

Подход к определению коэффициента теплообмена между породой и смесью флюидов при моделировании процессов неизотермической многофазной фильтрации*

А.С. ОВЧИННИКОВА^а, М.Г. ПЕРСОВА^б, Д.А. ЛЕОНОВИЧ^с

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

^а ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru ^б persova@ami.nstu.ru

^с leonovich.2018@stud.nstu.ru

В работе представлен подход к вычислению коэффициента, характеризующего скорость теплообмена между смесью флюидов в нефтяном коллекторе и матрицей-породой. Этот коэффициент необходим для дальнейшего совместного моделирования гидродинамических и тепловых процессов, возникающих в коллекторе месторождения в ходе его разработки с использованием, например, 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. Подход к определению значения коэффициента теплообмена основан на решении тепловой задачи в среде, соответствующей каналу пористой среды и части матрицы-породы вокруг него. При этом в канал с заданной скоростью поступает смесь флюидов с известным значением температуры, отличным от начальной температуры в канале и матрице-породе. Решается двумерная задача в осесимметричной постановке методом конечных элементов.

Численные эксперименты по определению коэффициента теплообмена были проведены на моделях для различных значений размера канала, пористости, начальных температур среды, температуры смеси, поступающей в канал, тепловых свойств смеси флюидов и породы. В результате исследования было получено, что наиболее существенное влияние на значение коэффициента теплообмена оказывают размер канала и пористость, так как эти характеристики определяют объем матрицы-породы, который должен «прогреться / остыть» при изменении температуры смеси флюидов в канале. Также полученные значения коэффициента были достаточно велики, так как теплообмен между породой и смесью в канале происходит за минуты, что практически соответствует мгновенному теплообмену, если речь идет о моделировании процессов разработки месторождений, где временные шаги составляют сутки и месяцы.

* Статья получена 10 мая 2022 г.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (НИЛ «Моделирование и обработка данных наукоемких технологий», проект FSUN-2020-0012).

Ключевые слова: математическое моделирование, неізотермическая многофазная фильтрация, теплообмен между смесью флюидов и породой, микроструктура пористой среды, коэффициент теплообмена, численное моделирование, метод конечных элементов, разработка нефтяных месторождений

ВВЕДЕНИЕ

В России около 60 % общих запасов нефти относится к трудноизвлекаемым [1]. К таким запасам относятся, в частности, месторождения сверхвязкой нефти и природных битумов. Доля их добычи с каждым годом увеличивается [2]. Разработка таких месторождений практически невозможна без применения тепловых методов [3, 4]. Одними из наиболее распространенных тепловых методов являются циклическая закачка пара, закачка нагретого пара или воды, парогравитационное дренирование [4–6].

Рентабельная разработка месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов – достаточно сложная проблема. В настоящее время отмечается повышенный интерес к использованию программных комплексов, позволяющих моделировать процессы нефтедобычи, для анализа и дальнейшего повышения эффективности существующих технологий разработки таких месторождений. Важнейшим этапом создания такого программного обеспечения для управления разработкой месторождения является создание математической модели, которая должна как адекватно отражать все физические процессы с учетом особенностей применяемых технологий разработки, так и обеспечивать выполнение всех фундаментальных законов сохранения.

Предложенный подход для моделирования процессов неізотермической фильтрации основан на разделении конвективного теплопереноса и теплообмена между породой и смесью флюидов. Для вычисления температуры породы и смеси флюидов после теплообмена между ними решается система уравнений, основанная на законе сохранения энергии и использовании коэффициента, характеризующего скорость теплообмена. Этот коэффициент может быть получен экспериментально или оценен теоретически. В настоящей работе рассматривается подход к определению значения данного коэффициента на основе решения уравнения теплопроводности в среде, соответствующей каналу, по которому движется смесь флюидов, и окружающей его части матрицы-породы.

