

УДК 532.5 + 51.72
DOI: 10.15372/PMTF202215178

ЧИСЛЕННОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ И КАПИЛЛЯРНОГО ЧИСЛА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В МОДЕЛИ ПОРОВОГО ДУБЛЕТА

Ю. А. Питюк^{*,**}, С. П. Саметов^{*,**}, С. У. Фазлетдинов^{*},
Э. С. Батыршин^{*,**}

* Центр микро- и наномасштабной динамики дисперсных систем Башкирского
государственного университета, Уфа, Россия

** ООО "РН-БашНИПИнефть", Уфа, Россия
E-mails: pityukyulia@gmail.com, sergey.sametov@gmail.com,
spartak.fazlet@gmail.com, batyrshine@gmail.com

Проведено численное и экспериментальное исследование влияния сил вязкости и капиллярных сил на характеристики многофазного течения в модели порового дублета, являющейся одной из наиболее известных элементарных моделей порового пространства. Для численного моделирования использовалась платформа OpenFOAM. Проведен многопараметрический анализ процесса вытеснения нефти различными агентами в модели порового дублета при варьировании значений смачиваемости поверхности пор, перепада давления, коэффициента поверхностного натяжения и соотношения размеров каналов порового дублета. Показано, что полученные результаты численного моделирования хорошо согласуются с экспериментальными данными для модели порового дублета в случае гидрофобной поверхности при различных значениях капиллярного числа. Физическая модель порового дублета реализована в микрофлюидном чипе, изготовленном с помощью метода мягкой литографии. Предложенный численно-экспериментальный микрофлюидный подход позволяет проводить численное исследование двухфазной фильтрации в моделях пористой среды, соответствующих лабораторным исследованиям, а также масштабировать полученные результаты на характерные размеры зерна.

Ключевые слова: вытеснение нефти, пористая среда, поровый дублет, капиллярное число, платформа OpenFOAM, микрофлюидный чип

Введение. Исследование особенностей динамики многофазного потока в пористой среде на микроуровне имеет большое значение для разработки методов повышения нефтеотдачи. В подземных геологических формациях нефть часто захватывается в порах в форме ганглиев вследствие действия больших капиллярных сил на границе раздела нефтяной и водной фаз. Под действием этих сил возникает капиллярное давление, которое является функцией геометрии пор, межфазного натяжения между двумя флюидами и смачиваемости породы. Для понимания процессов, происходящих в отдельных микропорах пористой среды при вытеснении остаточной нефти, необходимо проведение комплексных экспериментально-численных исследований.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (код проекта 21-79-10212).

© Питюк Ю. А., Саметов С. П., Фазлетдинов С. У., Батыршин Э. С., 2023

В последнее время активно развиваются методы вычислительной микрофлюидики, которые, в частности, применяются для моделирования процессов вытеснения на микроуровне с учетом влияния смачиваемости и капиллярного числа [1–3]. В нефтяной отрасли данные подходы используются для моделирования фильтрационных процессов в трехмерной модели цифрового керна, которая создается на основе микротомографического сканирования реальных образцов керна [4, 5]. В работах [4, 5] на основе численного моделирования с помощью метода функционала плотности оценивались различные воздействия на пласт. В [4] показана целесообразность применения полимерного заводнения, получены кривые относительной фазовой проницаемости и коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$ на уровне пор. Установлено, что $K_{\text{выт}}$ увеличивается при высокой вязкости полимерного раствора и низкой скорости фильтрации. Вытеснение нефти водой, смарт-водой, углекислым газом моделировалось в работе [5]. Закачка воды рассматривалась в качестве базового варианта вытеснения нефти. По результатам моделирования получен относительный прирост коэффициента вытеснения для базового варианта. Смарт-вода за счет меньшего коэффициента поверхностного натяжения позволяет вытеснить защемленную нефть из узких каналов. Установлено, что закачка углекислого газа более эффективна, чем закачка воды, и дает прирост $K_{\text{выт}}$ более 40 %.

Развитие методов экспериментальной микрофлюидики для решения задач нефтегазовой промышленности прежде всего направлено на создание микрофлюидных чипов — аналогов горной породы [6]. Геометрия порового пространства чипов строится на основе данных для цифрового керна и соответствует геометрии пор в реальной горной породе. Использование таких аналогов дает ряд преимуществ, главным из которых является возможность визуализации процессов в отдельных порах с использованием всех доступных методов микроскопии. Применение специальных методов позволяет визуализировать распределение фаз в каждый момент времени, геометрию межфазных границ, поле скоростей потока и др. Кроме того, для сравнения результатов можно изготовить любое необходимое количество чипов с одинаковыми характеристиками, что затруднительно при подборе идентичных образцов керна. В настоящее время для получения результатов, соответствующих реальным условиям, активно развиваются методы модификации смачиваемости поверхности микроканалов [7].

Одной из наиболее известных элементарных моделей порового пространства, позволяющих детально изучить влияние конкурирующих вязких и капиллярных сил на характеристики многофазного потока в пористой среде, является модель порового дублета, которая состоит из двух соединенных между собой капилляров разных размеров [3, 8].

В настоящей работе выполнены многопараметрические расчеты и выявлено влияние на захват нефти в модели порового дублета различных коэффициентов поверхностного натяжения, смачиваемости поверхности и соотношения размеров каналов, а также проведено сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными. Разработан новый подход, основанный на совместном использовании вычислительной и экспериментальной микрофлюидики, с помощью которого можно изучать механизмы вытеснения нефти в пористых средах. Данный подход может применяться при разработке прикладных методик экспресс-тестирования эффективности агентов вытеснения для конкретных условий выбранных объектов месторождения. Такие идеализированные микромодели пористой среды, как поровый дублет, позволяют выявить основные факторы, влияющие на процесс вытеснения нефти, прежде чем использовать дорогостоящие технологии анализа цифрового керна.

