за счет гранта Академии наук Республики Татарстан, предоставленного молодым кандидатам наук (постдокторантам) с целью защиты докторской диссертации, выполнения научно-исследовательских работ, а также выполнения трудовых функций в научных и образовательных организациях Республики Татарстан в рамках Государственной программы Республики Татарстан «Научно-технологическое развитие Республики Татарстан».

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. doi: 10.18599/grs.2021.2.20
- 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: 10.18599/grs.2022.1.2
- Злобин А.А., Юшков И.Р. (2014). О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. *Вестник Пермского университета. Геология*, 3. doi: 10.17072/psu.geol.24.68
- Пономарев А.А., Заватский М.Д., Нуруллина Т.С., Кадыров М.А., Галинский К.А., Тугушев О.А. (2021). Применение рентгеновской микротомографии ядра в нефтепромысловой геологии. *Георесурсы*, 23(4), с. 34–43. doi: 10.18599/grs.2021.4.4
- Саптарова З.Р., Мамонов А.А., Усманов С.А., Лутфуллин А.А., Судаков В.А., Шипаева М.С., Шакиров А.А. (2022). Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды. *Георесурсы*, 24(4), с. 82–90. doi: 10.18599/grs.2022.4.7
- Akai T., Bijeljic B., Blunt M.J. (2018). Wetting boundary condition for the color-gradient lattice Boltzmann method: validation with analytical and experimental data. *Advances in Water Resources*, 116, pp. 56–66. doi: 10.1016/j.advwatres.2018.03.014
- 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
- Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A., Gerke K. M. (2025). Two-phase regularized phase-field density gradient Navier–Stokes based flow model: Tuning for microfluidic and digital core applications. *Journal of Computational Physics*, 521, 113554. doi: 10.1016/j.jcp.2024.113554
- Chen S., Doolen G. (1998). Lattice Boltzmann method for fluid flows. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 30, pp. 329–364. doi: 10.1146/annurev.fluid.30.1.329
- Evstigneev N. M., Ryabkov O. I., Gerke K. M. (2023). Stationary Stokes solver for single-phase flow in porous media: A blazingly fast solution based on Algebraic Multigrid Method using GPU. *Advances in Water Resources*, 171, 104340. doi: 10.1016/j.advwatres.2023.104340
- Guo Z., Zheng C., Shi B. (2002). Discrete lattice effects on the forcing term in the lattice Boltzmann method. *Physical Review E*, 65, 046308. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.65.046308>
- Guo Z., Zheng C., Shi B. (2008). Lattice Boltzmann equation with multiple effective relaxation times for gaseous microscale flow. *Physical Review E*, 77, 036707. doi: 10.1103/PhysRevE.77.036707
- Holtzman R. (2016). Effects of pore-scale disorder on fluid displacement in partially wettable porous media. *Scientific Reports*, 6, 36221. doi: 10.1038/srep36221
- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. doi: 10.1103/PhysRevLett.115.164501
- 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. doi: 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. doi: 10.1016/j.compfluid.2014.01.025
- 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. doi: 10.1103/PhysRevFluids.1.074202
- Jing W., Fu S., Zhang L., Li A., Ren X., Xu C., Gao Z. (2021). Pore scale experimental and numerical study of surfactant flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107999. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107999
- Kuznik F., Obrecht C., Rusaouen G., Roux J.-J. (2010). LBM based flow simulation using GPU computing processor. *Computers and Mathematics with Applications*, 59, pp. 2380–2392. doi: 10.1016/j.camwa.2009.08.052
- 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. doi: 10.1029/2020GL089682
