

ИНФОРМАТИКА,
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА
И УПРАВЛЕНИЕ

INFORMATICS,
COMPPUTER ENGINEERING
AND MANAGEMENT

УДК 004.94

DOI: 10.17212/2782-2001-2021-4-37-48

Вычислительная схема для расчета температурного поля при решении задач нефтедобычи*

А.С. ОВЧИННИКОВА

630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

В работе представлен подход к совместному моделированию гидродинамических и тепловых процессов, возникающих в нефтяном коллекторе в ходе разработки месторождения с использованием тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Для моделирования процессов неизотермической многофазной фильтрации используется подход, основанный на неявном расчете давления с использованием метода конечных элементов и явном расчете насыщенностей фаз. Рассматривается вычислительная схема расчета температурного поля, которая позволяет учитывать как теплообмен между фазами, так и теплообмен смеси флюидов и матрицы-породы. При этом для учета влияния теплопроводности используется коэффициент, характеризующий скорость теплообмена между смесью флюидов и породой. Предложенная схема также учитывает влияние температурного поля на процесс течения смеси фаз в коллекторе месторождения и предусматривает возможность возникновения источников и стоков тепла, образовавшихся за счет химических реакций или термодинамических процессов в газообразных фазах.

Численные эксперименты были проведены на модели реального нефтяного месторождения, полученной в результате адаптации скважинных данных. Модель содержит большое число скважин и характеризуется высокой неоднородностью пористой среды. Работоспособность рассмотренной вычислительной схемы продемонстрирована на примере моделирования закачки горячей воды в скважины, пересекающие пласт со сверхвязкой нефтью. Показана эффективность тепловых методов для разработки месторождений сверхвязкой нефти. При закачке горячей воды в пласт прирост нефтедобычи составил порядка 25 % за счет существенного снижения вязкости нефти. Временные затраты для расчета температурного поля при моделировании многофазной фильтрации не превысили 6 % от общего времени расчета.

Ключевые слова: математическое моделирование, неизотермическая многофазная фильтрация, численное моделирование, метод конечных элементов, разработка нефтяных месторождений, высоковязкая нефть, сверхвязкая нефть, тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта, закачка горячей воды

* Статья получена 17 марта 2021 г.

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений важную роль играет трехмерное моделирование гидродинамических процессов в коллекторе. Оно позволяет значительно повысить эффективность разработки нефтяных месторождений за счет решения задач оптимального управления месторождением [1–5]. Кроме того, в настоящее время активно ведется разработка месторождений высоковязких и сверхвязких нефтей [6]. При разработке подобных месторождений чаще всего используются тепловые методы [7–9].

Поэтому актуальными являются задачи компьютерного моделирования месторождений и разработка вычислительных схем, позволяющих проводить расчеты для сложных физических моделей с учетом влияния температурного поля на свойства флюидов фильтрующихся смесей.

В работах [10, 11] для моделирования процессов неизотермической фильтрации используется полностью неявная схема. В этом случае решается система дифференциальных уравнений, полученная на основе законов сохранения массы каждой компоненты и энергии в системе. Такой подход является вычислительно затратным, что делает затруднительным моделирование многофазной фильтрации на подробных сетках, особенно при большом количестве компонент фильтрующейся смеси. В работе [12] предлагается решать задачи гидродинамики и термодинамики последовательно. При этом для увеличения вычислительной эффективности для решения уравнения сохранения энергии предлагается учитывать влияние конвективного теплопереноса и теплопроводности раздельно.

В настоящей работе рассматривается вычислительная схема, в которой для учета влияния теплопроводности вместо решения многомерной краевой задачи используется коэффициент, характеризующий скорость теплообмена между смесью флюидов и породой. Этот коэффициент может быть получен экспериментально или оценен теоретически. Такой подход целесообразен в задачах нефтедобычи потому, что влияние теплопроводности на температурное поле в пласте значительно меньше, чем теплоперенос за счет движения фильтрующейся смеси.

1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В настоящей работе для моделирования процесса многофазной фильтрации используется подход с неявным расчетом давления и явным расчетом насыщенности фаз.

Поле давления находится в результате решения краевой задачи с использованием метода конечных элементов [13–15]. Полученное распределение давления используется для вычисления численных потоков смеси \tilde{V}'_{Γ_i} , протекающих через грани Γ_i конечных элементов Ω_e . Для выполнения закона сохранения фильтрующейся смеси используется метод балансировки потоков [16]. После выполнения процедуры балансировки полученные потоки смеси V'_{Γ_i} делятся на потоки фаз $V'^m_{\Gamma_i}$. По известным значениям потоков фаз

$V_{\Gamma_i}^m$ вычисляются значения объемов фаз $V_{\Gamma_i}^m$, перетекающих через грани конечных элементов Γ_i за шаг времени Δt . Более подробно вычислительная схема расчета потоков фаз и нового распределения насыщенности на основе значений $V_{\Gamma_i}^m$ описана в работах [16–18].

