

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 79-87. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 3. P. 79-87. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 532.5

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-3-79-87

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА И ВОДЫ В МИКРОМОДЕЛЯХ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Азамат Айратович Мирзаянов<sup>1,2</sup>, Вероника Андреевна Ниценко<sup>1</sup>,  
Лилия Забировна Казина<sup>1,2</sup>, Юлия Айратовна Питюк<sup>1,2</sup>,  
Александр Юрьевич Ломухин<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО РН-БашНИПИнефть (ОГ ПАО НК Роснефть), Уфа, Россия

<sup>2</sup>Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

<sup>3</sup>АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

### Corresponding author

Азамат Айратович Мирзаянов, MirzayanovAA@bnipi.rosneft.ru

**Аннотация.** Для выбора и обоснования эффективных составов для ограничения водопритока в газовые скважины необходимо понимание поведения многофазной системы на масштабе отдельных пор. В свою очередь капиллярные силы зависят от межфазного натяжения и смачиваемости поверхности пор. В рамках данной работы использовались методы вычислительной микрофлюидики с использованием платформы OpenFOAM для анализа влияния смачиваемости породы на особенности двухфазной фильтрации воды и газа в Т-образной микромодели пористой среды, которая представляет из себя трещину, соединенную с элементом пористой матрицы. Выбрана математическая модель, которая позволяет описать движение флюида в трещине уравнением Навье-Стокса, а в элементах пористой матрицы — уравнением Дарси. Сгенерирована сетка Т-образной микромодели пористой среды с применением сеточного генератора GMSH. Моделировалось вытеснение воды газом из трещины и пористой матрицы. Проведен многопараметрический анализ вытеснения воды газом для гидрофобной и гидрофильной поверхностей с варьированием углов смачивания. Построены зависимости остаточной воды в микромодели от контактного угла и режимов течения. Обнаружено, что при низких скоростях фильтрации из пористой среды в трещину поступает вода, которая блокирует прямой поток газа по трещине. В случае гидрофильной поверхности водоприток воды из пористой матрицы больше, чем в случае гидрофобной поверхности, поскольку блокирование трещины приводит к фильтрации газа через пористую среду и вытеснению воды из нее. Предложенный подход можно использовать для ранжирования эффективных агентов обработки призабойной зоны пласта и выбора оптимальных режимов фильтрации для ограничения водопритока в газовые скважины.

### For citation

Мирзаянов А.А., Ниценко В.А., Казина Л.З., Питюк Ю.А., Ломухин А.Ю. Численное моделирование фильтрации газа и воды в микромоделах пористой среды // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 79-87. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-79-87>.

### Ключевые слова

двухфазная фильтрация; пористая среда; Т-образная модель; капиллярные силы; Open FOAM; вычислительная микрофлюидика

### Благодарности

Выбор и тестирование численного подхода выполнено при финансовой поддержке гранта РНФ № 21-79-10212.

Original article

## NUMERICAL SIMULATION OF GAS AND WATER FILTRATION IN POROUS MEDIUM MICROMODELS

Azamat A. Mirzayanov<sup>1,2</sup>, Veronika A. Nitsenko<sup>1</sup>, Lilia Z. Kazina<sup>1,2</sup>,  
Yulia A. Pityuk<sup>1,2</sup>, Alexander Yu. Lomukhin<sup>3</sup>

<sup>1</sup>RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

<sup>2</sup>Bashkir State University, Ufa, Russia

<sup>3</sup>JSC Rospan International, Novy Urengoy, Russia

**Автор, ответственный за переписку**

Azamat A. Mirzayanov, MirzayanovAA@bnipti.rosneft.ru

**Abstract.** To select and justify effective compositions for limiting water inflow into gas wells, an understanding of the behavior of the multiphase system on the scale of individual pores is necessary. In turn, capillary forces depend on the interfacial tension and wettability of the pore surface. As part of this work, computational microfluidics methods were used using the OpenFOAM platform to analyze the effect of rock wettability on the features of two-phase filtration of water and gas in a T-shaped micromodel of a porous medium, which is a crack connected to an element of a porous matrix.

A mathematical model was chosen that allows you to describe the movement of fluid in a fracture by the Navier-Stokes equation, and in elements of a porous matrix by the Darcy equation. A grid of a T-shaped micromodel of a porous medium was generated using a GMSH grid generator. The displacement of water by gas from the fracture and porous matrix was simulated. Multivariable analysis of water displacement by gas for hydrophobic and hydrophilic surface was carried out by varying wetting angles. The dependencies of the residual water of the micromodel on the contact angle and flow modes were conducted. It has been found that at low filtration rates, water enters the fracture from the porous medium, which blocks the direct flow of gas through the fracture. In the case of a hydrophilic surface, the water inflow from the porous matrix is greater than in the case of a hydrophobic surface, since blocking the fracture results in gas filtration through the porous medium and displacement of water therefrom. The proposed approach can be used to rank effective bottomhole treatment agents and select optimal filtration modes to limit water inflow into gas wells.