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspina 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
- Liu H., Valocchi A.J., Werth C., Kang Q., Oostrom M. (2014). Pore-scale simulation of liquid CO₂ displacement of water using a two-phase lattice Boltzmann model. *Advances in Water Resources*, 73, pp. 144–158. doi: 10.1016/j.advwatres.2014.07.010
- Mahani, H., Berg, S., Ilic, D., Bartels, W.-B., and V. Joekar-Niasar. (2013). Kinetics of the Low Salinity Waterflooding Effect Studied in a Model System (SPE 165255). doi: 10.2118/165255-MS
- Mostaghimi P., Blunt M., Bijeljic B. (2012). Computations of absolute permeability on micro-CT images. *Mathematical Geosciences*, 45. doi: 10.1007/s11004-012-9431-4
- 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
- Park H., Park Y., Lee Y., Sung W. (2018). Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 15, pp. 772–782. doi: 10.1007/s12182-018-0244-z
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X., Zhao B., MacMinn C.W., Juanes R. (2021). Wettability and Lenormand’s diagram. *Journal of Fluid Mechanics*, 923, A34. doi: 10.1017/jfm.2021.579
- 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. doi: 10.1017/jfm.2019.554
- Sedahmed M., Coelho R. C. V. (2024). Wetting and pressure gradient performance in a lattice Boltzmann color gradient model. *Physics of Fluids*, 36. doi: 10.1063/5.0228835
- Succi S. (2001). *The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond*. Oxford University Press, UK. <https://doi.org/10.1093/oso/9780198503989.001.0001>
- Suijkerbuijk B., Sorop T., Parker A.R., Masalmeh S., Chmuzh I.V., Karpan V., Volokitin Y.E., Skripkin A. (2014). Low salinity waterflooding at West Salym: laboratory experiments and field forecasts. doi: 10.2118/169691-MS
- Trojer M., Szulcowski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. doi: 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. doi: 10.1016/j.advwatres.2016.03.005
- Semenchuk A., Kondratyuk N., Gerke K., Kopanichuk I. (2025). Towards reproducible wetting studies: Automated contact angle determination by molecular simulations. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 137586. doi: 10.1016/j.colsurfa.2025.137586
- Washburn E.W. (1921). The dynamics of capillary flow. *Physical Review*, 17(3), pp. 273–283. <https://doi.org/10.1103/PhysRev.17.273>
- Xiao L., Zhu G., Zhang L., Yao J., Sun H. (2021). Effects of pore-size disorder and wettability on forced imbibition in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108485. doi: 10.1016/j.petrol.2021.108485
- Xu Z., Liu H., Valocchi A.J. (2017). Lattice Boltzmann simulation of immiscible two-phase flow with capillary valve effect in porous media. *Water Resources Research*, 53(5), pp. 3770–3790. doi: 10.1002/2017WR020373
- Zakirov T.R., Khayuzkin A.S., Kolchugin A.N., Malevin I.V. (2025). Phase diagram of invasion patterns in “capillary number, wetting angle, disorder” coordinates: A lattice Boltzmann study. *Advances in Water Resources*, 195, 104861. doi: 10.1016/j.advwatres.2024.104861
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2023). Representative elementary volumes for various characteristics of two-phase flows in porous media: a statistical approach. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 212104. doi: 10.1016/j.geoen.2023.212104
- Zakirov T.R., Zhuchkova O.S., Khranchenkov M.G. (2024). Mathematical model for dynamic adsorption with immiscible multiphase flows in three-dimensional porous media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45, pp. 888–898. doi: 10.1134/S1995080224600134
- Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Physics of Fluids*, 9, pp. 1591–1598. doi: 10.1063/1.869307