Рассмотрим вычислительную схему, позволяющую рассчитать новое температурное состояние в расчетной области Ω , изменившееся за шаг времени Δt . Пусть дано разбиение расчетной области Ω на конечные элементы Ω_e . На начало временного интервала Δt для каждого элемента известны значения насыщенностей фаз $S_{\Omega_e}^m$ (m – номер фазы), находящихся в нем, значения температуры каждой фазы $T_{\Omega_e}^m$ и температура матрицы-породы $T_{\Omega_e}^{base}$. Также известны характеристики фаз, такие как теплоемкость $c_{\Omega_e}^m$ и плотность $\rho_{\Omega_e}^m$.

За временной интервал Δt часть имеющегося в ячейке Ω_e объема фаз вытекает через грани Γ_i , при этом со смежных с Ω_e ячеек $\Omega_{e'}$ втекает объем $V_{\Gamma_i}^m$ с температурой $T_{\Omega_{e'}}^m$. Среднее значение температуры для нового объема фазы m в ячейке Ω_e вычисляется на основе закона сохранения тепловой энергии по следующей формуле:

$$\tilde{T}_{\Omega_e}^m = \frac{c_{\Omega_e}^m T_{\Omega_e}^m \rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} c_{\Omega_{e'}}^m T_{\Omega_{e'}}^m \rho_{\Omega_{e'}}^m V_{\Gamma_i}^m}{c_{\Omega_e}^m \rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} c_{\Omega_{e'}}^m \rho_{\Omega_{e'}}^m V_{\Gamma_i}^m}, \quad (1)$$

где $I_{\Omega_e}^{m,in}$ – это множество номеров граней конечного элемента Ω_e , через которые объем фазы m втекает в элемент Ω_e ; $\tilde{V}_{\Omega_e}^m$ – объем фазы m в Ω_e с учетом вытекших за шаг Δt объемов $V_{\Gamma_i}^m$, вычисляемый по формуле

$$\tilde{V}_{\Omega_e}^m = mes(\Omega_e) \Phi_{\Omega_e} S_{\Omega_e}^m - \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,out}} V_{\Gamma_i}^m. \quad (2)$$

Здесь $mes(\Omega_e)$ – объем конечного элемента Ω_e ; Φ_{Ω_e} – пористость; $I_{\Omega_e}^{m,out}$ – множество номеров граней конечного элемента Ω_e , через которые объем фазы m вытекает из элемента Ω_e .

Для моделирования теплообмена между флюидами, находящимися в ячейке Ω_e , и породой вычисляется эффективная температура смеси фаз $\tilde{T}_{\Omega_e}^{mix}$ по следующей формуле:

$$\tilde{T}_{\Omega_e}^{mix} = \frac{\sum_{m=1}^{NP} \left(c_{\Omega_e}^m \rho_{\Omega_e}^m T_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} c_{\Omega_e'}^m \rho_{\Omega_e'}^m T_{\Omega_e'}^m V_{\Gamma_i}^m \right)}{\left(c_{\Omega_e}^{mix} \rho_{\Omega_e}^{mix} V_{\Omega_e}^{mix} \right)}. \quad (3)$$

Здесь значения NP – число фаз; $c_{\Omega_e}^{mix}$, $\rho_{\Omega_e}^{mix}$ – эффективные теплоемкости и плотности смеси; $V_{\Omega_e}^{mix}$ – объем смеси в ячейке Ω_e на конец интервала времени Δt , т. е.

$$V_{\Omega_e}^{mix} = \sum_{m=1}^{NP} \left(V_{\Omega_e}^m - \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,out}} V_{\Gamma_i}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} V_{\Gamma_i}^m \right). \quad (4)$$