### For citation

Mirzayanov A.A., Nitsenko V.A., Kazina L.Z., Pityuk Yu.A., Lomukhin A.Yu. Chislennoe modelirovanie fil'tracii gaza i vody v mikromodelyah poristoy sredy [Numerical simulation of gas and water filtration in porous medium micromodels] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 3. pp. 79-87. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-79-87>.

### Введение

Обводнение нефтяных и газовых месторождений — часто встречающееся явление, которое особенно выделяется в неоднородных коллекторах. Кроме того, вместе с обводненностью наблюдаются резкое снижение добычи и другие сложности при разработке месторождений. Так, например, при разработке терригенных пластов в отложениях девона имеется отдельный ряд проблем, таких как высокая выработанность запасов, многопла-

стовая структура залежей с разными фильтрационно-емкостными характеристиками пластов, наличие подошвенной воды и высокие депрессии при эксплуатации скважин [1, 2]. В связи с этим разработка эффективных технологий ограничения водопритока к газовым скважинам является актуальной задачей.

Ограничить водоприток возможно за счет проведения ремонтных работ на скважинах, использования гелеобразующего агента [2], а также применения составов, изменяющих

### Keywords

two-phase filtration; porous medium; T-shaped model; capillary forces; OpenFOAM; computational microfluidics

### Acknowledgment

The choice and testing of the numerical approach was carried out with the financial support of the RSF grant No. 21-79-10212

смачиваемость призабойной зоны пласта [1]. В настоящей работе рассматривается последний вариант ограничения водопритока.

Фильтрационные керновые исследования в лабораторных условиях дают большое количество информации, однако имеют некоторые ограничения. Это создает трудности при планировании разработки, выборе агентов ограничения водопритока. К тому же, время проведения одного эксперимента может растянуться на месяцы в зависимости от коллекторских свойств пласта, не говоря уже о полноценной программе исследований на большом количестве представительных образцов с подбором и оптимизацией нескольких агентов ограничения водопритока. Но при использовании технологии цифрового анализа керна описанные выше проблемы могут быть решены. Технология заключается в сканировании образцов керна методом рентгеновской микротомографии, построении соответствующих цифровых моделей геометрии пустотного пространства и проведении многофазных гидродинамических расчетов на масштабе пор [3–6]. В основном в работах по цифровому анализу керна оцениваются эффекты от различных воздействий на пласт. В работе [6] представлена эффективность применения полимерного заводнения, получены кривые относительной фазовой проницаемости (ОФП) и коэффициент вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ) на поровом уровне. Выявлено, что  $K_{\text{выт}}$  увеличивается при высокой вязкости полимерного раствора и низкой скорости фильтрации. Авторы работы [8] изучали закачку полимера и суспензии в образец керна для условий максимально приближенных к пластовым и установили, что частицы глины с различным размером могут значительно уменьшать проницаемость керна. В работе [7] проведено моделирование потока с химическими реакциями для различных скоростей течения и предложен алгоритм, позволяющий исследовать поток с химическими реакциями в пористой среде в широком диапазоне локальных проницаемостей породы, различающихся по величине более чем на 6 порядков. Обнаружено, что количество поровых объемов раствора кислоты, необходимых для образования червоточин заданной длины, чувствительно к понижению скорости закачки и является одной из ключевых характеристик, определяемых в рамках планирования кислотной обработки карбонатных коллекторов.

Однако при анализе цифрового керна достаточно сложно визуализировать и проанализировать течение многофазной системы на масштабе отдельных пор. Для изучения гидродинамических процессов в поровых каналах различной геометрии можно использовать методы экспериментальной [9, 10] и вычислительной микрофлюидики [12, 11]. В работе [9; 10] представлен экспериментальный подход с применением микрофлюидных чипов, которые позволяют протестировать готовые вытесняющие агенты, а также изучить их влияние на межфазное натяжение и смачиваемость породы. Вычислительная микрофлюидика стремится к дополнению лабораторных микрофлюидных экспериментов. Несмотря на то, что эта область исследования является достаточно новой в численном моделировании [12, 11], применение данных подходов имеет фундаментальное значение для понимания процессов, происходящих в микропорах пористой среды.

В настоящей работе исследовалось влияние смачиваемости и режимов течения на эффективность ограничения водопритока в Т-образной микромоделю с трещиной и пористой матрицей. Новизной работы является полученная зависимость остаточной водонасыщенности в пористой среде от режимов фильтрации и контактного угла.

### Используемые методы вычислительной микрофлюидики

Для численного моделирования использовалась открытая интегрируемая платформа OpenFOAM ввиду следующих преимуществ:

- удобный синтаксис для описания дифференциальных уравнений в частных производных;
- поддержка построения сетки различными сеточными генераторами;
- большой перечень математических моделей и соответствующих решателей;
- бесплатное и открытое программное обеспечение;
- возможность реализации собственных программных модулей с использованием платформы OpenFOAM;
- встроенная утилита для визуализации сеток и результатов моделирования.

В качестве основных преимуществ платформы OpenFOAM по сравнению с другими программными продуктами вычислительной гидродинамики, такими как COMSOL,

ANSYS, или специализированным программным обеспечением для численного моделирования цифрового ядра PerGeos, GeoDict можно отметить открытость и возможность реализации собственных программных модулей.

