



Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 544–558

Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 544–558

<https://mmi.sgu.ru>

<https://doi.org/10.18500/1816-9791-2021-21-4-544-558>

Научная статья

УДК 004.94+517.95

Численное моделирование нефтедобычи с применением ПАВ-полимерного заводнения

М. Г. Персова, Ю. Г. Соловейчик, И. И. Патрушев[✉], А. С. Овчинникова

Новосибирский государственный технический университет, Россия, 630073, г. Новосибирск, просп. К. Маркса, д. 20

Персова Марина Геннадьевна, доктор технических наук, профессор, заведующий научно-исследовательской лабораторией моделирования и обработки данных наукоемких технологий, persova@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1425-3538>

Соловейчик Юрий Григорьевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики, soloveychik@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2843-3214>

Патрушев Илья Игоревич, аспирант кафедры прикладной математики, patrushev@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4195-9085>

Овчинникова Анастасия Сергеевна, аспирант кафедры прикладной математики, <https://orcid.org/0000-0002-1300-3257>, ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

Аннотация. Работа посвящена численному моделированию разработки месторождений с применением технологий повышения нефтеотдачи пласта, основанных на заводнении растворами ПАВ-полимеров. Предлагаемый подход нацелен на оценку возможной эффективности и целесообразности использования ПАВ-полимерного заводнения на поздних стадиях разработки реальных месторождений. Описывается вычислительная схема моделирования процесса трехфазной многокомпонентной фильтрации в неоднородных пористых средах с учетом образования фазы эмульсии, получаемой в результате связывания воды и нефти под воздействием ПАВ. Данная вычислительная схема построена аналогично принципу известной схемы IMPES и основана на неявном расчете давления методом конечных элементов и явном переносе фаз между ячейками конечноэлементной сетки на каждом временном шаге. Это позволяет рассчитывать воздействие ПАВ в каждой ячейке сетки независимо от других ячеек. В схеме предусмотрено моделирование химических реакций с учетом их скоростей и количества реагирующих веществ в ячейках сетки. Эффект повышения нефтеотдачи пласта достигается за счет более высокой подвижности и меньшей остаточной насыщенности возникающей фазы эмульсии по сравнению с фазой нефти. Численные эксперименты проведены на модели реального месторождения с большим количеством действующих скважин и высокой неоднородностью пористой среды. Проведено сравнение трех способов разработки месторождения: с закачкой только воды, с полимерным заводнением и с нагнетанием раствора ПАВ-полимера. Показана сходимость численной схемы при дроблении шагов по пространству и времени. По сравнению с двухфазной двухкомпонентной фильтрацией дополнительные вычислительные затраты, связанные с образованием фазы эмульсии и ее последующей фильтрацией, не превышают 10%.

Ключевые слова: многофазная фильтрация в пористых средах, численное моделирование нефтегазовых месторождений, метод конечных элементов, методы увеличения нефтеотдачи пласта



Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FSUN-2020-0012, разработка вычислительной схемы моделирования трехмерного многофазного многокомпонентного потока) и РФФИ (проект № 20-31-90049, построение схемы моделирования и исследование метода увеличения нефтеотдачи: ПАВ-полимерное заводнение) .

Для цитирования: Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Патрушев И. И., Овчинникова А. С. Численное моделирование нефтедобычи с применением ПАВ-полимерного заводнения // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 544–558. <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2021-21-4-544-558> Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

Numerical simulation of oil production using surfactant-polymer flooding

M. G. Persova, Yu. G. Soloveichik, I. I. Patrushev[✉], A. S. Ovchinnikova

Novosibirsk State Technical University, 20 Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia

Marina G. Persova, persova@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1425-3538>

Yuri G. Soloveichik, soloveychik@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2843-3214>

Ilya I. Patrushev, patrushev@ami.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4195-9085>

Anastasia S. Ovchinnikova, ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1300-3257>

Abstract. The paper is devoted to the numerical modeling of oil field development using enhanced oil recovery technologies based on surfactant-polymer flooding. The proposed approach is aimed at assessing the possible efficiency and advisability of using surfactant-polymer flooding at the later stages of real fields development. A computational scheme for modeling three-phase multicomponent fluid flow in heterogeneous porous media, taking into account the formation of an emulsion phase, as a result of binding water and oil due to surfactants influence, is described. This computational scheme is constructed similarly to the principle of the well-known IMPEC scheme and based on an implicit calculation of pressure by the finite element method and an explicit phase transfer between the cells of the finite element mesh at each time step. This makes it possible to calculate the effect of surfactants in each cell of the mesh independently of other cells. The scheme provides for the modeling of chemical reactions taking into account their rates and the amount of reactants in the mesh cells. The effect of enhanced oil recovery is achieved due to higher mobility and lower residual saturation of the emerging emulsion phase in comparison with the oil phase. Numerical experiments were carried out on a model of a real field with a large number of active wells and a highly heterogeneous porous medium. Three methods of field development are compared: water injection, polymer flooding, and injection of a surfactant-polymer solution. The convergence of the numerical scheme is shown for space and time mesh refinement. Compared to two-phase two-component flow, the additional computational costs associated with the formation of the emulsion phase and its subsequent flow do not exceed 10%.

Keywords: multiphase flow in porous media, modeling of oil and gas fields, finite element method, methods of enhanced oil recovery

Acknowledgements: This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSUN-2020-0012, development of computational scheme for modeling three-dimensional multiphase multicomponent flow) and by the Russian Foundation



for Basic Research (project No. 20-31-90049, construction of a modeling scheme and study of the enhanced oil recovery method: surfactant-polymer flooding') .

For citation: Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Patrushev I. I., Ovchinnikova A. S. Numerical simulation of oil production using surfactant-polymer flooding. *Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics*, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 544–558 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2021-21-4-544-558>

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)

Введение

В данной работе мы рассматриваем проблему моделирования технологий повышения нефтеотдачи пласта, основанных на закачке растворов ПАВ-полимеров. При использовании таких технологий в пластовую систему закачиваются химически активные вещества, изменяющие свойства основных фильтрующихся фаз (нефти и воды) и создающие новую фазу — эмульсию, обладающую своими фильтрационными свойствами. Моделирование таких процессов требует учета сложных компонентно-фазовых составов фильтруемых жидкостей и правил их изменения. От способов их учета в численном методе существенно зависит адекватность получаемых результатов.