Значения эффективной теплоемкости и плотности вычисляются как средне-взвешенные по массе фаз в составе смеси по следующим формулам:

$$\rho_{\Omega_e}^{mix} = \frac{\sum_{m=1}^{NP} \left(\rho_{\Omega_e}^m \left(\rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} \rho_{\Omega_e'}^m V_{\Gamma_i}^m \right) \right)}{\sum_{m=1}^{NP} \left(\rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} \rho_{\Omega_e'}^m V_{\Gamma_i}^m \right)}, \quad (5)$$

$$c_{\Omega_e}^{mix} = \frac{\sum_{m=1}^{NP} \left(c_{\Omega_e}^m \left(\rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} \rho_{\Omega_e'}^m V_{\Gamma_i}^m \right) \right)}{\sum_{m=1}^{NP} \left(\rho_{\Omega_e}^m \tilde{V}_{\Omega_e}^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{m,in}} \rho_{\Omega_e'}^m V_{\Gamma_i}^m \right)}. \quad (6)$$

Новые значения температуры смеси $\hat{T}_{\Omega_e}^{mix}$ и температуры матрицы-породы $\hat{T}_{\Omega_e}^{base}$ после теплообмена между ними с коэффициентом β находятся из решения системы уравнений

$$\begin{cases} \frac{c_{\Omega_e}^{mix} \rho_{\Omega_e}^{mix} \Phi_{\Omega_e}}{\Delta t} (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \tilde{T}_{\Omega_e}^{mix}) = f_{\Omega_e}^{\Delta Q} - \beta (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \hat{T}_{\Omega_e}^{base}), \\ \frac{c_{\Omega_e}^{base} \rho_{\Omega_e}^{base} (1 - \Phi_{\Omega_e})}{\Delta t} (\hat{T}_{\Omega_e}^{base} - T_{\Omega_e}^{base}) = \beta (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \hat{T}_{\Omega_e}^{base}), \end{cases} \quad (7)$$

где $f_{\Omega_e}^{\Delta Q}$ – количество теплоты, выделившейся (поглотившейся) в конечном элементе Ω_e за единицу времени в единице объема в результате, например, химических реакций или термодинамических процессов в фазах газа или пара.

Введем следующие обозначения:

$$C_{\Omega_e}^{mix} = c_{\Omega_e}^{mix} \rho_{\Omega_e}^{mix} \Phi_{\Omega_e} / \Delta t, \quad (8)$$

$$C_{\Omega_e}^{base} = c_{\Omega_e}^{base} \rho_{\Omega_e}^{base} (1 - \Phi_{\Omega_e}) / \Delta t, \quad (9)$$

$$\Delta \tilde{T}_{\Omega_e} = \tilde{T}_{\Omega_e}^{mix} - T_{\Omega_e}^{base}, \quad (10)$$

тогда решение системы уравнений (7) можно записать в виде

$$\begin{aligned} \hat{T}_{\Omega_e}^{base} &= T_{\Omega_e}^{base} + \frac{\beta (f_{\Omega_e}^{\Delta Q} + C_{\Omega_e}^{mix} \Delta \tilde{T}_{\Omega_e})}{\beta (C_{\Omega_e}^{mix} + C_{\Omega_e}^{base}) + C_{\Omega_e}^{mix} C_{\Omega_e}^{base}}, \\ \hat{T}_{\Omega_e}^{mix} &= \tilde{T}_{\Omega_e}^{mix} + \frac{f_{\Omega_e}^{\Delta Q} + C_{\Omega_e}^{mix} \tilde{T}_{\Omega_e}^{mix} + \beta \hat{T}_{\Omega_e}^{base}}{C_{\Omega_e}^{mix} + \beta}. \end{aligned} \quad (11)$$

Будем считать, что температуры фаз в ячейке на конец временного интервала Δt выравниваются, и поэтому для всех фаз $\hat{T}_{\Omega_e}^m = \hat{T}_{\Omega_e}^{mix}$.

Если плотности $\rho_{\Omega_e}^m$, вязкости $\mu_{\Omega_e}^m$ и теплоемкости $c_{\Omega_e}^m$ фаз заданы как функции, зависящие от температуры, то их значения корректируются на каждом временном шаге Δt по новому значению температуры $\hat{T}_{\Omega_e}^m$.

2. ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Численные эксперименты проведем на модели реального месторождения. Модель состоит из пяти слоев и включает в себя 62 скважины. Время жизни месторождения составляет около 30 лет.

На рис. 1 представлены распределения структурной проницаемости и доли нефти в объеме пористой среды, также показано расположение скважин. Данное месторождение характеризуется существенной неоднородностью пористой среды. Модель показана в разрезе с увеличением размеров по вертикали в 8 раз по сравнению с латеральными размерами.