1. Используемые методы вычислительной микрофлюидики. Рассматривается двухфазное течение несмешивающихся вязких несжимаемых жидкостей, которое описывается законами сохранения массы и момента количества движения

$$\nabla \cdot \mathbf{u}_i = 0, \quad \frac{d(\rho_i \mathbf{u}_i)}{dt} = -\nabla p_i + \rho_i \mathbf{g} + \nabla \cdot \mathbf{S}_i, \quad (1)$$

где индекс $i = w$ соответствует смачиваемой фазе, $i = n$ — несмачиваемой фазе; $\mathbf{S}_i = \mu_i(\nabla \mathbf{u}_i + \mathbf{u}_i^T)$ — тензор вязких напряжений; μ_i — динамическая вязкость i -й фазы; $\mathbf{u}_i$ — скорость i -й фазы; ρ_i — плотность i -й фазы. На межфазной границе также выполняются законы сохранения [9]

$$\begin{aligned} \rho_w(\mathbf{u}_w - \mathbf{w}) \cdot \mathbf{n}_{w,n} &= \rho_n(\mathbf{u}_n - \mathbf{w}) \cdot \mathbf{n}_{w,n} = 0, \\ (p_w I - \mathbf{S}_w) \cdot \mathbf{n}_{w,n} &= (p_n I - \mathbf{S}_n) \cdot \mathbf{n}_{w,n} + \sigma \kappa \mathbf{n}_{w,n}, \end{aligned}$$

где I — единичный тензор; $\mathbf{w}$ — скорость движения межфазной границы; $\mathbf{n}_{w,n}$ — нормаль к межфазной поверхности, направленная в сторону несмачиваемой фазы; σ — коэффициент межфазного натяжения; $\kappa = \nabla \cdot \mathbf{n}_{w,n}$ — кривизна межфазной поверхности.

Для численного моделирования использовалась открытая интегрируемая платформа OpenFOAM, которая, в отличие от других программных продуктов вычислительной гидродинамики, таких как COMSOL, ANSYS, или специализированного программного обеспечения для численного моделирования цифрового ядра PerGeos, GeoDict, является открытой и позволяет реализовать собственные программные модули.

В OpenFOAM для получения дискретных аналогов дифференциальных уравнений в частных производных используется метод контрольных объемов [10], суть которого заключается в интегрировании уравнений (1) по контрольному объему V :

$$\langle \beta_i \rangle = \frac{1}{V} \int_{V_i} \beta_i dV \quad (2)$$

(β_i — функция, определенная в объеме V_i ($i = w, n$), занимаемом i -й фазой). Оператор осреднения по объему V_i определяется следующим образом:

$$\langle \beta_i^i \rangle = \frac{1}{V_i} \int_{V_i} \beta_i dV. \quad (3)$$

Пористость среды φ и насыщенность i -й фазой α_i можно определить по формулам

$$\varphi = \frac{V_w + V_n}{V}, \quad \alpha_w = \frac{V_w}{V_w + V_n}, \quad \alpha_n = \frac{V_n}{V_w + V_n},$$

где $\varphi = 0$ соответствует наличию в контрольном объеме только твердой фазы, $\varphi = 1$ — только жидких фаз; $\alpha_w = 1$, $\alpha_n = 0$ — наличию в пустотах контрольного объема только смачиваемой фазы, $\alpha_w = 0$, $\alpha_n = 1$ — только несмачиваемой фазы; значения $0 < \alpha_w < 1$ и $0 < \alpha_n < 1$ определяют наличие нескольких фаз в рассматриваемом контрольном объеме. Тогда операторы осреднения (2), (3) по объемам V и V_i соответственно удовлетворяют тождеству

$$\langle \beta_i \rangle = \varphi \alpha_i \langle \beta_i^i \rangle. \quad (4)$$

Для описания микроконтинуальной модели вводятся поле давления $\langle p \rangle = \alpha_w \langle p_w^w \rangle + \alpha_n \langle p_n^n \rangle$ и скорость двухфазного потока $\langle \mathbf{u} \rangle = \langle \mathbf{u}_w \rangle + \langle \mathbf{u}_n \rangle = \varphi [\alpha_w \langle \mathbf{u}_w^w \rangle + \alpha_n \langle \mathbf{u}_n^n \rangle]$, осредненные по контрольному объему V . Следует отметить, что в случае использования модели Дарси ($0 < \varphi < 1$) осредненная скорость двухфазного потока $\langle \mathbf{u} \rangle$ является скоростью

фильтрации и в φ^{-1} раз меньше линейной скорости флюида в пустотах пористой среды. В случае когда флюид заполняет весь контрольный объем ($\varphi = 1$), его линейная скорость совпадает со скоростью фильтрации. Уравнение для насыщенности смачиваемой фазы следует из закона сохранения массы (1):

$$\frac{\partial \varphi \alpha_w}{\partial t} + \nabla \cdot \langle \mathbf{u}_w \rangle = 0. \quad (5)$$