В OpenFOAM для получения дискретных аналогов дифференциальных уравнений в частных производных используется метод контрольных объемов (МКО) [13]. Суть подхода заключается в интегрировании уравнений (1) по контрольному объему (1):

$$\bar{\beta}_i = \frac{1}{V} \int_{V_i} \beta_i dV, \quad (1)$$

где  $\beta_i$  — функция, определенная в объеме  $V_i$  ( $i = w, g$ ), занимаемом  $i$ -ой фазой где индекс  $w$  соответствует воде, индекс  $g$  — газу. Тогда пористость среды  $\phi$  и насыщенность  $i$ -ой фазой  $\alpha_i$  можно определить как

$$\phi = \frac{V_w + V_g}{V}, \quad \alpha_w = \frac{V_w}{V_w + V_g}, \quad \alpha_g = \frac{V_g}{V_w + V_g},$$

где  $\phi = 0$  определяет наличие в контрольном объеме только твердой фазы,  $\phi = 1$  — только жидких фаз,  $\alpha_w = 1, \alpha_g = 0$  наличие в пустотах контрольного объема только воды,  $\alpha_w = 0, \alpha_g = 1$  — только газа, значения от 0 до 1 определяют наличие нескольких фаз в рассматриваемом контрольном объеме.

Поскольку контрольный объем может содержать межфазную поверхность жидкостями — жидкостью или жидкостью — твердое тело при усреднении функции по объему (1), необходимо учитывать вклады от интегрирования по межфазным поверхностям [14]. Таким образом, для описания движения двух несмешивающихся жидкостей в элементе пористой среды можно использовать микроконтинуальную модель, включающую систему дифференциальных уравнений относительно усредненного поля давления  $\bar{p}$ , усредненной скорости двухфазного потока  $\bar{\mathbf{u}}$  и насыщенности водной фазы  $\alpha_w$  [12, 11]:

$$\nabla \cdot \bar{\mathbf{u}} = 0, \quad \bar{\mathbf{u}} = \bar{\mathbf{u}}_w + \bar{\mathbf{u}}_n,$$

$$\frac{\partial \phi \alpha_w}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_w \bar{\mathbf{u}}) + \nabla \cdot (\phi \alpha_w \alpha_g \bar{\mathbf{u}}_r) = 0,$$

$$\alpha_w + \alpha_g = 1,$$

$$\frac{1}{\phi} \left( \frac{\partial \rho \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \frac{\rho}{\phi} \bar{\mathbf{u}} \bar{\mathbf{u}} \right) \right) =$$

$$= -\nabla \bar{p} + \rho \mathbf{g} + \nabla \cdot \bar{\mathbf{S}} - \mu k^{-1} \bar{\mathbf{u}} + \mathbf{F}_c,$$

где  $\mu = \alpha_w \mu_w + \alpha_g \mu_g$  — усредненная динамическая вязкость двухфазной жидкости,  $\rho$  — усредненная плотность двухфазной жид-

кости,  $\mathbf{g}$  — вектор ускорения свободного падения,  $k$  — проницаемость пористой среды,  $\mathbf{F}_c$  — сила поверхностного натяжения,  $\mu k^{-1} \bar{\mathbf{u}}$  — сила гидродинамического сопротивления,  $\bar{\mathbf{u}}_r$  — относительная скорость потока. Последние три параметра являются многомасштабными, поскольку описывают гидродинамические процессы в отдельных микроканалах пористой среды ( $\phi = 1$ ) уравнением Навье-Стокса и в сплошной пористой матрице ( $0 < \phi < 1$ ) уравнением Дарси. Детальный вывод многомасштабных параметров для рассматриваемых процессов описан в работе [11] и представлен в таблице 1, где  $k_0$  — абсолютная проницаемость пористой среды,  $p_c$  — капиллярное давление между фазами,  $k_{r,i}$  и  $M_i = \frac{k_0 k_{r,i}}{\mu_i}$  — относительная проницаемость и подвижность  $i$ -ой фазы соответственно,  $M$  — общая подвижность двухфазной жидкости,  $C_\alpha$  — диффузионный параметр,  $\theta$  — контактный угол смачивания поверхности водой,  $\mathbf{n}_{wall}, \mathbf{t}_{wall}$  — нормаль и касательный вектор к твердой поверхности.