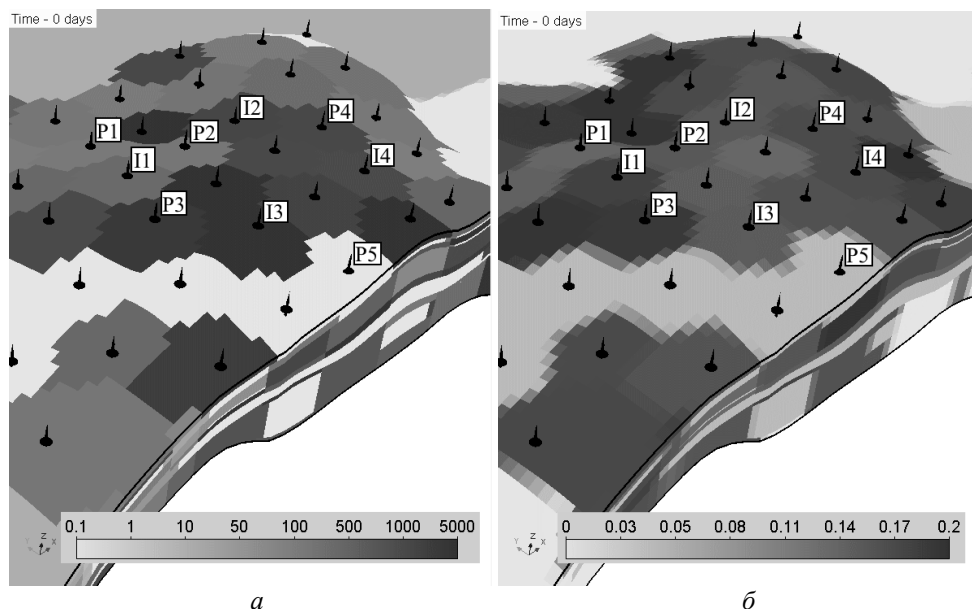


Рис. 1. Распределения структурной проницаемости и доли нефти в объеме пористой среды

Fig. 1. Distributions of absolute permeability and oil proportion in a volume of porous medium

Для данной модели проведем исследование эффективности использования тепловых методов увеличения нефтеотдачи, а именно закачки горячей воды. Начиная с 3000 суток через нагнетательные скважины П1–П4, показанные на рис. 1, будет закачиваться 70 куб. м воды в сутки с температурой 100 °С.

С увеличением температуры существенно уменьшается вязкость нефти. Для моделирования была использована табличная зависимость вязкости нефти от температуры из работы [19]. Таким образом, вязкость нефти в начальный момент времени соответствует значению температуры 35 °С (начальная температура пластов) и составляет 2260 мПа·с, а при температуре в 150 °С – 8,36 мПа·с. Вязкость воды 1,75 мПа·с.

Плотность фазы воды 1170 кг/м³, нефти 873 кг/м³. Теплоемкость воды 4200 Дж/(кг·°С), нефти 1850 Дж/(кг·°С). Тепловые свойства породы также были взяты из [19].

Расчеты будем проводить на конечноэлементной сетке с шагом по латерали (т. е. по осям x и y) 15 м. Шаг по времени – 30 суток.

На рис. 2 показаны распределения температуры фазы нефти в различные моменты времени. Как видно, температура в окрестности нагнетательных скважин П1–П4 выше, чем в остальной области, за счет закачки горячей воды. С течением времени размер областей с повышенной температурой увеличивается.

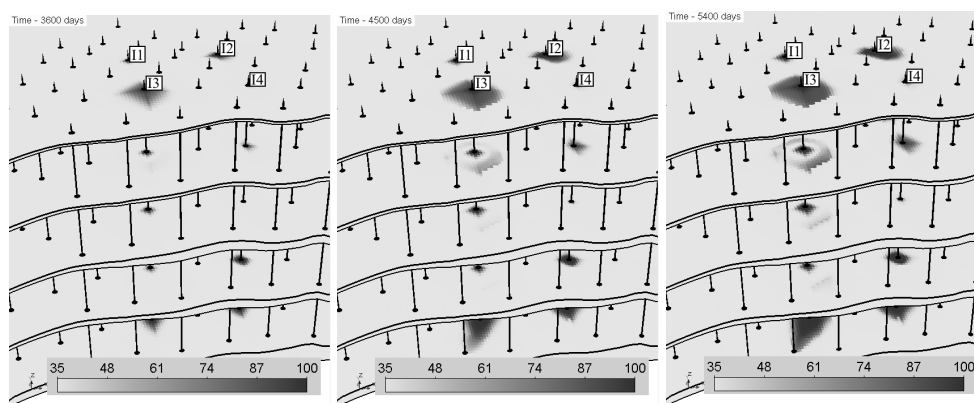


Рис. 2. Распределения температуры нефти в различные моменты времени

Fig. 2. Distributions of oil temperature at different times

На рис. 3 показаны распределения насыщенности нефти на конец расчета для случаев закачки холодной и горячей воды. Из рисунков видно, что насыщенность нефти в окрестности нагнетательных скважин для случая закачки горячей воды значительно ниже, так как за счет уменьшения вязкости нефти возрастает ее подвижность и увеличивается эффективность вытеснения нефти водой.