В настоящее время существует множество численных методов моделирования многофазных потоков в пористых средах. Чаще всего используются конечно-разностные и конечно-объемные схемы, гарантирующие сохранение массы [1, 2]. Вместе с тем многие авторы отмечают, что методы конечных разностей и конечных объемов обладают недостаточной геометрической гибкостью и недостаточной точностью при моделировании многофазных течений в высоконеоднородных средах [2, 3]. Эти трудности гораздо эффективнее преодолеваются методом конечных элементов (МКЭ). Однако МКЭ имеет свои проблемы, связанные с погрешностями локального сохранения масс фильтрующихся веществ. Поэтому нередко предлагается использовать специальные модификации МКЭ: совместное использование МКЭ и метода конечных объемов (FEFVM) [4, 5], mixed FEM и гибридные методы (mixed hybrid FEM) [6–8].

Для моделирования воздействия ПАВ-полимеров на пласт с учетом возникающих химических реакций мы будем использовать МКЭ в варианте Continuous Galerkin [9, 10] со специальной процедурой балансировки потоков смеси через грани конечных элементов [11]. Свою эффективность предложенный подход показал при построении по практическим данным цифровых моделей нефтяных месторождений [12] и при решении задач синтеза оптимального управления разработкой месторождения [13]. Принцип построения вычислительной схемы в данном подходе аналогичен принципу известной схемы IMPES [7] с конечноэлементным расчетом давления и явным переносом фаз между ячейками конечноэлементной сетки на каждом временном шаге. Такой подход наиболее удобен для моделирования химических реакций, так как на каждом временном шаге это можно делать в каждой из ячеек сетки сразу после переноса фаз и получать новое состояние ячеек перед этапом пересчета давления.

При моделировании химических реакций важно учитывать скорость взаимодействия компонент, так как реакции могут протекать как быстро (практически мгновенно), так и медленно. В рассматриваемой схеме скорость реакции определяется в терминах доли одного из реагирующих веществ в единицу времени. Такой подход



позволяет моделировать как мгновенные, так и медленные реакции. Также предусмотрено гибкое задание скорости реакций с учетом ее зависимости от компонентно-фазового состава ячейки и текущих значений давления и температуры.

Для моделирования воздействия на пласт ПАВ некоторые авторы предлагают модели, в которых ПАВ повышает эффективную проницаемость нефти за счет изменения кривых относительной фазовой проницаемости фаз воды и нефти [14]. В данной работе мы рассмотрим более сложную ситуацию, в которой ПАВ, реагируя с водой и нефтью, образует фазу эмульсии с измененной (относительно фаз нефти и воды) проницаемостью и остаточной насыщенностью. Механизмы образования эмульсии под действием ПАВ описаны в [15]. Мы представим соответствующую вычислительную схему и результаты численных экспериментов на модели реального месторождения, а также продемонстрируем сходимость предложенной схемы и приведем вычислительные затраты.

1. Схема численного моделирования

Пористая среда характеризуется пористостью Φ и тензором структурной проницаемости \mathbf{K} . В каждый момент времени все поровое пространство заполнено смесью фаз. Под фазой понимается входящая в состав фильтруемой смеси жидкость (или газ), обладающая отличными от других составляющих смеси фильтрационными свойствами. Фаза может состоять из нескольких компонент.

Для моделирования технологий ПАВ-полимерного заводнения будем использовать следующую компонентно-фазовую модель, которую можно представить в виде табл. 1. Компоненты — это вода, нефть, полимер и ПАВ, которые мы будем обозначать индексами w, o, p и s соответственно и общим индексом l . Эти компоненты могут входить в составы фаз воды, нефти и эмульсии, которые будем обозначать индексами w, o, e и общим индексом m . В табл. 1 значения χ^{ml} определяют массовую долю компоненты l в фазе m , $\chi^{ml} \in [0, 1]$. Прочерк означает, что компонента l не входит в состав фазы m .

Компонентный состав фазы определяет ее плотность ρ^m и фильтрационные свойства: μ^m — вязкость и κ^m — относительную фазовую проницаемость. В частности, вязкость фазы воды является функцией концентрации полимера $\mu^w = \mu^w(\chi^{wp})$, и, как правило, эта зависимость задается таблично [16]. Относительная фазовая проницаемость является функцией насыщенности фазы: $\kappa^m = \kappa^m(S^m)$.

Рассмотрим схему численного моделирования процесса фильтрации. На каждом временном шаге для заданного распределения насыщенностей фаз S^m в расчетной области Ω вычисляется давление P путем решения краевой задачи:

$$-\operatorname{div} \left(\sum_{m=w,o,e} \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\operatorname{grad} (P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \right) = f^\Omega, \tag{1}$$

$$P|_{\Gamma_1} = P^\Gamma, \tag{2}$$

Таблица 1 / Table 1

Компонентно-фазовая модель
Component-phase model

Фазы	Компоненты			
	w вода	o нефть	p полимер	s ПАВ
w вода	χ^{ww}	—	χ^{wp}	χ^{ws}
o нефть	—	χ^{oo}	—	—
e эмульсия	χ^{ew}	χ^{eo}	—	χ^{es}



$$\sum_{m=w,o,e} \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad} (P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \Big|_{\Gamma^2} \cdot \vec{n} = f^\Gamma. \quad (3)$$

Здесь P_c^m — капиллярное давление, g — ускорение свободного падения, f^Ω — объемные источники/стоки фильтрующейся смеси, возникшие вследствие взаимодействия закачиваемых реагентов с водой и нефтью; Γ^1 и Γ^2 — объединения тех границ расчетной области Ω , где задано либо давление P^Γ (это границы Γ^1), либо поток смеси f^Γ (это границы Γ^2). Функция f^Γ не равна нулю на тех границах из Γ^2 , которые соответствуют активным (в рассматриваемом интервале времени Δt) зонам перфорации скважин. Остальные границы из Γ^2 являются непроницаемыми (на них $f^\Gamma = 0$).

Для решения краевой задачи (1)–(3) используется МКЭ. Решение ищется на шестигранных неконформных сетках [17]. По получаемому распределению давления P вычисляются объемы смеси Q_{Γ_i} , перетекающие через грани Γ_i конечных элементов Ω_i за единицу времени. Чтобы обеспечить выполнение закона сохранения масс фильтрующихся компонент, используется специальный метод балансировки потоков [11]. После выполнения процедуры балансировки полученные потоки смеси \tilde{Q}_{Γ_i} делятся на потоки фаз $Q_{\Gamma_i}^m$, перетекающие через грани конечных элементов Γ_i в единицу времени. Перенос фаз осуществляется с учетом имеющихся в ячейках объемов фаз по значениям полученных потоков $Q_{\Gamma_i}^m$. Вычислительная схема расчета многофазового потока более подробно описана в работе [18].