1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В данной работе для моделирования процессов многофазной фильтрации используется подход с неявным расчетом давления и явным расчетом насыщенности фаз. Общий алгоритм такого подхода заключается в последовательном выполнении на каждом временном шаге следующих шагов:

- 1) расчет поля давления методом конечных элементов [7–9];
- 2) расчет численных потоков смеси \tilde{V}'_{Γ_i} , перетекающих через грани Γ_i конечных элементов Ω_e ;
- 3) использование метода балансировки [10, 11] для получения потоков смеси V'_{Γ_i} , гарантирующих выполнение закона сохранения масс фильтрующейся смеси;

4) деление потоков смеси на потоки фаз $V_{\Gamma_i}^m$ и вычисление на их основе нового фазово-компонентного состава расчетной области на конец временного шага Δt .

Более подробно вычислительная схема расчета потоков фаз и нового распределения насыщенностей на основе значений V_{Γ_i}' описана в работе [12].

Вместе с объемами фаз $V_{\Gamma_i}^m$, перетекающими через грани конечных элементов, также переносится тепловая энергия. Для расчета новых значений температуры смеси флюидов используется формула

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

где NP – число фаз; $I_{\Omega_e}^{m,in}$ – 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 .

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

$$\begin{cases} \frac{c_{\Omega_e}^{mix} \rho_{\Omega_e}^{mix} \Phi_{\Omega_e}}{\Delta t} (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \tilde{T}_{\Omega_e}^{mix}) = f_{\Omega_e}^{\Delta Q} - \beta (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \hat{T}_{\Omega_e}^{base}), \\ \frac{c_{\Omega_e}^{base} \rho_{\Omega_e}^{base} (1 - \Phi_{\Omega_e})}{\Delta t} (\hat{T}_{\Omega_e}^{base} - T_{\Omega_e}^{base}) = \beta (\hat{T}_{\Omega_e}^{mix} - \hat{T}_{\Omega_e}^{base}), \end{cases} \quad (3)$$

где $f_{\Omega_e}^{\Delta Q}$ – количество теплоты, выделившейся (поглотившейся) в конечном элементе Ω_e за единицу времени в единице объема; $c_{\Omega_e}^{mix}$, $\rho_{\Omega_e}^{mix}$ – эффективные теплоемкости и плотности смеси.

Более подробно вычислительная схема расчета температурного поля описана в работе [13].

Коэффициент теплообмена β между матрицей-породой и фильтрующейся смесью может быть определен экспериментально (на образцах керна) и оценен теоретически, например, следующим образом.

При некоторых упрощениях можно считать, что при фильтрации смеси через породу ее флюиды движутся по каналам различного сечения, показанным на рис. 1, а.

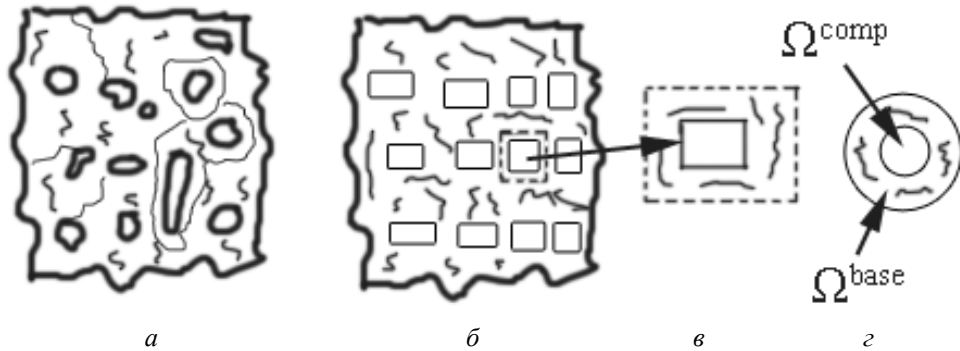


Рис. 1. Фрагмент матрицы-породы с каналами, по которым движется фильтрующаяся смесь

Fig. 1. Fragment of a rock matrix with channels through which the mixture flows

В самом простом случае можно принять, что каналы имеют примерно одинаковый характерный размер и расположены регулярно, как это показано на рис. 1, б. Тогда из условий симметрии теплообмен между флюидами движущейся смеси и матрицей-породой можно изучать в небольшом фрагменте, выделенном на рис. 1, в. На границах этого небольшого фрагмента в соответствии с условиями симметрии задана адиабата (нулевой тепловой поток). При этом размер выделенного фрагмента определяется исходя из того, что отношение площади канала к площади всего фрагмента должно быть равно пористости Φ , т. е.

$$\pi r_f^2 / \pi r_b^2 = \Phi, \quad (4)$$

где r_f – радиус канала; r_b – размер фрагмента.