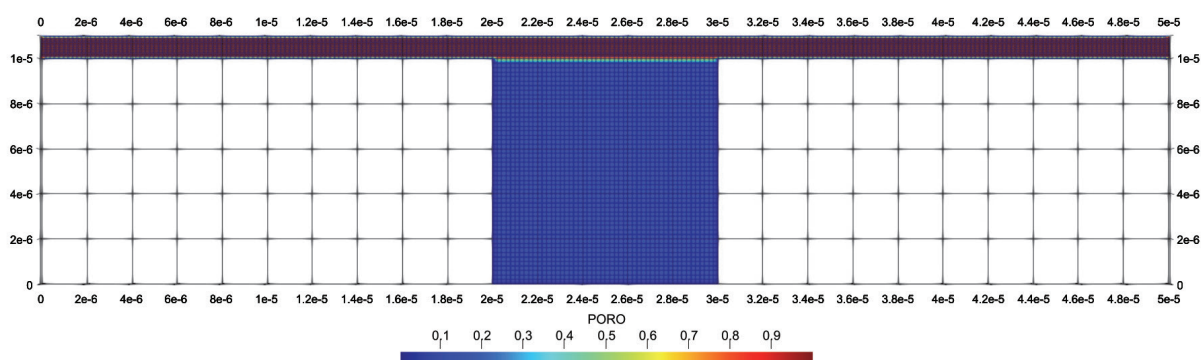
Описанная математическая модель реализована в решателе hybrid Porous Inter Foam платформы OpenFOAM [11], где представлена верификация реализованных численных схем для решения классических задач механики сплошных сред. Также авторы настоящей статьи показали, что результаты численного моделирования с применением данного решателя хорошо согласуются с микрофлюидными исследованиями, проведенными на микрофлюидных чипах, для модели порового дублета. Данный решатель использовался в настоящей работе для изучения влияния смачиваемости и режимов течения на эффективность ограничения водопитока в Т-образной микромодели с трещиной и пористой матрицей.

В рамках работы сгенерирована сетка Т-образной пористой среды с применением сеточного генератора GMSH. На рисунке 1 представлена геометрия Т-образной пористой среды с трещиной, которая описывается пористостью равной 1, и «карманом» пористой матрицы с пористостью 0,15 и проницаемостью 1 мД. Т-образная модель в начальный момент времени насыщена водой ( $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3, \mu_w = 1 \text{ сПз}$ ), слева по трещине поступает газ ( $\rho_g = 1 \text{ кг/м}^3, \mu_g = 0,0176 \text{ сПз}$ ) с постоянным расходом, на правой границе задан контроль по давлению, на стенках канала и матрицы — условие прилипания. Ширина

**Таблица 1.** Многомасштабные параметры, описывающие гидродинамические процессы в отдельных микроканалах пористой среды ( $\phi = 1$ ) и в сплошной пористой матрице ( $0 < \phi < 1$ )

**Table 1.** Multiscale parameters describing hydrodynamic processes in individual microcanes of porous medium ( $\phi = 1$ ) and in continuous porous matrix ( $0 < \phi < 1$ )

| Многомасштабные параметры     | Отдельные микроканалы пористой среды ( $\phi = 1$ )                           | Сплошная пористая матрица ( $0 < \phi < 1$ )                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\bar{\mathbf{u}}_r$          | $C_\alpha \max( \bar{\mathbf{u}} ) \frac{\nabla \alpha_w}{ \nabla \alpha_w }$ | $\phi^{-1} \left[ -\left( \frac{M_w}{\alpha_w} - \frac{M_g}{\alpha_g} \right) \nabla p + \left( \frac{\rho_w M_w}{\alpha_w} - \frac{\rho_g M_g}{\alpha_g} \right) \mathbf{g} + \left[ \left( \frac{M_w \alpha_g}{\alpha_w} + \frac{M_g \alpha_w}{\alpha_g} \right) \nabla p_c - \left( \frac{M_w}{\alpha_w} - \frac{M_g}{\alpha_g} \right) p_c \nabla \alpha_w \right] \right]$ |
| $\mathbf{F}_c$                | $-\phi^{-1} \sigma \nabla \cdot (\mathbf{n}_{w,g}) \nabla \alpha_w$           | $\left[ M^{-1} (M_w \alpha_g - M_g \alpha_w) \left( \frac{\partial p_c}{\partial \alpha_w} \right) - p_c \right] \nabla \alpha_w$                                                                                                                                                                                                                                               |
| $\mu k^{-1} \bar{\mathbf{u}}$ | 0                                                                             | $k_0^{-1} \left( \frac{k_{r,w}}{\mu_w} + \frac{k_{r,g}}{\mu_g} \right)^{-1} \bar{\mathbf{u}}$                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| $\rho$                        | $\rho_w \alpha_w + \rho_g \alpha_g$                                           | $(\rho_g M_g + \rho_w M_w) M^{-1}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| $\mathbf{n}_{w,g}$            | $-\frac{\nabla \alpha_w}{ \nabla \alpha_w }$                                  | $\cos(\theta) \mathbf{n}_{wall} + \sin(\theta) \mathbf{t}_{wall}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |



**Рисунок 1.** Геометрия и дискретизация Т-образной пористой среды с трещиной

**Figure 1.** Geometry and sampling of T-shaped porous medium with crack

длинного канала 1 мкм, длина 50 мкм, размер сторон пористого «кармана» 10 мкм, поверхностное натяжение на межфазной границе вода-газа  $\sigma = 0,03$  Н/м.