Рассмотрим более детально аспекты, связанные с переносом фаз между ячейками сетки. Объем m -й фазы $V_{\Gamma_i}^m$, который за время Δt перетекает через грань Γ_i , вычисляется с использованием $Q_{\Gamma_i}^m$ по формуле

$$V_{\Gamma_i}^m = Q_{\Gamma_i}^m \cdot \Delta t.$$

Эти объемы фаз используются для вычисления значений насыщенности на каждом элементе Ω_i на конец текущего временного шага:

$$\tilde{S}_{\Omega_i}^m = \frac{\text{mes}(\Omega_i) \Phi S_{\Omega_i}^m + \Delta V_{\Omega_i}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_i}^{\text{in},m}} V_{\Gamma_i}^m - \sum_{i \in I_{\Omega_i}^{\text{out},m}} V_{\Gamma_i}^m}{\text{mes}(\Omega_i) \Phi},$$

где $\text{mes}(\Omega_i)$ — объем ячейки Ω_i , $\Delta V_{\Omega_i}^m$ — дефицит/профицит объема фазы m в конечном элементе Ω_i , который может образоваться в результате химических процессов; $I_{\Omega_i}^{\text{out},m}$, $I_{\Omega_i}^{\text{in},m}$ — множества номеров граней элемента Ω_i , через которые фаза m вытекает из Ω_i или втекает в Ω_i соответственно.

Для того чтобы определить новые массовые доли $\tilde{\chi}_{\Omega_i}^{ml}$ компонент фазы m в конечном элементе Ω_i , вычисляется количество вещества (компоненты l в фазе m) по формуле

$$\tilde{n}_{\Omega_e}^{ml} = \left(\sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{in},m}} \rho_{\Omega_{k_i}}^m \chi_{\Omega_{k_i}}^{ml} V_{\Gamma_i}^m + \rho_{\Omega_e}^m \chi_{\Omega_e}^{ml} \left(\text{mes}(\Omega_e) \Phi S^m + \Delta V_{\Omega_e}^m - \sum_{j \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} V_{\Gamma_j}^m \right) \right) / M_l,$$

где M_l — молярная масса компоненты l , Ω_{k_i} — ячейка, из которой объем фазы $V_{\Gamma_i}^m$ втекает в ячейку Ω_i через грань Γ_i . Затем с использованием значений $\tilde{n}_{\Omega_i}^{ml}$ вычисляются новые массовые доли:

$$\tilde{\chi}_{\Omega_i}^{ml} = (\tilde{n}_{\Omega_i}^{ml} \cdot M_l) / \left(\sum_{l'=1}^{L^m} \tilde{n}_{\Omega_i}^{ml'} \cdot M_{l'} \right),$$

где L^m — множество индексов компонент, входящих в состав фазы m .



На основе полученных значений $\tilde{S}_{\Omega_i}^m$ и $\tilde{\chi}_{\Omega_i}^{ml}$ вычисляются новые значения вязкости $\mu_{\Omega_i}^m$ и фазовой проницаемости $\kappa_{\Omega_i}^m$ каждой фазы согласно заданным зависимостям κ^m от насыщенностей фаз и зависимостям μ^m от массовых долей компонент в фазе m . Затем осуществляется переход к следующему шагу по времени, на котором процедура повторяется, начиная с расчета давления.

Эффекты, возникающие при использовании полимерного заводнения, описаны в [19]. Увеличение концентрации полимера повышает вязкость воды и тем самым улучшает ее вытесняющие свойства.

Теперь рассмотрим механизм воздействия ПАВ, создающий фазу эмульсии. ПАВ переносится в фазе воды, и при его попадании в ячейку Ω_i он вступает в реакцию с водой и нефтью, в результате чего образуется фаза эмульсии. При этом в состав данной фазы входят компоненты ПАВ, воды и нефти. Схематично этот процесс показан на рис. 1.

Для моделирования данного процесса используется следующая формализация. В реакцию вступают три вещества: компоненты воды и ПАВ из фазы воды и компонента нефти (из фазы нефти). Для каждого из реагирующих веществ определено количество молей, участвующих в реакции, обозначим их $\eta_{ww}, \eta_{ws}, \eta_{oo}$. Зададим скорость химической реакции v , определяющую долю ПАВ в расчетной области, которая вступит в реакцию за единицу времени. В результате реакции образуется фаза эмульсии, которая состоит из трех компонент — ПАВ, воды и нефти. Количество молей образовавшихся веществ обозначим $\eta_{ew}, \eta_{es}, \eta_{eo}$. Если какой-либо компонент в ячейке заканчивается, процесс образования эмульсии в ней прекращается.

Эффект повышения нефтеотдачи пласта заключается в следующем. Образовавшаяся фаза эмульсии может иметь более высокую подвижность за счет либо снижения ее вязкости μ^e , либо увеличения относительной фазовой проницаемости κ^e . Остаточная насыщенность фазы эмульсии за счет содержания в ней ПАВ может быть очень маленькой. Эти факторы помогают дополнительно извлечь нефть в составе фазы эмульсии.

Количество молей ПАВ, которые могут вступить в реакцию за временной интервал Δt в каждом конечном элементе Ω_i , вычисляется с помощью соотношения

$$\Delta n_{\Omega_i}^{ws} = \min(n_{\Omega_i}^{ws} \cdot v \cdot \Delta t, n_{\Omega_i}^{ws}).$$

Количество вступающих в реакцию и образующихся веществ вычисляется пропорционально количеству реагирующего ПАВ:

$$\Delta n_{\Omega_i}^{ml} = n^{ml} \cdot \Delta n_{\Omega_i}^{ws} / n^{ws}. \tag{4}$$

Для вступающих в реакцию веществ проверяется, хватает ли их для выполнения реакции, т.е. что $n_{\Omega_i}^{ml} \geq \Delta n_{\Omega_i}^{ml}$. Если это условие не выполняется хотя бы для одного