Процесс теплообмена для фрагмента породы, изображенного на рис. 1, в, будет очень незначительно отличаться от процесса теплообмена в осесимметричной области, показанной на рис. 1, г, если площади сечений матрицы-породы и каналов в этих областях (изображенных на рис. 1, в–г) совпадают.

Таким образом, температурное поле, по которому будет оцениваться коэффициент теплообмена β , можно изучить с помощью решения следующей начально-краевой задачи:

$$-\operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T) + \rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c(\bar{v} \operatorname{grad} T) = f^{\Delta Q}, \quad (5)$$

$$T|_{\Gamma^1} = T^\Gamma, \quad (6)$$

$$T|_{t=0} = T^0, \quad (7)$$

где $T = T(r, z, t)$ – распределение температуры в матрице-породе (при $r \geq r_f$) и в текущей по каналу смеси (при $r \leq r_f$); λ , ρ , c_p – соответственно коэффициенты теплопроводности, плотности и теплоемкости (матрицы-породы (при $r \geq r_f$) и смеси (при $r < r_f$)); \bar{v} – скорость движения смеси в канале; $f^{\Delta Q}(r)$ – плотность источников тепла внутри фильтрующей смеси (т. е. $f^{\Delta Q}(r) \equiv 0$ при $r > r_f$); Γ^1 – объединение тех границ расчетной области, где задана температура T^Γ смеси флюидов, поступающей в канал. В начальный момент времени температура среды равна T^0 . Для аппроксимации по времени используется выражение

$$-\operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T^j) + \rho c_p \frac{T^j - T^{j-1}}{\Delta t} + \rho c(\bar{v} \operatorname{grad} T^j) = f^{\Delta Q}, \quad (8)$$

где T^j , T^{j-1} – температура в моменты времени $t = t_j$ и $t = t_{j-1}$ соответственно.

Уравнение (8) с краевым условием (6) решается методом конечных элементов.

По значениям $T(r, z, t)$ на любом временном интервале длительностью Δt может быть определено приращение тепловой энергии ΔH в матрице-породе

$$\Delta H = \int_{\Omega^{base}} \rho c_p \Delta T d\Omega, \quad (9)$$

где ΔT – приращение температуры в матрице-породе за интервал времени Δt .

Также вычисляются среднеинтегральные значения температуры породы T^{base} и смеси T^{comp} , соответствующие середине временного интервала t_{mid} , по формуле

$$T^{comp} = \int_{\Omega^{comp}} T^{t_{mid}} d\Omega, \quad T^{base} = \int_{\Omega^{base}} T^{t_{mid}} d\Omega, \quad (10)$$

где Ω^{base} , Ω^{comp} – подобласти расчетной области, которые занимают матрица-порода и канал со смесью флюидов соответственно.

Значение коэффициента β может быть получено из соотношения

$$\beta = \frac{\Delta H}{(\Delta t \text{ mes}(\Omega^{base})(T^{comp} - T^{base}))}. \quad (11)$$

Очевидно, значение β зависит как от выбранного характерного размера канала и пористости Φ , так и от значений коэффициентов λ , ρ и C в породе и в смеси, от скорости течения смеси \bar{u} и от источников внутри смеси $f^{\Delta Q}$. Оценка последних трех величин может быть получена в процессе решения соответствующей «большой» задачи фильтрации. Для практического исследования может быть взята либо некоторая осредненная по выбранным значениям перечисленных выше параметров оценка β , либо значение β по данным, получаемым при решении конкретной задачи многофазной фильтрации. В последнем случае предполагается параллельное решение задачи фильтрации и краевой задачи (5)–(6), причем задача (5)–(6) параллельно решается для каждого конечного элемента.

2. ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Было проведено исследование по нахождению значений коэффициента теплообмена, необходимого для моделирования теплового процесса, в соответствии с представленной вычислительной схемой. Для этого был проведен ряд вычислительных экспериментов для различных значений размеров канала, пористости, начальных температур и тепловых свойств породы и смеси флюидов в канале.