Однако уравнение (5) необходимо записать относительно $\langle \mathbf{u} \rangle$. Определяя относительную скорость потока как $\langle \mathbf{u}_r \rangle = \langle \mathbf{u}_w \rangle - \langle \mathbf{u}_n \rangle$ и используя тождество (4), можно получить выражение для определения $\langle \mathbf{u} \rangle$ через $\langle \mathbf{u}_w \rangle$:

$$\begin{aligned} \langle \mathbf{u} \rangle &= \varphi [\alpha_w \langle \mathbf{u}_w \rangle + \alpha_n \langle \mathbf{u}_n \rangle] = \varphi [(1 - \alpha_n) \langle \mathbf{u}_w \rangle + \alpha_n (\langle \mathbf{u}_w \rangle - \langle \mathbf{u}_r \rangle)] = \\ &= \varphi [\langle \mathbf{u}_w \rangle - \alpha_n \langle \mathbf{u}_r \rangle] = \varphi [(\varphi \alpha_w)^{-1} \langle \mathbf{u}_w \rangle - \alpha_n \langle \mathbf{u}_r \rangle]. \end{aligned} \quad (6)$$

Таким образом, для описания движения двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей в элементе пористой среды можно использовать микроконтинуальную модель Дарси — Бринкмана [2], включающую систему дифференциальных уравнений для $\langle p \rangle$, $\langle \mathbf{u} \rangle$, α_w :

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \langle \mathbf{u} \rangle &= 0, \quad \langle \mathbf{u} \rangle = \langle \mathbf{u}_w \rangle + \langle \mathbf{u}_n \rangle, \\ \frac{\partial \varphi \alpha_w}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_w \langle \mathbf{u} \rangle) + \nabla \cdot (\varphi \alpha_w \alpha_n \langle \mathbf{u}_r \rangle) &= 0, \quad \alpha_w + \alpha_n = 1, \\ \frac{\partial \rho \langle \mathbf{u} \rangle}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{\rho}{\varphi} \langle \mathbf{u} \rangle \langle \mathbf{u} \rangle \right) &= \varphi \left(-\nabla \langle p \rangle + \rho \mathbf{g} + \nabla \cdot \langle S \rangle - \frac{\mu}{k} \langle \mathbf{u} \rangle + \mathbf{F}_c \right). \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь $\mu = \alpha_w \mu_w + \alpha_n \mu_n$ — осредненная динамическая вязкость двухфазной жидкости; ρ — осредненная плотность двухфазной жидкости; $\mathbf{g}$ — ускорение свободного падения; k — проницаемость пористой среды; $\mathbf{F}_c$ — сила поверхностного натяжения; $\mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle$ — сила гидродинамического сопротивления. Второе уравнение для насыщенности в (7) получено из (5) с учетом (6). Параметры $\mathbf{F}_c$, $\mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle$ и $\langle \mathbf{u}_r \rangle$ являются многомасштабными и определяются различным образом для значений $\varphi = 1$, $0 < \varphi < 1$. В случае $\varphi = 1$ третье уравнение (7) сводится к уравнению Навье — Стокса, которое описывает гидродинамические процессы в отдельных микроканалах пористой среды, а в случае $0 < \varphi < 1$ — к уравнению Дарси, которое описывает фильтрацию флюида в пористой матрице. Вывод многомасштабных параметров для рассматриваемых процессов описан в работе [2].

В настоящей работе рассматривается двухфазное течение в модели порового дублета (рис. 1), соответствующей модели экспериментального микрофлюидного чипа. Длина входного канала задавалась равной 580 мкм, выходного — 290 мкм. Сечение представляло собой прямоугольник размером 180×50 мкм. Общая длина модели равна 1750 мкм. При разветвлении канала суммарная площадь поперечного сечения не менялась. Дискретизация расчетной области построена с помощью бесплатной утилиты GMSH.

Движение двухфазной жидкости во внутренней области порового дублета описывается уравнением Навье — Стокса ($\varphi = 1$), для которого многомасштабные параметры в (7) определяются следующим образом [2]:

$$\begin{aligned} \langle \mathbf{u}_r \rangle &= \max |\langle \mathbf{u} \rangle| \frac{\nabla \alpha_w}{|\nabla \alpha_w|}, \quad \mathbf{F}_c = -\sigma \nabla \cdot \mathbf{n}_{w,n} \nabla \alpha_w, \\ \mu k^{-1} \langle \mathbf{u} \rangle &= 0, \quad \rho = \rho_w \alpha_w + \rho_n \alpha_n, \quad \mathbf{n}_{w,n} = -\frac{\nabla \alpha_w}{|\nabla \alpha_w|}. \end{aligned}$$