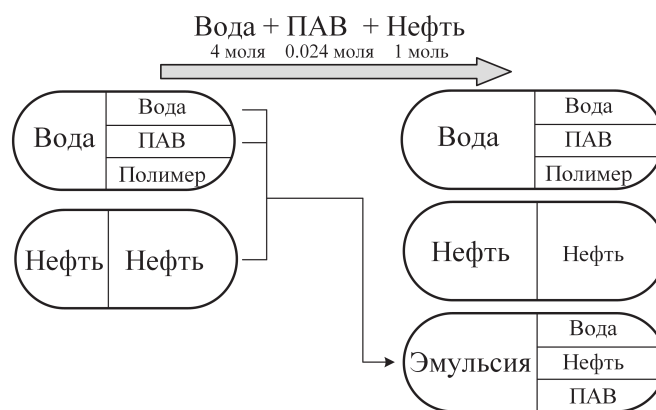


Рис. 1. Схема образования фазы эмульсии
Fig. 1. Scheme of the emulsion phase formation



из реагирующих веществ, то значения $\Delta n_{\Omega_i}^{ml}$ корректируются так, чтобы стало достаточно всех реагирующих веществ, и количество образующихся веществ вычисляется по формуле (4) с учетом нового значения $\Delta n_{\Omega_i}^{ws}$. Для каждого конечного элемента Ω_i вычисляются новые значения количества вещества компонент, участвующих в реакции, и их массовые доли. Для реагирующих веществ имеем

$$\widehat{n}_{\Omega_i}^{ml} = n_{\Omega_i}^{ml} - \Delta n_{\Omega_i}^{ml}, \quad \widehat{\chi}_{\Omega_i}^{ml} = \frac{(n_{\Omega_i}^{ml} - \Delta n_{\Omega_i}^{ml}) \cdot M_l}{\sum_{j \in L_m} (n_{\Omega_i}^{mj} \cdot M_j) - \Delta n_{\Omega_i}^{ml} \cdot M_l},$$

а для образующихся —

$$\widehat{n}_{\Omega_i}^{m'l'} = n_{\Omega_i}^{m'l'} + \Delta n_{\Omega_i}^{m'l'}, \quad \widehat{\chi}_{\Omega_i}^{m'l'} = \frac{(n_{\Omega_i}^{m'l'} + \Delta n_{\Omega_i}^{m'l'}) \cdot M_{l'}}{\sum_{j \in L_{m'}} (n_{\Omega_i}^{m'j} \cdot M_j) + \Delta n_{\Omega_i}^{m'l'} \cdot M_{l'}}.$$

По новым значениям $\widehat{n}_{\Omega_i}^{ml}$, полученным после реакции, вычисляются новые объемы фаз в ячейках Ω_i :

$$\widetilde{V}_{\Omega_i}^m = \left(\sum_{l \in L_m} \widehat{n}_{\Omega_i}^{ml} \cdot M_l \right) / \rho_{\Omega_i}^m, \quad m = w, o, e.$$

По полученным после реакции объемам фаз $\widetilde{V}_{\Omega_i}^m$ и значениям $V_{\Omega_i}^m$ этих объемов до реакции определяется образовавшийся дефицит/профицит объема смеси в ячейке и вычисляется объемный источник (сток) в правой части уравнения (1):

$$f^{\Omega}(x, y, z) = \sum_{m=w,o,e} \left(\widetilde{V}_{\Omega_i}^m - V_{\Omega_i}^m \right) / (\text{mes}(\Omega_e) \cdot \Delta t), \quad (x, y, z) \in \Omega_e.$$

При образовании фазы эмульсии мы использовали следующий подход к расчету коэффициентов относительной фазовой проницаемости κ^o и κ^e . Эти коэффициенты вычисляются через общий коэффициент $\tilde{\kappa}^{oe}$, являющийся функцией суммы насыщенных фаз нефти и эмульсии (т.е. $\tilde{\kappa}^{oe} = \tilde{\kappa}^{oe}(S^e + S^o)$), пропорционально насыщенностям:

$$\kappa^m = \frac{S^m - S_{res}^m}{\sum_{m'=o,e} (S^{m'} - S_{res}^{m'})} \tilde{\kappa}^{oe} (S^o + S^e), \quad m = o, e. \quad (5)$$

2. Численные эксперименты

Прежде всего отметим, что описанный подход к моделированию разработки нефтяных месторождений для варианта двухфазной фильтрации был использован, во-первых, при выполнении теста сравнительного проекта SPE-10 [12, 20] и, во-вторых, при обработке практических данных месторождений высоковязкой нефти (в Татарстане). В последнем случае было получено хорошее совпадение расчетных и практических данных нефтедобычи как в целом по моделируемому участку месторождения, так и по отдельным скважинам. Результаты приведены в [12].

В данной работе исследование проводилось на модели реального месторождения (рис. 2).

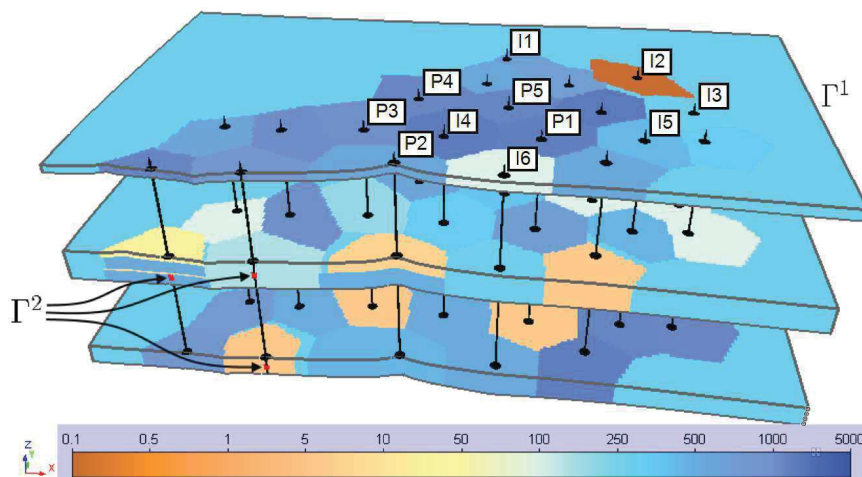


Рис. 2. Распределение структурной проницаемости и расположение скважин (цвет online)

Fig. 2. Permeability distribution and wells locations (color online)

Модель состоит из основных трех слоев. Каждый слой содержит несколько подслоев (от 3 до 8). Модель включает в себя 20 скважин, 14 из которых в течение всего периода жизни месторождения были добывающими, 3 скважины — нагнетательными, еще три скважины — сначала добывающими, а затем были переведены в нагнетательные на более поздних этапах разработки. У скважин определены диапазоны глубин, на которых расположены зоны перфорации. Через эти зоны осуществляется отбор или нагнетание жидкости. В конечноэлементной сетке зоны перфорации представляют собой наборы граней, составляющие границу Γ_2 в краевом условии (3), в котором правая часть f^Γ определяется заданным на скважине отбором/нагнетанием.