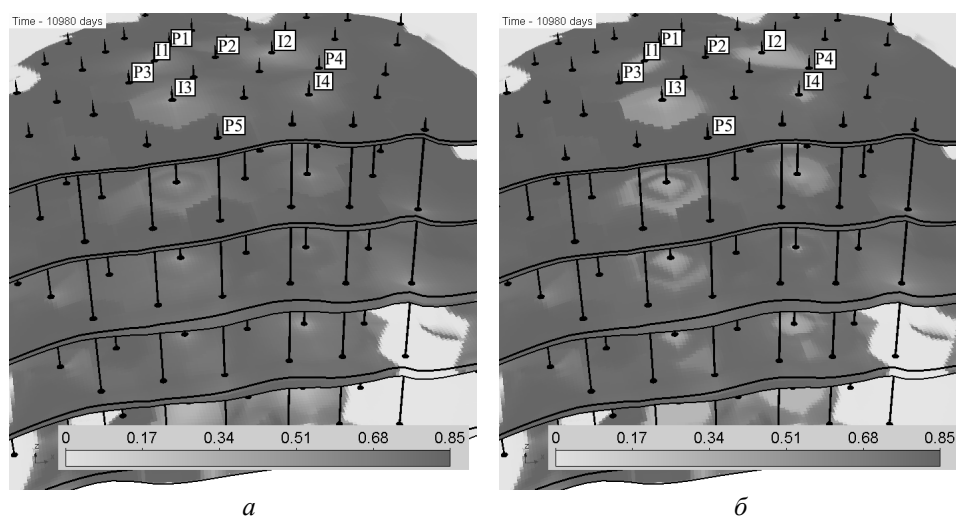


Рис. 3. Насыщенность нефти на конец расчета для случаев закачки холодной (а) и горячей (б) воды

Fig. 3. Oil saturation at the end of the calculation for cases of cold (a) and hot (b) water injection

На рис. 4 показаны графики накопленного объема добытой нефти для скважин P1–P5 для случаев закачки холодной и горячей воды. Вертикальной чертой обозначено время начала закачки горячей воды. Как видно из рисунка, на всех рассмотренных скважинах наблюдается существенное увеличение объемов добычи нефти. Значения дополнительно добытого объема нефти в различные моменты времени для скважин P1–P5 приведены в таблице.

За счет использования горячей воды увеличение добычи нефти для скважин Р2 и Р3 составило порядка 25 %, для скважин Р1 и Р4 – 20 % и для скважины Р5 – 7 %. К концу времени моделирования суммарный дополнительно добытый объем нефти для скважин Р1–Р5 составил 36 тыс. куб. м нефти, а для всех добывающих скважин месторождения – 48 тыс. куб. м.

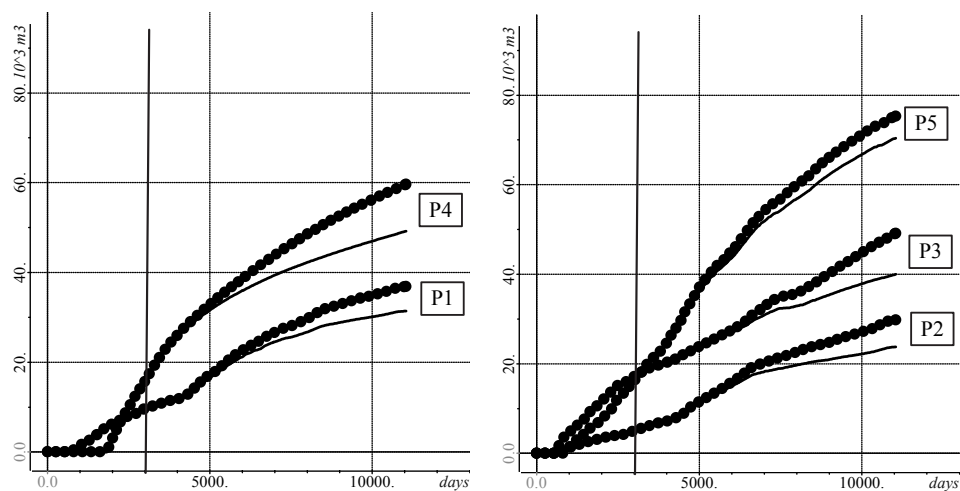


Рис. 4. Накопленный объем добытой нефти для скважин Р1–Р5 для случаев с закачкой холодной (—) и горячей (•••••) воды