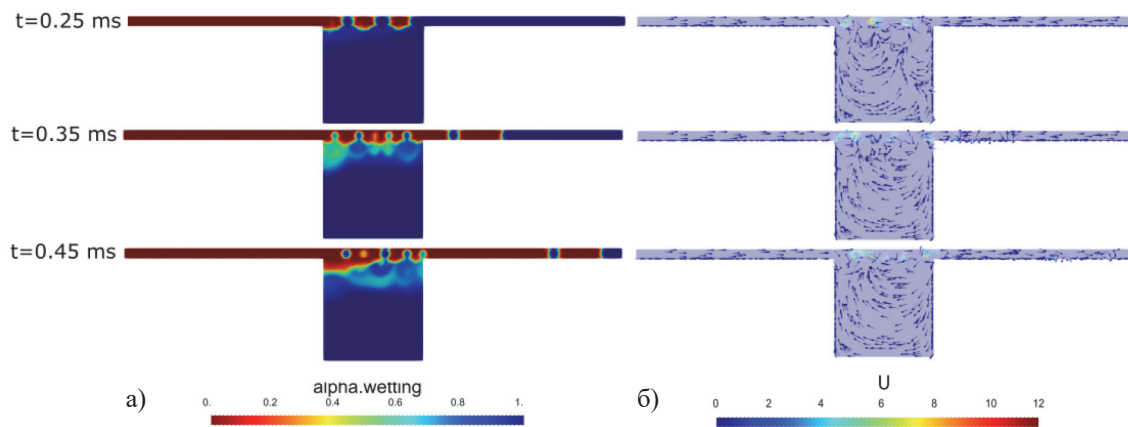
### Результаты численного моделирования

Проведена серия многопараметрических расчетов вытеснения газа водой при различных режимах фильтрации для гидрофобной и гидрофильной поверхности.

На рисунке 2 представлены характерные картины фильтрации газа и воды в случае гидрофобной поверхности ( $\theta=135^\circ$ ) в разные моменты времени для линейной скорости 0,1 м/с. Из рисунка видно, что основное движение газа происходит по трещине с небольшим проникновением в пористую матрицу. Однако при прохождении газа вблизи пори-

стой матрицы в трещину поступает вода из «кармана», которая образует капли, которые не смачивают поверхность. Таким образом, в районе контакта трещины с пористой средой наблюдается чередование капель воды и пузырьков газа, что препятствует движению газа по трещине и часть газа фильтруется в пористую среду ( $t=0,25$  ms). В процессе фильтрации образованные капли воды частично увлекаются потоком ( $t=0,35$  ms и 0,45 ms). Из рисунка 2, б видно, что в пористой матрице образуются слабые потоки, направленные против течения, что связано с движением воды в пористой матрице.

Характерные картины фильтрации воды и газа в случае гидрофильной поверхности ( $\theta=45^\circ$ ) для линейной скорости 0,1 м/с представлены на рисунке 3. Аналогично случаю с



а) распределение насыщенностей фаз; б) скорость потока

a) phase saturation distribution; b) velocity field

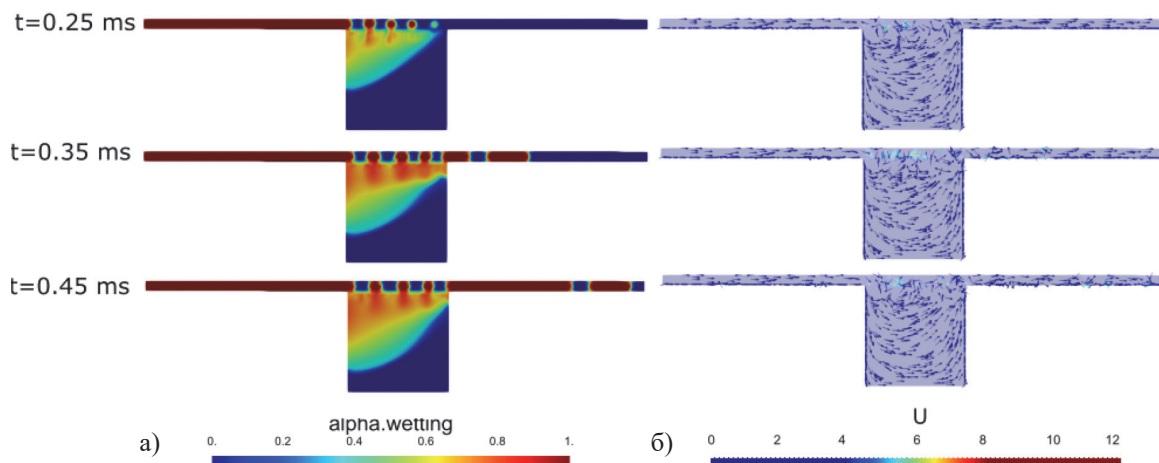
**Рисунок 2.** Фильтрация газа и воды в случае гидрофобной поверхности

**Figure 2.** Gas and water filtration in case of hydrophobic surface

гидрофобной поверхностью (рисунок 2) в местах контакта трещины с пористой средой образуются капли и пузырьки газа. Но в отличие от случая с гидрофобной поверхностью сформированные капиллярно смачивают поверхность, тем самым закупоривая трещину, что препятствует движению газа по ней ( $t=0,25$  ms). Газ начинает фильтроваться через пористую матрицу, что со временем сопровождается большими потерями газа в «кармане» пористой среды ( $t=0,35$  ms). Также стоит отметить, что со временем капли продвигаются по трещине, но на контакте трещины с пористой средой образуются новые капли, которые препят-

ствуют движению газа ( $t=0,45$  ms). В отличие от гидрофобной поверхности потоки в «кармане» направлены по течению (рисунок 3, б), что связано с фильтрацией газа по пористой матрице.