Время жизни месторождения — 15 000 суток (около 41 года). На рис. 2 показано распределение структурной проницаемости, вертикальными линиями отмечены скважины. Для большей наглядности модель показана в разрезе с увеличением размеров по вертикали в 20 раз по сравнению с латеральными размерами. Также слои отделены друг от друга, в разрезах видны изменения проницаемости в подслоях.

Мы сравним три способа разработки месторождения: с закачкой только воды, с полимерным заводнением и с нагнетанием раствора ПАВ-полимера. Воздействие на пласт производится через скважины I1–I6 (см. рис. 2), при этом закачка растворов полимера и ПАВ-полимера происходит только в скважины I4 и I5. Закачка агентов производится в течение 330 суток начиная с 8490 суток. После этого в скважины закачивается вода.

Количество вещества для компонент, вступающих в реакцию и образующихся в ее результате: $\eta_{ww} = \eta_{ew} = 4$ моля, $\eta_{ws} = \eta_{es} = 0.024$ моля, $\eta_{oo} = \eta_{eo} = 1$ моль. Эти пропорции определяют массовые доли компонент фазы эмульсии. В данной конфигурации доля воды в фазе эмульсии составит около 20%, вязкость эмульсии $\mu^e = 8.43$ мПа·с, а ее плотность $\rho^e = 930.5$ кг/м³. Фаза эмульсии характеризуется нулевой остаточной насыщенностью и более низкой вязкостью по сравнению с вязкостью фазы нефти ($\mu^o = 12.6$ мПа·с). Скорость реакции определена таким образом, что за 1 сутки в реакцию вступает не более 3% ПАВ, находящегося в ячейке. Вязкость фазы воды без растворенного в ней полимера — 1.75 мПа·с. При этом зависимость вязкости от концентрации $\mu^w(\chi^{wp})$ задается таблично [16], и при концентрации $\chi^{wp} = 0.0015$ вязкость воды равна 161.43 мПа·с. Плотность фазы воды — 1170 кг/м³, фазы нефти — 873 кг/м³.



Относительная фазовая проницаемость κ^m определяется соотношением [21]:

$$\kappa^m = k^m \left((S^m - S_{res}^m) / \left(\left(1 - \sum_{m' \neq m} S_{res}^{m'} \right) - S_{res}^m \right) \right)^{\alpha^m}.$$

Для фазы воды взяты параметры: $k^w = 0.993$, $\alpha^w = 1.263$, $S_{res}^w = 0.12$. Для фаз нефти и эмульсии в соотношении (5) в качестве $\tilde{\kappa}^{oe}$ взята функция

$$\tilde{\kappa}^{oe}(S^o + S^e) = k^{oe} ((S^o + S^e - S_{res}^{sum}) / ((1 - S_{res}^w) - S_{res}^{sum}))^{\alpha^{oe}},$$

где $S_{res}^{sum} = \tilde{S}_{res}^o + \tilde{S}_{res}^e$, $\tilde{S}_{res}^m = \min(S_{res}^m, S^m)$, с параметрами $S_{res}^o = 0.288$, $S_{res}^e = 0$, $k^{oe} = k^o = 0.527$, $\alpha^{oe} = \alpha^o = 0.709$.

Для оценки точности моделирования закачки в пласт раствора ПАВ-полимера проведем расчеты на четырех последовательно вложенных сетках. Шаг будем уменьшать вдвое только по латерали (т.е. по осям x и y). Шаг самой грубой сетки — 60 м. Для краткости далее мы будем называть эти сетки Н, Н/2, Н/4 и Н/8. На рис. 3 представлены графики суммарной массы добытой нефти (включая нефть в составе фазы эмульсии), полученные в результате моделирования процесса фильтрации на различных сетках, а также графики их отклонений от суммарной массы добытой нефти, рассчитанной на сетке Н/8.

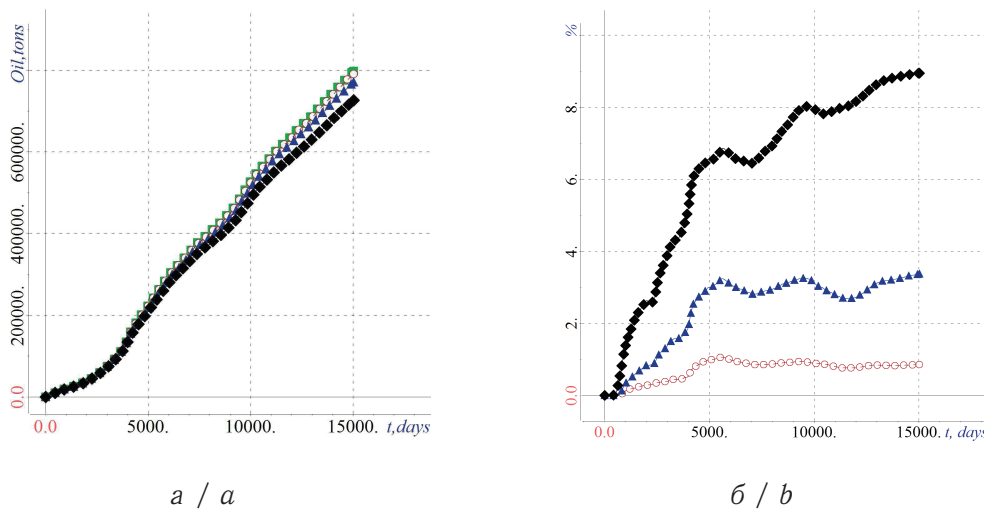


Рис. 3. Суммарная масса добытой нефти (а): сетка Н (черный), Н/2 (синий), Н/4 (красный), Н/8 (зеленый); погрешность относительно расчета на сетке Н/8 (б) (цвет online)

Fig. 3. Cumulative oil production curves (а) obtained on mesh Н (black), Н/2 (blue), Н/4 (red), Н/8 (green); deviations from the cumulative oil production obtained on the Н/8 mesh (b) (color online)

Очевидно, с дроблением шага сетки наблюдается сходимость. Значения суммарного объема добытой нефти для сетки Н/4 на конец расчета отличаются от значений, полученных на сетке Н/8, на 0.85%. На рис. 4 показаны распределения фазы эмульсии на конец расчета вблизи скважины I4 на сетках Н, Н/2, Н/4 и Н/8. Время расчета для сетки Н составило 11 минут, для сетки Н/2 — 16 минут, Н/4 — 56 минут, Н/8 — 3 часа 22 минуты. Для решения СЛАУ, получаемых при аппроксимации краевой задачи (1)–(3) и в процедуре балансировки, применялся прямой решатель PARDISO из библиотеки Intel MKL. Для расчетов был использован ПК с 4-ядерным процессором intel Core I7, 3.5 ГГц.