Fig. 4. The accumulated oil volume produced for wells P1-P5 for cases with injection of cold (—) and hot (•••••) water

Дополнительно добытый объем нефти

Additional oil volume produced

Скважины	Объем дополнительно добытой нефти в различные моменты времени, тыс. куб. м		
	6000 суток	8500 суток	11 000 суток
Скважина Р1	1,4	3,6	5,4
Скважина Р2	0,9	3,5	6,0
Скважина Р3	0,5	3,8	9,1
Скважина Р4	2,7	7,2	10,4
Скважина Р5	1,4	3,4	4,9
Суммарный объем по скважинам Р1–Р5	6,8	21,4	35,8
Суммарный объем по всем добывающим скважинам	6,4	24,7	48,3

Время расчета для случая закачки горячей воды составило 1 час и 25 минут, при этом дополнительные вычислительные затраты для расчета температурного поля не превысили 6 % от общих затрат.

Отметим, что при проведении расчетов на вложенных сетках по пространственному и временному шагу накопленный объем добытой нефти изменился не более чем на 1 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрен подход к моделированию неизоэнтальпической многофазной фильтрации при решении задач нефтедобычи с использованием метода конечных элементов. Представлена вычислительная схема расчета температурного поля, описывающая температурное состояние фильтрующейся смеси, породы и их взаимодействие.

Представленный подход к моделированию процессов разработки нефтяных месторождений позволяет изучать возможности тепловых методов увеличения нефтеотдачи для дальнейшего повышения их эффективности.

На модели реального месторождения проведены вычислительные эксперименты, демонстрирующие возможности предложенной схемы моделирования для решения задач, связанных с использованием тепловых методов увеличения нефтеотдачи. При этом временные затраты для моделирования тепловых процессов не превышают 6 % от общего времени расчета.

Показана эффективность тепловых методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений сверхвязкой нефти. Для рассмотренной модели месторождения прирост добычи нефти в скважинах при закачке горячей воды в пласт достигает 25 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ni H., Liu Y., Fan Y. Optimization of injection scheme to maximizing cumulative oil steam ratio based on improved artificial bee colony algorithm // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 173. – P. 371–380. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.032.
2. A new and fast waterflooding optimization workflow based on INSIM-derived injection efficiency with a field application / H. Zhao, L. Xu, Z. Guo, W. Liu, Q. Zhang, X. Ning, G. Li, L. Shi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 179. – P. 1186–1200. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.025.
3. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes / C. Dang, L. Nghiem, N. Nguyen, C. Yang, Z. Chen, W. Bae // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 169. – P. 578–601. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.06.017.
4. Comprehensive framework for gradient-based optimization in closed-loop reservoir management / V. Bukshtynov, V. Volkov, O. Durlafsky, K. Aziz // *Computational Geosciences*. – 2015. – Vol. 19 (4). – P. 877–897. – DOI: 10.1007/s10596-015-9496-5.
5. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, A.M. Grif, I.I. Patrushev, A.S. Ovchinnikova // *GeoBaikal 2020*. – Irkutsk, Russia: EAGE, 2020. – P. 1–6. – DOI: 10.3997/2214-4609.202052021.
6. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities // *World Petroleum Council: Official Publication*. – WPC, 2010. – P. 64–69.
7. Satter A., Iqbal G.M. Enhanced oil recovery processes: thermal, chemical, and miscible floods // Satter A., Iqbal G.M. *Reservoir engineering: the fundamentals, simulation, and management*

of conventional and unconventional recoveries. – Amsterdam: Elsevier, 2016. – Ch. 17. – P. 313–337. – DOI: 10.1016/B978-0-12-800219-3.00017-6.

8. *Fink J.* Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids. – Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2021.

9. *Green D.W., Willhite G.P.* Enhanced oil recovery. – Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. – 545 p.

10. *Brantferger K.M., Pope G.A., Sepehrnoori K.* Development of a thermodynamically consistent, fully implicit, equation-of-state, compositional steamflood simulator // SPE Symposium on Reservoir Simulation. – One Petro, 1991. – P. 471–480. – DOI: 10.2118/21253-ms.