Обнаружено, что с увеличением скорости фильтрации можно избежать отрицательных эффектов, связанных с захватом капель воды. На рисунке 4 представлены характерные картины насыщенности газа и воды в модели для гидрофобной ( $\theta = 150^\circ$ , рисунок 4, а) и гидрофильной ( $\theta = 30^\circ$ , рисунок 4, б) поверхностей в момент времени  $t=0,3$  ms. Из рисунка видно, что с увеличением скорости фильтрации



а) распределение насыщенностей фаз; б) скорость

a) phase saturation distribution; b) velocity field

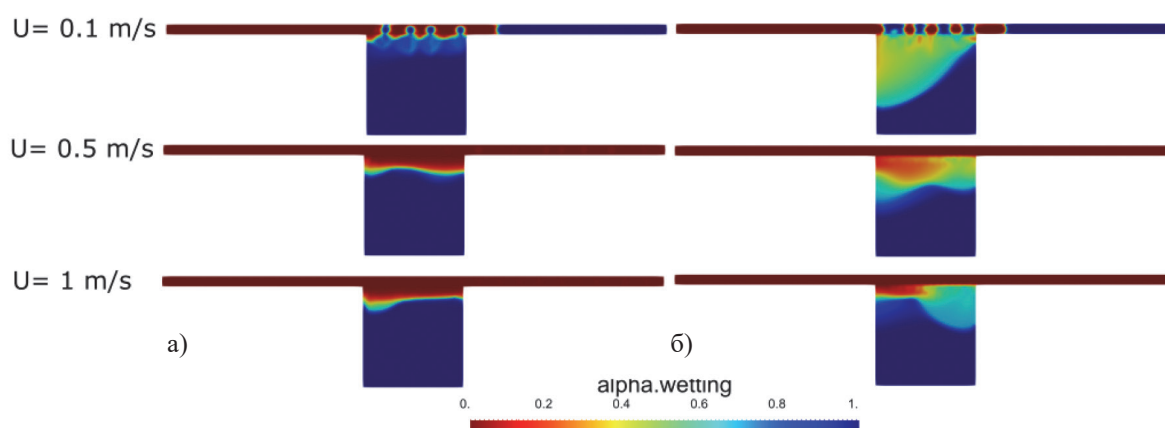
**Рисунок 3.** Фильтрация газа и воды в случае гидрофильной поверхности трещины

**Figure 3.** Gas and water filtration in case of hydrophilic fracture surface

образование капель воды в трещине не наблюдается, объем поступающего газа в «карман» пористой среды уменьшается.

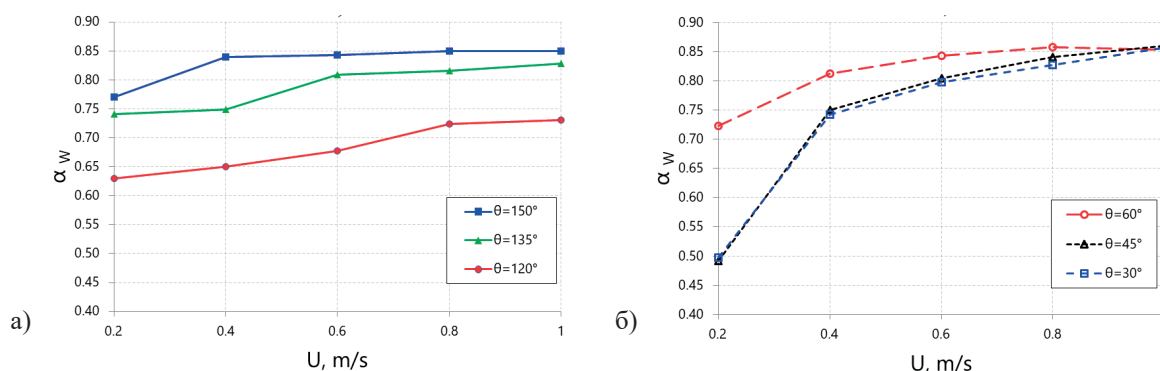
На рисунке 5 представлена зависимость остаточной водонасыщенности в пористой матрице в момент времени 0,3 ms от скорости фронта для различных углов смачивания. Из рисунка видно, что при меньших скоростях наблюдается более интенсивное вымывание воды из пористого «кармана». В случае гидрофобной поверхности, с улучшением смачиваемости поверхности поровых каналов газом ( $\theta=150^\circ$ ) большую часть воды удается оставить в «кармане», от 0,4 m/s объем остаточной

воды не зависит от скорости фильтрации. Увеличение линейной скорости в 5 раз приводит к уменьшению доли вытесненной воды на 10 %. Однако в случае гидрофильной поверхности контактный угол смачивания  $\theta=30^\circ$  и  $45^\circ$  относительно  $\theta=60^\circ$  увеличивает долю вытесненной воды из пористой матрицы на 3 % при линейной скорости 0,8 m/s и на 22 % при линейной скорости 0,2 m/s. Таким образом, для разработки технологий ограничений водопритока важен баланс вязких и капиллярных сил. В данном случае вязкие силы характеризуются скоростью потока, а капиллярные силы — углом смачивания поверхности.