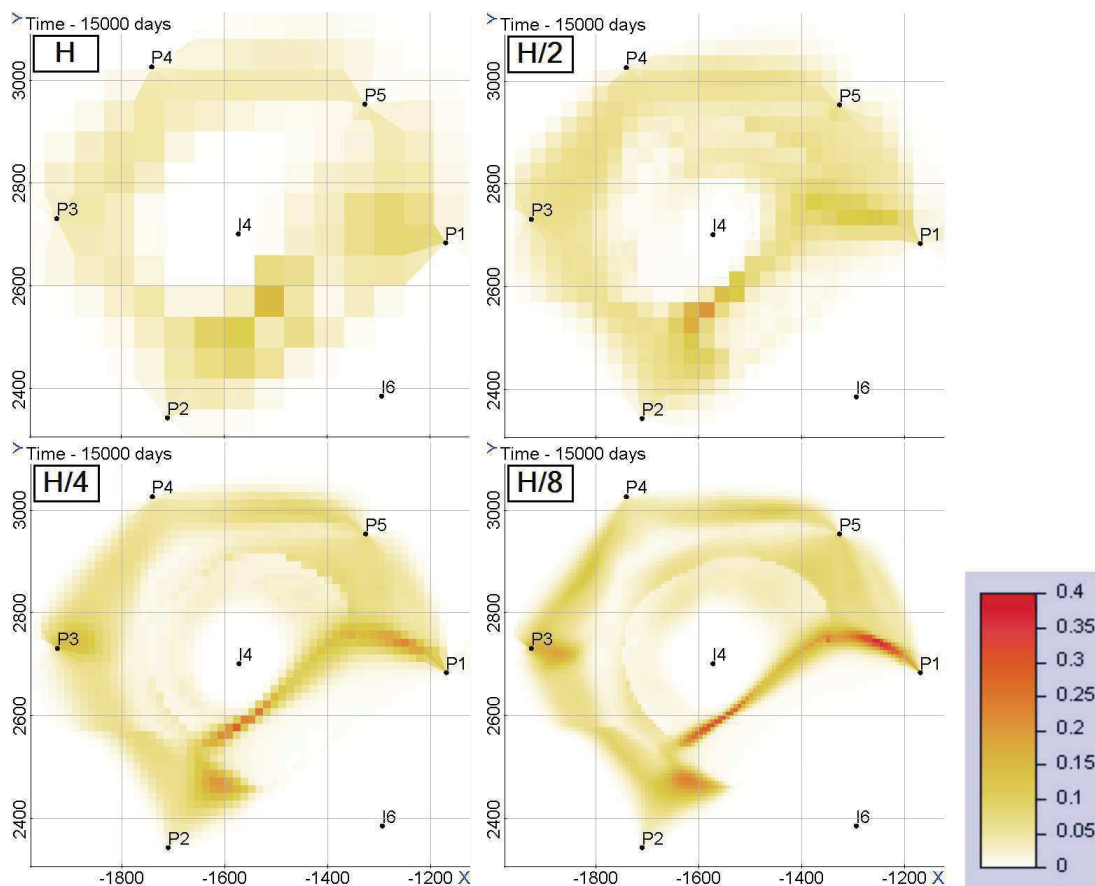


Рис. 4. Насыщенность фазы эмульсии на вложенных сетках (цвет online)

Fig. 4. Emulsion saturation obtained on nested meshes (color online)

Отметим, что при сравнении временных затрат со случаем вытеснения нефти водой (т.е. когда выполнялось моделирование течения двухфазной двухкомпонентной смеси) время расчета на сетке H/4 увеличилось на 5 минут. Таким образом, дополнительные временные затраты, связанные с появлением двух новых компонент и образованием фазы эмульсии, составили около 9% от общего времени расчета.

Расчеты на разных пространственных сетках были проведены с шагом по времени 30 суток. Для оценки погрешности аппроксимации по времени были дополнительно проведены расчеты на сетке H/4 с шагами 15 и 7.5 суток (рис. 5). Из представленных на рис. 5 графиков относительной погрешности видно, что влияние шага по времени на результаты расчетов значительно ниже, чем величина шага по пространственным координатам. Погрешность в суммарной добыче нефти для расчета с шагом по времени 30 суток относительно расчета с шагом по времени 7.5 суток не превышает 0.8%.

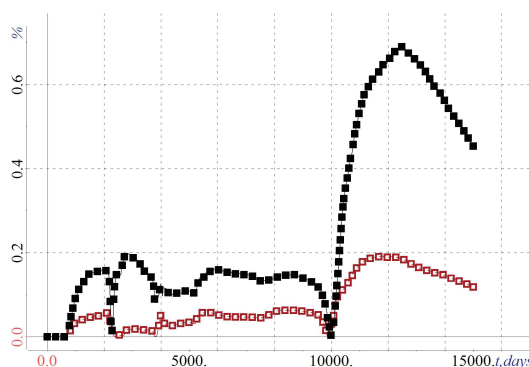


Рис. 5. Погрешность суммарной добычи нефти относительно расчета с шагом по времени 7.5 суток: 30 суток (черный), 15 суток (красный) (цвет online)

Fig. 5. Deviations from the cumulative oil production obtained from calculation with time step 7.5 days: 30 days (black), 15 days (red) (color online)



На рис. 6 показано распределение насыщенности фазы нефти к концу разработки при использовании трех технологий добычи: вытеснение водой (рис. 6, а), полимерное заводнение (рис. 6, б) и ПАВ-полимерное заводнение (рис. 6, в). Отличия в представленных распределениях особенно заметны в окрестностях нагнетательных скважин I4 и I5 во втором слое модели.

В результате моделирования были получены следующие интегральные характеристики. Дополнительно добытая масса нефти при применении технологии полимерного заводнения составила 29 600 тонн, а для ПАВ-полимерного заводнения — 36 573 тонн. Под воздействием ПАВ всего было вымыто 19 760 тонн остаточной нефти и 53 455 тонн нефти перешло в фазу эмульсии, из которых 6027 тонн было добыто, а 47 428 тонн еще осталось в коллекторе.