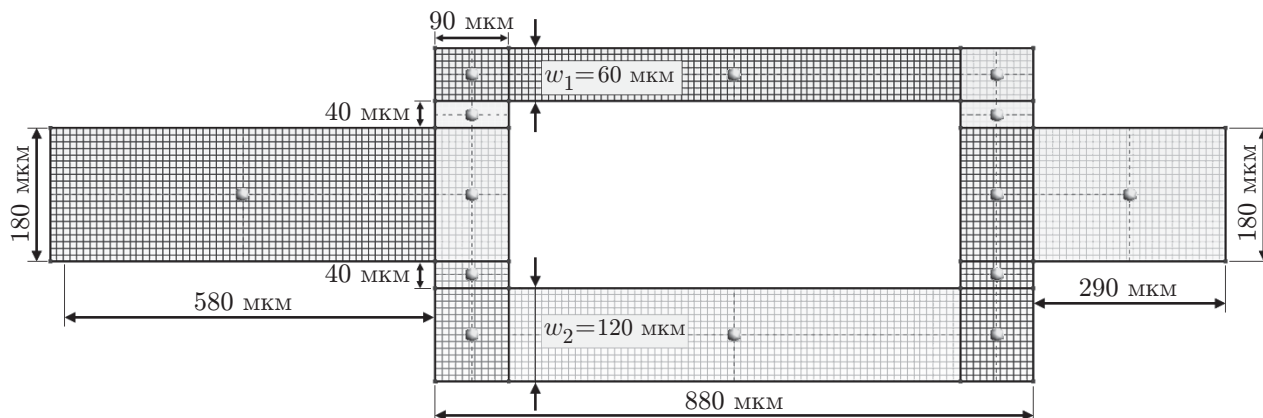


Рис. 1. Геометрия и дискретизация порового дублета

Здесь направление скорости $\langle \mathbf{u}_r \rangle$ совпадает с направлением градиента насыщенности несмачиваемой фазы; сила поверхностного натяжения $\mathbf{F}_c$ зависит от коэффициента межфазного натяжения и кривизны межфазной поверхности $\nabla \cdot \mathbf{n}_{w,n}$; поскольку флюид движется по всему объему порового дублета, силы сопротивления отсутствуют.

На стенках порового дублета задаются условие $\varphi = 0$, условие прилипания и контактный угол смачивания θ . Нормаль к твердой поверхности, представленная в (7), переопределяется следующим образом:

$$\mathbf{n}_{w,n} = \cos \theta \mathbf{n}_s + \sin \theta \mathbf{t}_s$$

($\mathbf{n}_s$, $\mathbf{t}_s$ — нормаль и вектор, касательный к твердой поверхности). На входе в поровый дублет и выходе из него проводится контроль давления. Таким образом, скорость течения двухфазной жидкости определяется вязкими силами, зависящими от перепада давления ΔP , и капиллярными силами, зависящими от контактного угла смачивания θ , коэффициента поверхностного натяжения σ и размеров порового дублета.

2. Результаты численного моделирования. Проведена серия расчетов вытеснения нефти ($\mu_w = 60$ мПа·с, $\rho_w = 800$ кг/м³) различными агентами на водной основе ($\mu_n = 1$ мПа·с, $\rho_n = 1000$ кг/м³). Рассматривалась гидрофобная поверхность (индекс n соответствует воде, w — нефти), поскольку сравнение результатов численного моделирования и лабораторных исследований проводилось для микрофлюидных чипов из полидиметилсилоксана (ПДМС), который является гидрофобным. Более того, разработка гидрофобных коллекторов представляет существенный интерес, поскольку в этом случае капиллярные силы направлены против потока, что приводит к захвату нефти в мелких порах, характерный размер которых соответствует узкому каналу порового дублета. Для исследования влияния на процесс вытеснения отдельных параметров модели варьировались соотношение ширины узкого и широкого каналов дублета w_1/w_2 , перепад давления ΔP , величина контактного угла смачивания поверхности дублета θ и коэффициент поверхностного натяжения σ .

В зависимости от перепада давления обнаружено три случая: 1) вытесняющий агент останавливается на входе в каналы дублета; 2) движется по широкому каналу, захватывая различные объемы нефти в узком канале; 3) движется по широкому каналу и далее по узкому каналу. Во всех случаях определяющее влияние на процесс вытеснения оказывают капиллярные силы, возникающие на границе фаз. Поскольку капиллярное давление препятствует вытеснению, вода сначала движется преимущественно по широкому каналу, где капиллярное давление меньше, чем в узком. Распределение фаз в модели порового дублета устанавливается после достижения вытесняющей жидкостью выходного сечения.

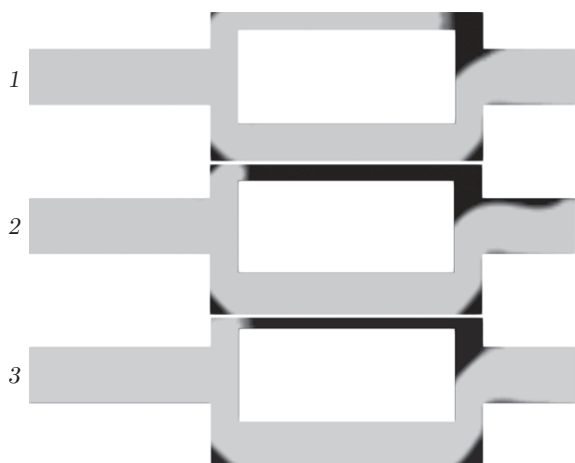


Рис. 2

Рис. 2. Характерные картины вытеснения нефти водой при $\theta = 45^\circ$, $\Delta P = 600$ Па и различных значениях соотношения ширины узкого и широкого каналов дублета:

1 — $w_1/w_2 = 1/2$, 2 — $w_1/w_2 = 1/3$, 3 — $w_1/w_2 = 1/4$

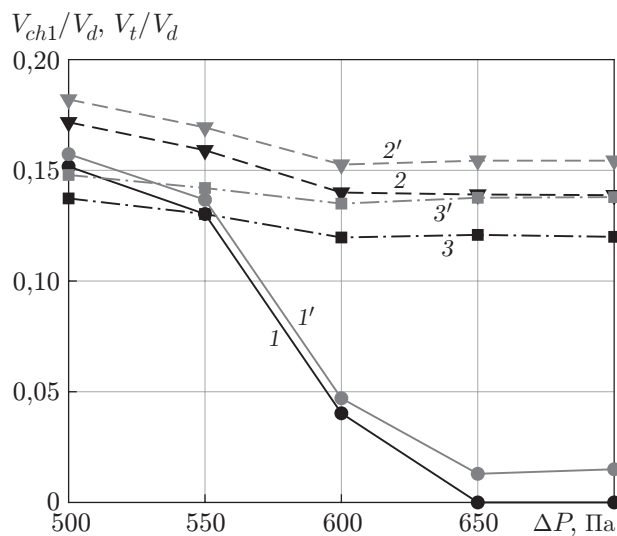


Рис. 3

Рис. 3. Зависимости доли нефти, захваченной в узком канале (1–3), и общей доли захваченной нефти (1'–3') от перепада давления при $\theta = 45^\circ$, $\sigma = 0,03$ Н/м и различных значениях соотношения ширины узкого и широкого каналов дублета:

1, 1' — $w_1/w_2 = 1/2$, 2, 2' — $w_1/w_2 = 1/3$, 3, 3' — $w_1/w_2 = 1/4$

Эффективность вытеснения нефти в каналах рассматриваемой геометрии определяется долей нефти, захваченной в узком канале, V_{ch1}/V_d и общей долей нефти, захваченной в дублете, V_t/V_d (V_{ch1} — объем нефти, захваченной в узком канале между двумя межфазными границами; V_t — общий объем нефти, захваченной в модели порового дублета после установления распределения насыщенностей фаз; V_d — объем порового дублета).

Анализ результатов численного моделирования для каналов различной геометрии показывает, что увеличение разности ширины узкого w_1 и широкого w_2 каналов приводит к захвату нефти даже при больших перепадах давления, создающих поток вытесняющей жидкости. Это обусловлено увеличением разности капиллярных давлений в широком и узком каналах. На рис. 2 представлено установившееся распределение насыщенности нефти и воды при $\theta = 45^\circ$, $\Delta P = 600$ Па, $\sigma = 0,03$ Н/м и различных значениях соотношения w_1/w_2 . Видно, что во всех случаях наблюдается захват нефти в углах широкого канала, а при $w_1/w_2 = 1/3$; $1/4$ нефть не движется по узкому каналу и при достижении водой выходного канала происходит ее захват. На рис. 3 представлены зависимости доли остаточной нефти, захваченной в узком канале, и общей доли остаточной нефти во всем дублете от перепада давления при различных значениях соотношения w_1/w_2 . Видно, что при $w_1/w_2 = 1/2$, $\Delta P \geq 650$ Па нефть полностью вытесняется из узкого канала, в отличие от случаев $w_1/w_2 = 1/3$; $1/4$. Однако следует отметить, что при уменьшении соотношения w_1/w_2 объем узкого канала также уменьшается. Таким образом, в случае $w_1/w_2 = 1/4$ доля остаточной нефти в узком канале меньше, чем в случае $w_1/w_2 = 1/3$.

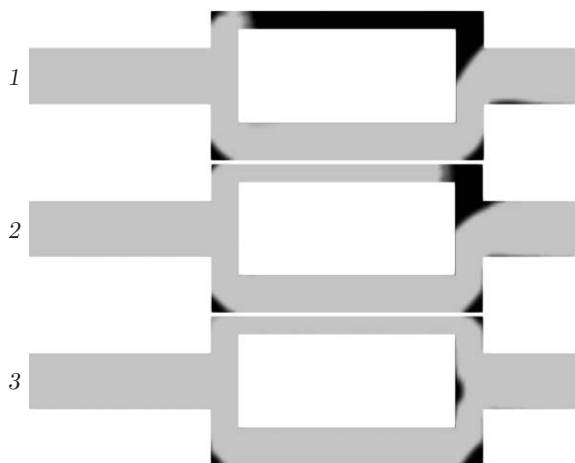


Рис. 4

Рис. 4. Характерные картины вытеснения нефти водой при $w_1/w_2 = 1/2$, $\sigma = 0,03$ Н/м, $\Delta P = 600$ Па и различных значениях контактного угла смачивания поверхности дублета:

1 — $\theta = 30^\circ$, 2 — $\theta = 45^\circ$, 3 — $\theta = 60^\circ$

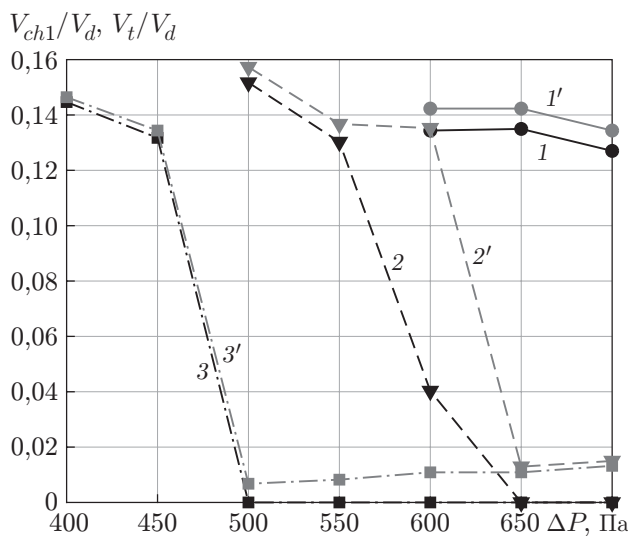


Рис. 5

Рис. 5. Зависимости доли нефти, захваченной в узком канале (1–3), и общей доли захваченной нефти (1'–3') от перепада давления при $w_1/w_2 = 1/2$, $\sigma = 0,03$ Н/м и различных значениях контактного угла смачивания поверхности дублета:

1, 1' — $\theta = 30^\circ$, 2, 2' — $\theta = 45^\circ$, 3, 3' — $\theta = 60^\circ$

Вторая серия численных экспериментов проведена для геометрии $w_1/w_2 = 1/2$ и различных значений контактного угла смачивания θ . Изменения контактного угла смачивания можно достичь путем добавления к вытесняющему агенту модификаторов смачиваемости, например наночастиц [11] или поверхностно-активных веществ (ПАВ) [12]. На рис. 4 представлены характерные картины захвата нефти в модели порового дублета при $\theta = 30, 45, 60^\circ$, что соответствует различным значениям капиллярного давления. Чем больше угол в диапазоне $0 \div 90^\circ$, тем меньше капиллярное давление в каналах, поскольку оно пропорционально $\cos(\theta)$. На рис. 4 видно, что при уменьшении контактного угла смачивания доля нефти, захваченной в узком канале, увеличивается. На рис. 5 представлены зависимости доли нефти, захваченной в узком канале и во всем дублете, от перепада давления. В случае контактного угла смачивания $\theta = 60^\circ$ и перепада давления $\Delta P = 500$ Па нефть полностью вытесняется из узкого канала. Однако при увеличении перепада давления наблюдается незначительный рост доли нефти, захваченной в углах и на выходе из дублета. Следует отметить, что доля остаточной нефти не рассчитывалась, когда вытесняющий агент останавливался на входе в каналы, т. е. создаваемый перепад давления был меньше капиллярного давления в вертикальных каналах. Так, на рис. 5 видно, что в случае $\theta = 30^\circ$ вытесняющая жидкость начинала двигаться по большому каналу только при $\Delta P \geq 650$ Па, в случае $\theta = 45^\circ$ — при $\Delta P \geq 500$ Па.

На рис. 2–5 видно, что на процесс вытеснения нефти из узкого канала существенное влияние оказывает также капиллярное давление, уменьшить которое можно за счет добавления в воду различных составов, приводящих к уменьшению коэффициента поверх-

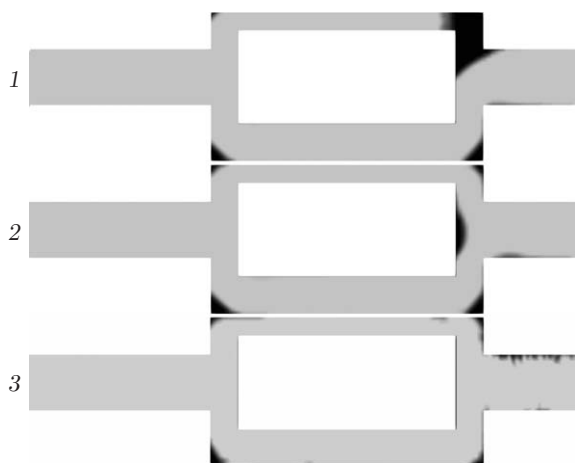


Рис. 6

Рис. 6. Характерные картины вытеснения нефти вытесняющими агентами поверхностного натяжения с различными коэффициентами при $\theta = 45^\circ$, $w_1/w_2 = 1/2$, $\Delta P = 600$ Па:

1 — $\sigma = 0,03$ Н/м, 2 — $\sigma = 0,02$ Н/м, 3 — $\sigma = 10^{-5}$ Н/м

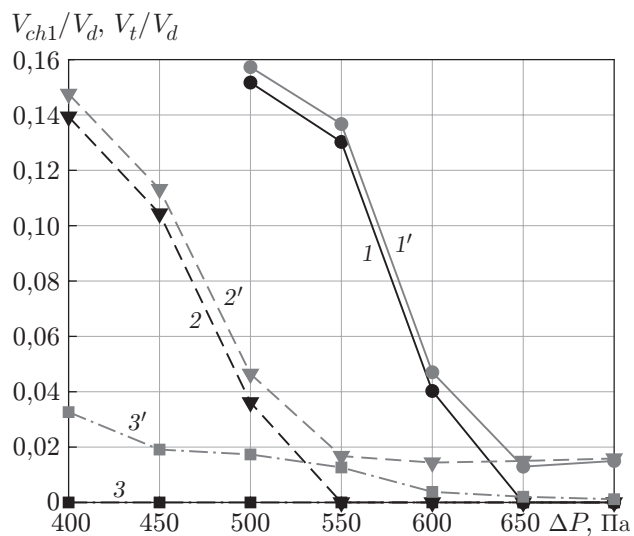


Рис. 7

Рис. 7. Зависимости доли нефти, захваченной в узком канале (1–3), и общей доли захваченной нефти (1'–3') от перепада давления при $\theta = 45^\circ$, $w_1/w_2 = 1/2$ и различных значениях коэффициента поверхностного натяжения:

1, 1' — $\sigma = 0,03$ Н/м, 2, 2' — $\sigma = 0,02$ Н/м, 3, 3' — $\sigma = 10^{-5}$ Н/м