**Рисунок 4.** Распределение фаз вода-газ для различных режимов фильтрации в  $t=0,3$  ms для гидрофобной (a) и гидрофильной (б) поверхностей

**Figure 4.** Water-gas phase distribution for different filtration modes in  $t = 0,3$  ms for hydrophobic (a) and hydrophilic (b) surfaces



**Рисунок 5.** Зависимость водонасыщенности от режимов фильтрации для гидрофобной (a) и гидрофильной (б) поверхностей

**Figure 5.** Dependence of water saturation on filtration modes for hydrophobic (a) and hydrophilic (b) surfaces

### Выводы

Использован численный микрофлюидный подход для изучения эффективности применения различных модификаторов смачивания поверхности для ограничения водопритока в

элементарной Т-образной модели пористой среды.

Показано, что при низких скоростях фильтрации в трещину могут поступать капли воды из пористой матрицы, закупоривая тем

самым прямой поток газа по трещине. В случае гидрофильной поверхности блокирование трещины приводит к фильтрации газа через «карман» пористой среды, что сопровождается вымыванием воды из «кармана». С увеличением линейной скорости уменьшается доля остаточной воды, поступающей из пористого «кармана» в трещину. В случае гидрофобной поверхности увеличение линейной скорости в 5 раз приводит к уменьшению доли

вытесненной воды на 10 %, а в случае гидрофильной поверхности до 35 % в зависимости от контактного угла смачивания. Самые оптимальные режим фильтрации и угол смачивания может оставить в пористой среде до 85 % воды. Таким образом, разработанный подход можно использовать как скрининг-технологии для выбора оптимальных режимов фильтрации и применения модификаторов смачивания ПЗП с целью ограничения водопритока.

## СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Береговой Ант. Н., Князева Н.А., Зиятдинова Р.Ш., Золотухина В.С., Камалиева А.Ф.: Разработка технологии ограничения притока воды в добывающие скважины. Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть, Москва: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2021. С.145-148.
2. Ганеева З.М., Рафикова К.Р., Михайлов А.В., Елизарова Т.Ю., Хисаметдинов М.Р. Анализ результатов применения гелеобразующей композиции с улучшенными свойствами для ограничения притока воды в добывающие скважины. Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть, Москва: ВНИИОЭНГ, 2012. С. 170-177.
3. Scheibe T. D. et al.: Pore-scale and multiscale numerical simulation of flow and transport in a laboratory-scale column // *Water Resources Research*. 2015. Vol. 51. No. 2, pp. 1023-1035.
4. Menke H. P., Maes J., Geiger S.: Upscaling the porosity-permeability relationship of a microporous carbonate for Darcy-scale flow with machine learning // *Scientific reports*. 2016. Vol 11, No. 1. pp. 1-10.
5. Poonosamy J. et al: Microfluidic flow-through reactor and 3D Raman imaging for in situ assessment of mineral reactivity in porous and fractured porous media // *Lab on a Chip*. 2020. Vol. 20, No. 14, pp. 2562-2571.
6. Якимчук И.В., Евсеев Н.В., Коробков Д.А., Ридзель О.Ю., Плетнёва В.А., Ярышев М.Г., Ильясов И.Р., Глущенко Н.А., Орлов А.Г. Изучение полимерного заводнения на поровом уровне методом цифрового анализа керна для коллекторов Восточно-Мессояхского месторождения // Матер. Российской нефтегазовая техн. конф. 2020. SPE-202013-RU.
7. Ivanov E. et al. Acid Treatment Optimization Based on Digital Core Analysis // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. 2020.
8. Fedorov K. M. et al.: Determination of Suspension Filtration Parameters from Experimental Data // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. 2020.
9. Kenzhekhanov S. Chemical EOR process visualisation using NOA81 micromodels // *Colorado School of Mines*. Golden. 2017. 62 p.
10. Nguyen P. Microfluidic and micro-core methods for enhanced oil recovery and carbon storage applications // *University of Toronto*. Toronto. 2016. 112 p.
11. Carrillo F.J. et al.: Multiphase flow modeling in multiscale porous media: an open-source micro-continuum approach. // *J. Comput. Phys*. V. X 8: 100073. 2020.
12. Soulaire C. et al.: Micro-continuum approach for pore-scale simulation of subsurface processes // *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 113 (3). pp. 431-456.

13. Patankar S.V., *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow* // Taylor & Francis. Washington: DC. 1980.

14. Howes F.A., Whitaker S.: The spatial averaging theorem revisited // *Chem. Eng. Sci*. 1985. Vol. 40 (8), pp. 1387-1392.