11. *Xing F., Masson R., Lopez S.* Parallel numerical modeling of hybrid-dimensional compositional non-isothermal Darcy flows in fractured porous media // Journal of Computational Physics. – 2017. – Vol. 345. – P. 637–664. – DOI: 10.1016/j.jcp.2017.05.043.

12. *Delshad M., Thomas S.G., Wheeler M.F.* Parallel numerical reservoir simulations of nonisothermal compositional flow and chemistry // SPE Journal. – 2011. – Vol. 16 (2). – P. 239–248. – DOI: 10.2118/118847-pa.

13. Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, D.S. Kiselev, Y.I. Koshkina // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – Vol. 172. – P. 103911. – DOI: 10.1016/j.jappgeo.2019.103911.

14. Finite-element solution to multidimensional multisource electromagnetic problems in the frequency domain using non-conforming meshes / Y.G. Soloveichik, M.G. Persova, P.A. Domnikov, Y.I. Koshkina, D.V. Vagin // Geophysical Journal International. – 2018. – Vol. 212 (3). – P. 2159–2193. – DOI: 10.1093/gji/ggx530.

15. 3D modeling of thermo-mechanical behavior of composite-made nose caps of hypersonic vehicles / Y.G. Soloveichik, M.G. Persova, D.V. Vagin, T.B. Epanchintseva, P.A. Domnikov, K.V. Dundukova, V.K. Belov // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 99. – P. 1152–1164. – DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.01.159.

16. Flow balancing in FEM modelling of multi-phase flow in porous media / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, A.M. Grif, I.I. Patrushev // 2018 XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering (APEIE). – IEEE, 2018. – P. 205–211. – DOI: 10.1109/APEIE.2018.8545457.

17. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, A.M. Grif, D.S. Kiselev, I.I. Patrushev, A.V. Nasybullin, B.G. Ganiev // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 199. – P. 108245. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108245.

18. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, A.S. Ovchinnikova, I.I. Patrushev, A.V. Nasybullin, E.V. Orekhov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1019 (1). – P. 012050. – DOI: 10.1088/1757-899x/1019/1/012050.

19. *Aziz K., Ramesh A.B., Woo P.T.* Fourth SPE comparative solution project: comparison of steam injection simulators // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39 (12). – P. 1576–1584. – DOI: 10.2118/13510-PA.

Овчинникова Анастасия Сергеевна, аспирант Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – математическое моделирование процессов многофазной фильтрации. Является автором десяти публикаций. E-mail: ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

Ovchinnikova Anastasia S., a post-graduate student, Novosibirsk State Technical University. Her research interests are currently focused on mathematical modeling of multiphase flow in porous media. She is the author of 10 scientific papers. E-mail: ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

DOI: 10.17212/2782-2001-2021-4-37-48

A computational scheme for calculating the temperature field when oil production problems***A.S. OVCHINNIKOVA***Novosibirsk State Technical University, 20 K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation**ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru***Abstract**

The paper presents an approach to coupled modeling of hydrodynamic and thermal processes occurring in the oil reservoir during field development using thermal methods of enhanced oil recovery. To simulate the processes of non-isothermal multiphase flow, an approach based on implicit calculation of pressure using the finite element method and an explicit calculation of phase saturations is used. A computational scheme for calculating the temperature field is considered. This scheme makes it possible to take into account both heat transfer between phases and heat transfer of a fluid mixture and matrix-rock. In order to take into account the effect of thermal conductivity, a coefficient characterizing the rate of heat transfer between the fluid mixture and the rock is used. The proposed scheme also takes into account the effect of the temperature field on the phases flow in the field reservoir and provides for the possibility of heat sources and sinks occurred due to chemical reactions or thermodynamic processes in gaseous phases.

Numerical experiments were carried out on a model of a real oil field obtained as a result of history matching of well data. The model contains a large number of wells and is characterized by a high heterogeneity of the porous medium. The applicability of the considered computational scheme is demonstrated on the example of modeling hot water injection into wells crossing a formation with super-viscous oil. The efficiency of thermal methods for the development of super-viscous oil fields is shown. When hot water was injected into the reservoir, the increase in oil production was about 25 % due to a significant decrease in oil viscosity. The time spent for calculating the temperature field while simulating a multiphase flow did not exceed 6 % of the total computational time.