ностного натяжения σ . Так, уменьшить коэффициент поверхностного натяжения более чем в два раза можно путем добавления ПАВ. Более того, используя ПАВ (или смеси ПАВ) с подходящими характеристиками и регулируя ионный состав воды, можно добиться формирования микроэмульсии на межфазной границе вода — нефть и таким образом уменьшить межфазное натяжение на несколько порядков [13]. В рамках численного моделирования для геометрии дублета $w_1/w_2 = 1/2$ рассматривались три агента вытеснения: вода ($\sigma = 0,03$ Н/м), вода с ПАВ ($\sigma = 0,02$ Н/м) и состав для формирования микроэмульсий ($\sigma = 10^{-5}$ Н/м). На рис. 6 показано, что с уменьшением коэффициента поверхностного натяжения агент быстрее проникает в узкий канал, вытесняя из него нефть. Добавление в воду микроэмульсии также способствует более быстрому вытеснению нефти из области на выходе, где поровые каналы соединяются друг с другом. На рис. 7 показаны доли остаточной нефти при добавлении в воду различных агентов вытеснения. Видно, что вода движется по широкому каналу начиная с $\Delta P = 500$ Па и при $\Delta P = 650$ Па проходит через узкий канал. Вода с ПАВ вытесняет нефть из узкого канала, начиная с перепада давления $\Delta P \geq 550$ Па, а состав для микроэмульсий фильтруется по узкому каналу при всех рассмотренных значениях перепада давления, однако при $\Delta P < 600$ Па значительная доля нефти остается на поверхности каналов и в углах.

3. Сравнение результатов численного моделирования и экспериментальных данных. Результаты численного моделирования сравнивались с данными, полученными в экспериментах по вытеснению на микрофлюидных чипах из ПДМС, содержащих поровый дублет. Для изготовления чипов использовались методы мягкой литографии [14]. Эксперименты проводились с использованием специализированного оборудования Elveflow (Фран-

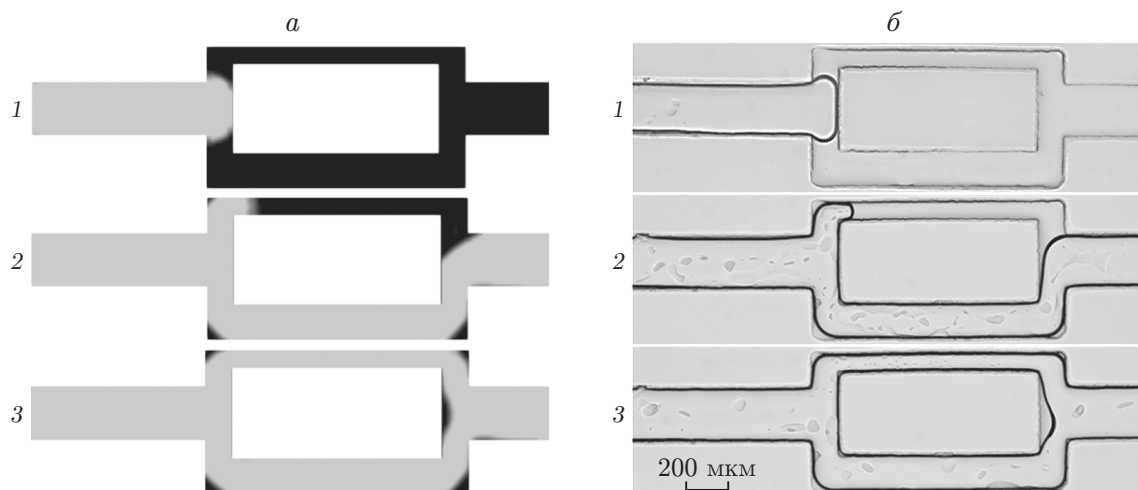


Рис. 8. Характерные картины вытеснения масла водой из модели порового дублета при $Re = 0,1$ и различных значениях капиллярного числа:

a — численное моделирование, *б* — эксперимент; 1 — $Ca = 4,0 \cdot 10^{-6}$, 2 — $Ca = 1,8 \cdot 10^{-5}$, 3 — $Ca = 2,7 \cdot 10^{-5}$

ция), включающего контроллеры и датчики давления и объемного расхода жидкостей, коннекторы и др. Визуализация потоков осуществлялась с помощью оптического микроскопа Olympus IX-55, оснащенного системой видеорегистрации со скоростью 50 кадр/с и разрешением 1920×1080 пикселей.

Методика проведения эксперимента аналогична описанной в работе [15]. Эксперименты проводились при постоянном перепаде давления в диапазоне капиллярных чисел $Ca = \mu v / (\sigma \cos \theta) = 0,4 \cdot 10^{-5} \div 2,7 \cdot 10^{-5}$ (v — скорость потока во входном канале). В качестве вытесняемой жидкости использовалось вазелиновое масло (аналог нефти) с динамической вязкостью $67 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и плотностью 851 кг/м^3 , в качестве вытесняющей жидкости — 5 %-й раствор хлорида натрия в дистиллированной воде с динамической вязкостью $0,97 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и плотностью 1031 кг/м^3 . Материальные параметры жидкостей указаны для температуры 25°C , при которой проводились все эксперименты.

Выполненное сравнение показало хорошее согласование результатов численного моделирования с экспериментальными данными для модели порового дублета в случае гидрофобной поверхности при различных значениях капиллярного числа Ca , определяющего отношение вязких сил к капиллярным. Капиллярное число Ca оценивалось для условий движения межфазной границы в подающем (слева от дублета) канале. В экспериментах с соотношением размеров каналов $w_1/w_2 = 1/2$ при контролируемом постоянном перепаде давления, создающем поток, существует предельное значение перепада давления (например, при $Ca = 4 \cdot 10^{-6}$), ниже которого вытеснения из порового дублета не происходит, при $Ca = 1,8 \cdot 10^{-5}$ захват масла происходит в углах дублета и в узком канале, при $Ca = 2,7 \cdot 10^{-5}$ масло протекает через широкий и узкий каналы, но остается в углах и на выходе из дублета (рис. 8).