## REFERENCES

1. Beregovoy Ant. N., Knyazeva N.A., Ziatdinova R.Sh., Zolotukhina V.S., Kamaliyeva A.F.: *Razrabotka tekhnologii ogranicheniya pritoka vody v dobyvayushchie skvazhiny* [Development of technology for limiting water inflow into production wells]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft'*, Moskva: Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo» [Collection of scientific works of TatNIPIneft, Moscow: Publishing House «Oil Industry»], 2021. pp.145-148. [in Russian].
2. Ganeeva Z.M., Rafikova K.R., Mikhailov A.V., Elizarova T.Yu., Khisametdinov M.R. Analiz rezul'tatov primeneniya geleobrazuyushchej kompozicii s uluchshennymi svojstvami dlya ogranicheniya pritoka vody v dobyvayushchie skvazhiny [Analysis of the results of using a gel-forming composition with improved properties to limit the flow of water into production wells]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft'*, Moskva: VNIIOENG [Collection of scientific works of TatNIPIneft, Moscow: VNIIOENG]. 2012. pp. 170-177. [in Russian].
3. Scheibe T. D. et al.: Pore-scale and multiscale numerical simulation of flow and transport in a laboratory-scale column. *Water Resources Research*. 2015. Vol. 51. No. 2, pp. 1023-1035.
4. Menke H. P., Maes J., Geiger S.: Upscaling the porosity-permeability relationship of a microporous carbonate for Darcy-scale flow with machine learning. *Scientific reports*. 2016. Vol 11, No. 1. pp. 1-10.
5. Poonosamy J. et al: Microfluidic flow-through reactor and 3D Raman imaging for in situ assessment of mineral reactivity in porous and fractured porous media. *Lab on a Chip*. 2020. Vol. 20, No. 14, pp. 2562-2571.
6. Yakimchuk I.V., Evseev N.V., Korobkov D.A., Ridzel O.Yu., Pletneva V.A., Yaryshev M.G., Ilyasov I.R., Glushchenko N.A., Orlov A.G. Izuchenie polimernogo zavodneniya na porovom urovne metodom cifrovogo analiza kerna dlya kolektorov Vostochno-Messoyahskogo mestorozhdeniya [Pore Level Polymer Flooding by Digital Core Analysis for East-Messoyakhskoye Reservoirs]. *Materialy Rossijskoj neftegazovaya tekhnicheskoy konferencii* [Materials of the Russian Oil and Gas Technical Conference]. 2020, SPE-202013-RU. [in Russian].

7. Ivanov E. et al. Acid Treatment Optimization Based on Digital Core Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2020.
8. Fedorov K. M. et al.: Determination of Suspension Filtration Parameters from Experimental Data. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2020.
9. Kenzhekhanov S. Chemical EOR process visualisation using NOA81 micromodels. *Colorado School of Mines*. Golden. 2017. 62 p.
10. Nguyen P. Microfluidic and micro-core methods for enhanced oil recovery and carbon storage applications. *University of Toronto*. Toronto. 2016. 112 p.
11. Carrillo F.J. et al.: Multiphase flow modeling in multiscale porous media: an open-source micro-continuum approach. *J. Comput. Phys.* V. X 8: 100073. 2020.
12. Soulaine C. et al.: Micro-continuum approach for pore-scale simulation of subsurface processes. *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 113 (3). pp. 431–456.
13. Patankar S.V., Numerical Heat Transfer and Fluid Flow. *Taylor & Francis*. Washington: DC, 1980.
14. Howes F.A., Whitaker S.: The spatial averaging theorem revisited. *Chem. Eng. Sci.* 1985. Vol. 40 (8), pp. 1387–1392.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Азамат Айратович Мирзаянов**, техник, отдел гидродинамического моделирования, управление по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК Роснефть), Уфа, Россия

**Azamat A. Mirzayanov**, technician, Hydrodynamic modeling department, Well and reservoir study modeling and analysis department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Вероника Андреевна Ниценко**, старший специалист, отдел разработки и мониторинга месторождений (Приобское месторождение), управление по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК Роснефть), Уфа, Россия

**Veronika A. Nitsenko**, senior specialist, Field development and monitoring department (Priobskoye field), Priobskoye field development department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Лилия Забировна Казина**, техник, отдел разработки проектов геомеханики и ГРП, управление разработки ПО для моделирования, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК Роснефть), Уфа, Россия

**Liliya Z. Kazina**, technician, Geomechanics and frac project development department, Modeling software development department RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Юлия Айратовна Питюк**, кандидат физико-математических наук, главный менеджер, управление разработки ПО для моделирования, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК Роснефть), Уфа, Россия

**Yulia A. Pityuk**, candidate of physic and mathematic sciences, chief manager, Modeling software development department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Александр Юрьевич Ломухин**, старший менеджер НИР, группа по новым технологиям, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

**Alexander Yu. Lomukhin**, senior manager, New technologies group, Rospan International JSC, Novy Urengoy, Russia

Статья поступила в редакцию 23.04.2023; одобрена после рецензирования 05.05.2023; принята к публикации 30.05.2023.

The article was submitted 23.04.2023; approved after reviewing 05.05.2023; accepted for publication 30.05.2023.