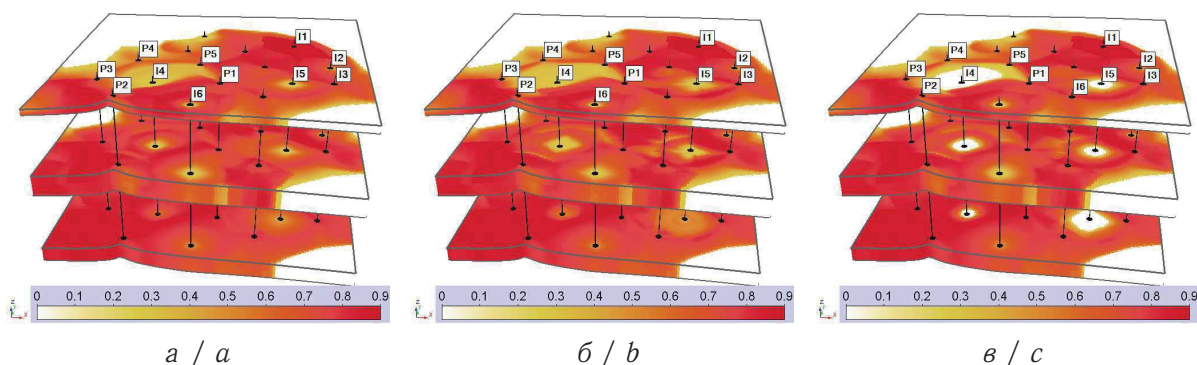


Рис. 6. Насыщенность фазы нефти на конец расчета при использовании технологий: вытеснение водой (а), полимерное заводнение (б), ПАВ-полимерное заводнение (в) (цвет online)
Fig. 6. Oil saturation at the end of calculation for cases: waterflooding (a), polymer flooding (b), surfactant-polymer flooding (c) (color online)

Заключение

Главным результатом работы является предложенная схема численного моделирования нефтедобычи для технологий повышения нефтеотдачи пласта, основанных на закачке в пластовую систему растворов ПАВ-полимеров, с учетом сложного механизма образования в системе фазы эмульсии. Благодаря используемому подходу к моделированию течения многофазной смеси на конечноэлементных сетках, основанному на неявном расчете давления и явном пересчете насыщенностей фаз после учета химических реакций и переноса фаз между ячейками, разработанная схема позволяет рассчитывать воздействие ПАВ в каждой ячейке сетки независимо от других ячеек. Эффект повышения добычи нефти при воздействии ПАВ может быть получен как за счет вымывания остаточной нефти, так и за счет повышенной подвижности фазы эмульсии, определяемой ее фильтрационными свойствами: вязкостью и относительной фазовой проницаемостью. Количество неподвижной (остаточной) части нефти, переходящей в фазу эмульсии, определяется концентрацией ПАВ в фазе воды и снижается по мере расхода ПАВ на образование эмульсии. Также схема позволяет гибко задавать пропорции вступающих в реакцию и образующихся веществ и учитывать скорость протекания химической реакции.

На модели реального месторождения проведены численные эксперименты, позволившие оценить возможность увеличения нефтеотдачи при закачке раствора ПАВ-полимера. Показана сходимость численной схемы при дроблении шагов по пространству и времени. По сравнению с двухфазной двухкомпонентной фильтрацией допол-



нительные вычислительные затраты, связанные с образованием фазы эмульсии и ее последующей фильтрации, не превысили 10% от общего времени расчета.

В итоге разработанная схема моделирования позволяет оценить целесообразность использования ПАВ-полимерного заводнения и на цифровых моделях реальных месторождений получать картины вымывания остаточной нефти и формирования и движения в коллекторе эмульсии, образующейся в результате химической реакции.

Список литературы

1. Aziz K., Settari A. Petroleum reservoir simulation. London : Applied Science Publishers, 1979. 476 p.
2. Doyle B., Riviere B., Sekachev M. A multinumercs scheme for incompressible two-phase flow // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. 2020. Vol. 370. Art. 113213. <https://doi.org/10.1016/j.cma.2020.113213>
3. Abd A., Abushaikha A. Velocity dependent up-winding scheme for node control volume finite element method for fluid flow in porous media // Scientific Reports. 2020. Vol. 10. Art. 4427. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61324-4>
4. Abushaikha A. S., Blunt M. J., Gosselin O. R., Pain C. C., Jackson M. D. Interface control volume finite element method for modelling multi-phase fluid flow in highly heterogeneous and fractured reservoirs // Journal of Computational Physics. 2015. Vol. 298. P. 41–61. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2015.05.024>
5. Schmid K. S., Geiger S., Sorbie K. S. Higher order FE-FV method on unstructured grids for transport and two-phase flow with variable viscosity in heterogeneous porous media // Journal of Computational Physics. 2013. Vol. 241. P. 416–444. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2012.12.017>
6. Zhang N., Yan B., Sun Q., Wang Y. Improving multiscale mixed finite element method for flow simulation in highly heterogeneous reservoir using adaptivity // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 382–388. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.012>
7. Moortgat J., Firoozabadi A. Higher-order compositional modeling of three-phase flow in 3D fractured porous media based on cross-flow equilibrium // Journal of Computational Physics. 2013. Vol. 250. P. 425–445. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2013.05.009>
8. Amooie M. A., Moortgat J. Higher-order black-oil and compositional modeling of multi-phase compressible flow in porous media // International Journal of Multiphase Flow. 2017. Vol. 105. P. 45–59. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2018.03.016>
9. Deng Q., Ginting V. Locally conservative continuous Galerkin FEM for pressure equation in two-phase flow model in subsurfaces // Journal of Scientific Computing. 2017. Vol. 74. P. 1264–1285. <https://doi.org/10.1007/S10915-017-0493-9>
10. Odsæter L. H., Wheeler M. F., Kvamsdal T., Larson M. G. Postprocessing of non-conservative flux for compatibility with transport in heterogeneous media // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. 2017. Vol. 315. P. 799–830. <https://doi.org/10.1016/J.CMA.2016.11.018>
11. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Grif A. M., Patrushev I. I. Flow balancing in FEM modelling of multi-phase flow in porous media // 2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 – Proceedings. Novosibirsk, 2018. P. 205–211. <https://doi.org/10.1109/APEIE.2018.8545457>
12. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Vagin D. V., Grif A. M., Kiselev D. S., Patrushev I. I., Nasybullin A. V., Ganiev B. G. The design of high-viscosity oil reservoir model based