Заключение. В работе предложен численно-экспериментальный микрофлюидный подход к исследованию процесса вытеснения нефти в элементарной модели пористой среды — поровом дублете — с использованием различных вытесняющих агентов.

Показано, что с увеличением перепада давления доля остаточной нефти, захваченной в узком канале, уменьшается, в то время как доля остаточной нефти в углах канала и на выходе увеличивается. При уменьшении коэффициента поверхностного натяжения на

три порядка, что соответствует составу для формирования микроэмульсий, захвата нефти в узком канале не происходит, процесс вытеснения из углов и на выходе из дублета происходит более эффективно и, начиная с перепада давления $\Delta P = 600$ Па, остаточная нефтенасыщенность составляет менее 1 %. При закачке воды с ПАВ полное вытеснение нефти из узкого канала происходит, начиная с $\Delta P = 550$ Па, и остаточная нефтенасыщенность в дублете составляет порядка 2 %. Для соотношения размеров каналов $w_1/w_2 = 1/2$ полное вытеснение нефти происходит при $\Delta P = 550$ Па, в то время как для $w_1/w_2 = 1/3$; $1/4$ необходим перепад давления $\Delta P > 700$ Па. Уменьшение контактного угла смачивания поверхности вытесняющим агентом до 120° позволяет уменьшить остаточную нефтенасыщенность до 1 %, что соответствует перепаду давления 500 Па, при величине угла 150° для полного вытеснения нефти из узкого канала необходим перепад давления $\Delta P > 700$ Па.

Проведено сравнение и получено хорошее согласование результатов численного моделирования с экспериментальными данными для трех значений капиллярного числа в диапазоне $Ca = 0,4 \cdot 10^{-5} \div 2,7 \cdot 10^{-5}$, которые соответствуют трем случаям вытеснения нефти: остановке фронта на входе в дублеты, захвату нефти в узком канале, фильтрации в обоих каналах.

Таким образом, предложенный в работе численно-экспериментальный микрофлюидный подход позволяет оценить вклад вязких и капиллярных сил и может быть использован для выбора эффективного агента вытеснения с целью увеличения нефтеотдачи пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Soulaine C., Maes J., Roman S.** Computational microfluidics for geosciences // *Frontiers Water*. 2021. V. 3. 643714.
2. **Carrillo F. J., Bourg I. C., Soulaine C.** Multiphase flow modeling in multiscale porous media: an open-source micro-continuum approach // *J. Comput. Phys.* 2020. V. 8. 100073.
3. **Namaee-Ghasemi A., Ayatollahi S., Mahani H.** Pore-scale simulation of the interplay between wettability, capillary number, and salt dispersion on the efficiency of oil mobilization by low-salinity waterflooding // *SPE J.* 2021. V. 26, N 6. P. 4000–4021.
4. **Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., et al.** Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Messoyakhskoe oil field // *SPE. Russ. Petrol. Technol. Conf. OnePetro*. 26–29 Oct. 2020. (online). DOI: 10.2118/202013-RU.
5. **Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., et al.** Digital core analysis-innovative approach for EOR agent screening at pore-scale for Achimov rocks // *SPE. Russ. Petrol. Technol. Conf. OnePetro*. 26–29 Oct. 2020. (online). DOI: 10.2118/202015-ms.
6. **Gunda N. S. K., Bera B., Karadimitriou N. K., et al.** Reservoir-on-a-Chip (ROC): A new paradigm in reservoir engineering // *Lab Chip*. 2011. V. 11, N 22. P. 3785–3792.
7. **Schneider M. H., Tabeling P.** Lab-on-chip methodology in the energy industry: wettability patterns and their impact on fluid displacement in oil reservoir models // *Amer. J. Appl. Sci.* 2011. V. 8, N 10. P. 927–932.
8. **Zamula Yu. S., Bатыршин E. S., Latypova R. R., et al.** Experimental study of the multiphase flow in a pore doublet model // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2019. V. 1421, N 1. 012052.
9. **Ландау Л. Д.** Теоретическая физика: В 10 т. Т. 6. Гидродинамика / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. М.: Наука, 1986.
10. **Patankar S. V.** Numerical heat transfer and fluid flow. Washington: Taylor and Francis, 1980.
11. **Eltoum H., Yang Y. L., Hou J. R.** The effect of nanoparticles on reservoir wettability alteration: a critical review // *Petrol. Sci.* 2021. V. 18. P. 136–153.

12. **Yao Y., Wei M., Kang W.** A review of wettability alteration using surfactants in carbonate reservoirs // Adv. Colloid Interface Sci. 2021. V. 294. 102477.
13. **Salager J. L., Forgiarini A. M., Bullon J.** How to attain ultralow interfacial tension and three-phase behavior with surfactant formulation for enhanced oil recovery: A review. Pt 1. Optimum formulation for simple surfactant-oil-water ternary systems // J. Surfactants Detergents. 2013. V. 16, N 4. P. 449–472.
14. **Younan X., Whitesides G. M.** Soft lithography // Annual Rev. Materials Sci. 1998. V. 28, N 1. P. 153–184.
15. **Батыршин Э. С., Солнышкина О. А., Питюк Ю. А.** Изучение особенностей пропитки сред с двумя масштабами пористости // Журн. техн. физики. 2021. Т. 91, № 4. С. 553–557.

*Поступила в редакцию 22/VII 2022 г.,
после доработки — 15/X 2022 г.
Принята к публикации 27/X 2022 г.*