Keywords: mathematical modeling, non-isothermal multiphase flow, numerical modeling, finite element method, oil field development, high-viscosity oil, super-viscous oil, thermal methods of enhanced oil recovery, hot water injection

REFERENCES

1. Ni H., Liu Y., Fan Y. Optimization of injection scheme to maximizing cumulative oil steam ratio based on improved artificial bee colony algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 173, pp. 371–380. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.032.
2. Zhao H., Xu L., Guo Z., Liu W., Zhang Q., Ning X., Li G., Shi L. A new and fast waterflooding optimization workflow based on INSIM-derived injection efficiency with a field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 1186–1200. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.025.
3. Dang C., Nghiem L., Nguyen N., Yang C., Chen Z., Bae W. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 578–601. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.06.017.
4. Bukshtynov V., Volkov V., Durlafsky O., Aziz K. Comprehensive framework for gradient-based optimization in closed-loop reservoir management. *Computational Geosciences*, 2015, vol. 19 (4), pp. 877–897. DOI: 10.1007/s10596-015-9496-5.
5. Persova M.G., Soloveichik Y.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*. Irkutsk, Russia, EAGE, 2020, pp. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.202052021.

* Received 17 March 2021.

6. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*. WPC, 2010, pp. 64–69.
7. Satter A., Iqbal G.M. Enhanced oil recovery processes: thermal, chemical, and miscible floods. Satter A., Iqbal G.M. *Reservoir engineering: the fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries*. Amsterdam, Elsevier, 2016, ch. 17, pp. 313–337. DOI: 10.1016/B978-0-12-800219-3.00017-6.
8. Fink J. *Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids*. Amsterdam, Gulf Professional Publishing, 2021.
9. Green D.W., Willhite G.P. *Enhanced oil recovery*. Richardson, TX, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. 545 p.
10. Brantferger K.M., Pope G.A., Sepehrnoori K. Development of a thermodynamically consistent, fully implicit, equation-of-state, compositional steamflood simulator. *SPE Symposium on Reservoir Simulation*, One Petro, 1991, pp. 471–480. DOI: 10.2118/21253-ms.
11. Xing F., Masson R., Lopez S. Parallel numerical modeling of hybrid-dimensional compositional non-isothermal Darcy flows in fractured porous media. *Journal of Computational Physics*, 2017, vol. 345, pp. 637–664. DOI: 10.1016/j.jcp.2017.05.043.
12. Delshad M., Thomas S.G., Wheeler M.F. Parallel numerical reservoir simulations of nonisothermal compositional flow and chemistry. *SPE Journal*, 2011, vol. 16 (2), pp. 239–248. DOI: 10.2118/118847-pa.
13. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Kiselev D.S., Koshkina Y.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, p. 103911. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2019.103911.
14. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Domnikov P.A., Koshkina Y.I., Vagin D.V. Finite-element solution to multidimensional multisource electromagnetic problems in the frequency domain using non-conforming meshes. *Geophysical Journal International*, 2018, vol. 212 (3), pp. 2159–2193. DOI: 10.1093/gji/ggx530.
15. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Vagin D.V., Epanchintseva T.B., Domnikov P.A., Dundukova K.V., Belov V.K. 3D modeling of thermo-mechanical behavior of composite-made nose caps of hypersonic vehicles. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 99, pp. 1152–1164. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.01.159.
16. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Grif A.M., Patrushev I.I. Flow balancing in FEM modeling of multi-phase flow in porous media. *2018 XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering (APEIE)*. IEEE, 2018, pp. 205–211. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8545457.
17. Persova M.G., Soloveichik Y.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, p. 108245. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108245.
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 (1), p. 012050. DOI: 10.1088/1757-899x/1019/1/012050.
19. Aziz K., Ramesh A.B., Woo P.T. Fourth SPE comparative solution project: comparison of steam injection simulators. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39 (12), pp. 1576–1584. DOI: 10.2118/13510-PA.

Для цитирования:

Овчинникова А.С. Вычислительная схема для расчета температурного поля при решении задач нефтедобычи // Системы анализа и обработки данных. – 2021. – № 4 (84). – С. 37–48. – DOI: 10.17212/2782-2001-2021-4-37-48.

For citation:

Ovchinnikova A.S. Vychislitel'naya skhema dlya rascheta temperaturnogo polya pri reshenii zadach nefteodobychi [A computational scheme for calculating the temperature field when oil production problems]. *Sistemy analiza i obrabotki dannykh = Analysis and Data Processing Systems*, 2021, no. 4 (84), pp. 37–48. DOI: 10.17212/2782-2001-2021-4-37-48.

ISSN 2782-2001, <http://journals.nstu.ru/vestnik>
 Analysis and data processing systems
 Vol. 84, No 4, 2021, pp. 37–48