- on the inverse problem solution // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 199. Art. 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>
13. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Vagin D. V., Grif A. M., Patrushev I. I., Ovchinnikova A. S. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution // *GeoBaikal 2020 (EAGE) : Conference Proceedings*. Irkutsk, 2020. Vol. 2020. P. 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202052021>
 14. Patacchini L., De Loubens R., Moncorgé A., Trouillaud A. Four-fluid-phase, fully implicit simulation of surfactant flooding // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2014. Vol. 17. P. 271–285. <https://doi.org/10.2118/161630-PA>
 15. Massarweh O., Abushaikha A. S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
 16. Lopes L. F., Silveira B. M. O, Moren R. B. Z. L. Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications // *International Journal of Engineering and Technology*. 2014. Vol. 14. P. 35–41.
 17. Persova M. G., Soloveichik Y. G., Vagin D. V., Kiselev D. S., Koshkina Yu. I. Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes // *Journal of Applied Geophysics*. 2020. Vol. 172. Art. 103911. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.103911>
 18. Persova M. G., Soloveichik Y. G., Ovchinnikova A. S., Patrushev I. I., Nasybullin A. V., Orekhov E. V. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1019. Art. 012050. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012050>
 19. Fink J. K. Chapter 16 – Enhanced oil recovery // *Petroleum Engineer’s Guide to Oil Field Chemicals and Fluids* / ed. by J. Fink. Elsevier, 2015. P. 477–565. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803734-8.00016-3>
 20. Christie M. A., Blunt M. J. Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2001. P. 308–316. <https://doi.org/10.2118/72469-pa>
 21. Corey A. T. The interrelationship between gas and oil relative permeabilities // *Producers Monthly*. 1954. Vol. 1. P. 38–41.

References

1. Aziz K., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London, Applied Science Publishers, 1979. 476 p.
2. Doyle B., Riviere B., Sekachev M. A multinumerics scheme for incompressible two-phase flow. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2020, vol. 370, art. 113213. <https://doi.org/10.1016/j.cma.2020.113213>
3. Abd A., Abushaikha A. Velocity dependent up-winding scheme for node control volume finite element method for fluid flow in porous media. *Scientific Reports*, 2020, vol. 10, art. 4427. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61324-4>
4. Abushaikha A. S., Blunt M. J., Gosselin O. R., Pain C. C., Jackson M. D. Interface control volume finite element method for modelling multi-phase fluid flow in highly heterogeneous and fractured reservoirs. *Journal of Computational Physics*, 2015, vol. 298, pp. 41–61. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2015.05.024>



5. Schmid K. S., Geiger S., Sorbie K. S. Higher order FE-FV method on unstructured grids for transport and two-phase flow with variable viscosity in heterogeneous porous media. *Journal of Computational Physics*, 2013, vol. 241, pp. 416–444. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2012.12.017>
6. Zhang N., Yan B., Sun Q., Wang Y. Improving multiscale mixed finite element method for flow simulation in highly heterogeneous reservoir using adaptivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 382–388. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.012>
7. Moortgat J., Firoozabadi A. Higher-order compositional modeling of three-phase flow in 3D fractured porous media based on cross-flow equilibrium. *Journal of Computational Physics*, 2013, vol. 250, pp. 425–445. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2013.05.009>
8. Amooie M. A., Moortgat J. Higher-order black-oil and compositional modeling of multi-phase compressible flow in porous media. *International Journal of Multiphase Flow*, 2017, vol. 105, pp. 45–59. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2018.03.016>
9. Deng Q., Ginting V. Locally conservative continuous Galerkin FEM for pressure equation in two-phase flow model in subsurfaces. *Journal of Scientific Computing*, 2017, vol. 74, pp. 1264–1285. <https://doi.org/10.1007/S10915-017-0493-9>
10. Odsæter L. H., Wheeler M. F., Kvamsdal T., Larson M. G. Postprocessing of non-conservative flux for compatibility with transport in heterogeneous media. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2017, vol. 315, pp. 799–830. <https://doi.org/10.1016/J.CMA.2016.11.018>
11. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Grif A. M., Patrushev I. I. Flow balancing in FEM modelling of multi-phase flow in porous media. *2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 – Proceedings*. Novosibirsk, 2018, pp. 205–211. <https://doi.org/10.1109/APEIE.2018.8545457>
12. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Vagin D. V., Grif A. M., Kiselev D. S., Patrushev I. I., Nasybullin A. V., Ganiev B. G. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, art. 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>
13. Persova M. G., Soloveichik Yu. G., Vagin D. V., Grif A. M., Patrushev I. I., Ovchinnikova A. S. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution. *GeoBaikal 2020 (EAGE): Conference Proceedings*. Irkutsk, 2020, vol. 2020, pp. 1–6. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202052021>
14. Patacchini L., De Loubens R., Moncorgé A., Trouillaud A. Four-fluid-phase, fully implicit simulation of surfactant flooding. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2014, vol. 17, pp. 271–285. <https://doi.org/10.2118/161630-PA>
15. Massarweh O., Abushaikha A. S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 2020, vol. 6, pp. 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
16. Lopes L. F., Silveira B. M. O, Moren R. B. Z. L. Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. *International Journal of Engineering and Technology*, 2014, vol. 14, pp. 35–41.
17. Persova M. G., Soloveichik Y. G., Vagin D. V., Kiselev D. S., Koshkina Yu. I. Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes. *Journal of Applied Geophysics*, 2020, vol. 172, art. 103911. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.103911>



18. Persova M. G., Soloveichik Y. G., Ovchinnikova A. S., Patrushev I. I., Nasybullin A. V., Orekhov E. V. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021, vol. 1019, art. 012050. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012050>
19. Fink J. K. Chapter 16 — Enhanced oil recovery. In: J. Fink, ed. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Elsevier, 2015, pp. 477–565. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803734-8.00016-3>
20. Christie M. A., Blunt M. J. Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2001, pp. 308–316. <https://doi.org/10.2118/72469-pa>
21. Corey A. T. The interrelationship between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 1954, vol. 1, pp. 38–41.

Поступила в редакцию / Received 29.07.2021

Принята к публикации / Accepted 14.09.2021

Опубликована / Published 30.11.2021