Сведения об авторах

Тимур Рустамович Закиров – кандидат физ.-мат. наук, зав. кафедрой математических методов в геологии Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д 4/5
e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

Алексей Сергеевич Хаюзкин – ассистент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д 4/5
e-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

Ляйсан Минисовна Маннапова – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д 4/5
e-mail: liaisan.mannapova@yandex.ru

Александр Михайлович Елизаров – доктор физ.-мат. наук, профессор Института информационных технологий и интеллектуальных систем, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35
e-mail: amelizarov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 29.05.2025;
Принята к публикации 03.09.2025; Опубликовано 30.03.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Impact of Filtration-Capacity Properties of Natural Terrigenous Reservoir Rocks on Oil Displacement Efficiency at Various Formation Water Salinities

T.R. Zakirov^{1*}, A.S. Khayuzkin¹, L.M. Mannapova¹, A.M. Elizarov^{1,2}

¹Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²National Research Center "Kurchatov Institute", Moscow, Russian Federation

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

Abstract. This study examines the impact of formation water mineralization – a key determinant of wettability boundary conditions – on oil recovery efficiency in natural terrigenous reservoir rocks exhibiting diverse filtration and storage properties. The investigation focuses on sandstone samples obtained from three hydrocarbon fields (Ashalchinskoye, Vostochno-Birlinskoye, and Zuyevskoye) located in the Republic of Tatarstan and Ulyanovsk region, employing advanced digital rock physics techniques through X-ray microtomography-based reconstruction of pore-scale models. The research establishes that the incremental oil recovery achieved through rock hydrophilization via controlled water salinity modification demonstrates strong dependence on the sample's filtration characteristics, with enhanced permeability correlating directly with more pronounced positive effects from wettability alteration. A distinct linear relationship emerges between the magnitude of oil recovery improvement and the permeability coefficient, revealing that reservoirs with superior flow capacity exhibit greater responsiveness to salinity-engineered wettability modification. These findings provide critical quantitative insights for optimizing waterflooding performance in terrigenous reservoirs through strategic manipulation of injection water chemistry, particularly for the studied fields in the Volga-Urals petroleum province, while establishing a fundamental relationship between petrophysical properties and recovery enhancement potential through salinity-controlled wettability alteration.

Keywords: formation water salinity, contact angle, terrigenous rocks, mathematical modeling, digital core

Acknowledgments

This work was supported by a grant from the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan.

Recommended citation: Zakirov T.R., Khayuzkin A.S., Mannapova L.M., Elizarov A.M. (2026). Impact of Filtration-Capacity Properties of Natural Terrigenous Reservoir Rocks on Oil Displacement Efficiency at Various Formation Water Salinities. *Georesursy = Georesources*, 28(1), pp. 54–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.5>

References

- Akai T., Bijeljic B., Blunt M.J. (2018). Wetting boundary condition for the color-gradient lattice Boltzmann method: validation with analytical and experimental data. *Advances in Water Resources*, 116, pp. 56–66. doi: 10.1016/j.advwatres.2018.03.014
- 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
- Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A., Gerke K. M. (2025). Two-phase regularized phase-field density gradient Navier–Stokes based flow model: Tuning for microfluidic and digital core applications. *Journal of Computational Physics*, 521, 113554. doi: 10.1016/j.jcp.2024.113554
- Chen S., Doolen G. (1998). Lattice Boltzmann method for fluid flows. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 30, pp. 329–364. doi: 10.1146/annurev.fluid.30.1.329
- Evstigneev N. M., Ryabkov O. I., Gerke K. M. (2023). Stationary Stokes solver for single-phase flow in porous media: A blazingly fast solution based on Algebraic Multigrid Method using GPU. *Advances in Water Resources*, 171, 104340. doi: 10.1016/j.advwatres.2023.104340
- Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina 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. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
- Guo Z., Zheng C., Shi B. (2002). Discrete lattice effects on the forcing term in the lattice Boltzmann method. *Physical Review E*, 65, 046308. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.65.046308>
- Guo Z., Zheng C., Shi B. (2008). Lattice Boltzmann equation with multiple effective relaxation times for gaseous microscale flow. *Physical Review E*, 77, 036707. doi: 10.1103/PhysRevE.77.036707
- Holtzman R. (2016). Effects of pore-scale disorder on fluid displacement in partially wettable porous media. *Scientific Reports*, 6, 36221. doi: 10.1038/srep36221

- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. doi: 10.1103/PhysRevLett.115.164501
- 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. doi: 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. doi: 10.1016/j.compfluid.2014.01.025
- 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. doi: 10.1103/PhysRevFluids.1.074202
- Jing W., Fu S., Zhang L., Li A., Ren X., Xu C., Gao Z. (2021). Pore scale experimental and numerical study of surfactant flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107999. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107999
- Kuznik F., Obrecht C., Rusouen G., Roux J.-J. (2010). LBM based flow simulation using GPU computing processor. *Computers and Mathematics with Applications*, 59, pp. 2380–2392. doi: 10.1016/j.camwa.2009.08.052
- 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. doi: 10.1029/2020GL089682
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspina 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
- Liu H., Valocchi A.J., Werth C., Kang Q., Oostrom M. (2014). Pore-scale simulation of liquid CO₂ displacement of water using a two-phase lattice Boltzmann model. *Advances in Water Resources*, 73, pp. 144–158. doi: 10.1016/j.advwatres.2014.07.010
- Mahani, H., Berg, S., Ilic, D., Bartels, W.-B., and V. Joekar-Niasar. (2013). Kinetics of the Low Salinity Waterflooding Effect Studied in a Model System (SPE 165255). doi: 10.2118/165255-MS
- Mostaghimi P., Blunt M., Bijeljic B. (2012). Computations of absolute permeability on micro-CT images. *Mathematical Geosciences*, 45. doi: 10.1007/s11004-012-9431-4
- 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
- Park H., Park Y., Lee Y., Sung W. (2018). Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 15, pp. 772–782. doi: 10.1007/s12182-018-0244-z
- Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. (2021). Application of core X-ray microtomography in oilfield geology. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 34–43. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X., Zhao B., MacMinn C.W., Juanes R. (2021). Wettability and Lenormand's diagram. *Journal of Fluid Mechanics*, 923, A34. doi: 10.1017/jfm.2021.579
- 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. doi: 10.1017/jfm.2019.554
- Saptarova Z.R., Mamonov A.A., Usmanov S.A., Lutfullin A.A., Sudakov V.A., Shipaeva M.S., Shakirov A.A. (2022). Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 82–90. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.7
- Sedahmed M., Coelho R. C. V. (2024). Wetting and pressure gradient performance in a lattice Boltzmann color gradient model. *Physics of Fluids*, 36. doi: 10.1063/5.0228835
- Succi S. (2001). *The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond*. Oxford University Press, UK. https://doi.org/10.1093/oso/9780198503989.001.0001
- Suijkerbuijk B., Sorop T., Parker A.R., Masalmeh S., Chmuzh I.V., Karpan V., Volokitin Y.E., Skripkin A. (2014). Low salinity waterflooding at West Salym: laboratory experiments and field forecasts. doi: 10.2118/169691-MS
- Trojer M., Szulcowski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. doi: 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. doi: 10.1016/j.advwatres.2016.03.005
- Semenchuk A., Kondratyuk N., Gerke K., Kopanichuk I. (2025). Towards reproducible wetting studies: Automated contact angle determination by molecular simulations. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 137586. doi: 10.1016/j.colsurfa.2025.137586
- Washburn E.W. (1921). The dynamics of capillary flow. *Physical Review*, 17(3), pp. 273–283. https://doi.org/10.1103/PhysRev.17.273
- Xiao L., Zhu G., Zhang L., Yao J., Sun H. (2021). Effects of pore-size disorder and wettability on forced imbibition in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108485. doi: 10.1016/j.petrol.2021.108485
- Xu Z., Liu H., Valocchi A.J. (2017). Lattice Boltzmann simulation of immiscible two-phase flow with capillary valve effect in porous media. *Water Resources Research*, 53(5), pp. 3770–3790. doi: 10.1002/2017WR020373
- Zakirov T.R., Khayuzkin A.S., Kolchugin A.N., Malevin I.V. (2025). Phase diagram of invasion patterns in “capillary number, wetting angle, disorder” coordinates: A lattice Boltzmann study. *Advances in Water Resources*, 195, 104861. doi: 10.1016/j.advwatres.2024.104861
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2023). Representative elementary volumes for various characteristics of two-phase flows in porous media: a statistical approach. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 212104. doi: 10.1016/j.geoen.2023.212104
- 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. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.2
- Zakirov T.R., Zhuchkova O.S., Khranchenkov M.G. (2024). Mathematical model for dynamic adsorption with immiscible multiphase flows in three-dimensional porous media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45, pp. 888–898. doi: 10.1134/S1995080224600134
- Zlobin A.A., Yushkov I.R. (2014). On the mechanism of hydrophobization of the surface of oil and gas reservoir rocks. *Bulletin of Perm University*, 3(24). (In Russ.) https://doi.org/10.17072/psu.geol.24.68
- Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Physics of Fluids*, 9, pp. 1591–1598. doi: 10.1063/1.869307

About the Authors

Timur R. Zakirov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Mathematical Methods in Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: tirkakirov@kpfu.ru

Alexey S. Khayuzkin – Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: alexeykhayuzkin@mail.ru

Leysan M. Mannapova – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: liaison.mannapova@yandex.ru

Alexander M. Elizarov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor at the Institute of Information Technology and Intelligent Systems, Kazan (Volga Region) Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: amelizarov@gmail.com

Manuscript received 29 May 2025;
Accepted 3 September 2025; Published 30 March 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)