В результате исследования было получено, что наиболее сильное влияние на скорость теплообмена оказывает размер канала. С его ростом увеличивается область породы (так как должно выполняться соотношение (4)) и, соответственно, время, требуемое для достижения равновесной температуры.

Во всех расчетах, результаты которых приведены в данном разделе, тепловые свойства фаз и породы взяты из четвертой задачи проекта SPE (Society of Petroleum Engineers – Общество инженеров-нефтяников) [14]. Начальные температуры среды и закачиваемой смеси выбраны близкими к заданным в [14]. Так, температура среды равна 50 °C, а температура закачиваемой смеси – 230 °C.

В табл. 1 показаны результаты для различных значений радиуса канала. Размеры каналов в пористой среде варьируются в диапазоне 10...100 мкм [15].

Таблица 1

Table 1

**Зависимость коэффициента теплообмена β
от размера канала**

**The dependence of the heat transfer coefficient
on the size of the channel**

Радиус канала, мкм	β , Дж/(м ³ ·с·°С)
1	$2.23 \cdot 10^{12}$
10	$2.21 \cdot 10^{10}$
100	$2.19 \cdot 10^8$
1000	$2.15 \cdot 10^6$

Как видно из значений, представленных в табл. 1, коэффициент β , вычисленный по формуле (11), уменьшается на два порядка с увеличением радиуса каналов на порядок. Также отметим, что полученные значения β достаточно большие, что говорит о высокой скорости теплообмена между смесью флюидов в канале и породой.

На рис. 2 показаны распределения температурного поля в расчетной области в различные моменты времени для канала радиусом 100 мкм. Пунктирной линией показана граница между каналом, заполненным смесью флюидов, и породой.

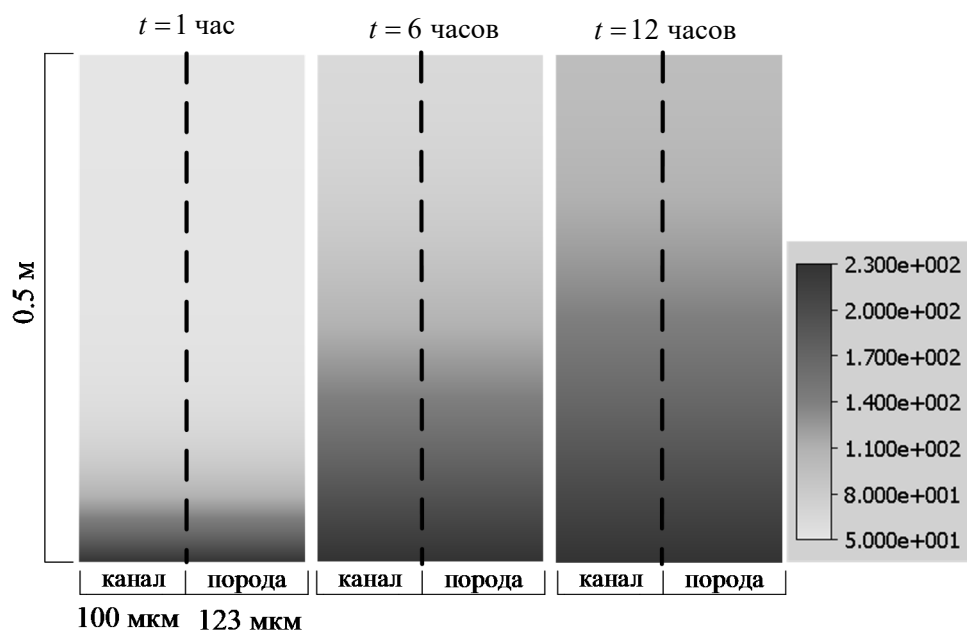


Рис. 2. Распределение температуры в расчетной области в различные моменты времени

Fig. 2. Temperature distribution in the computational domain at different times

Как видно из представленных распределений, значения температуры в канале и породе визуально совпадают. На рис. 3 показаны графики температуры вблизи нижней границы расчетной области для каналов размером 10 и 100 мкм в начале моделируемого процесса (в моменты времени: 1 секунда, 10 секунд, 1 минута, 5 минут).

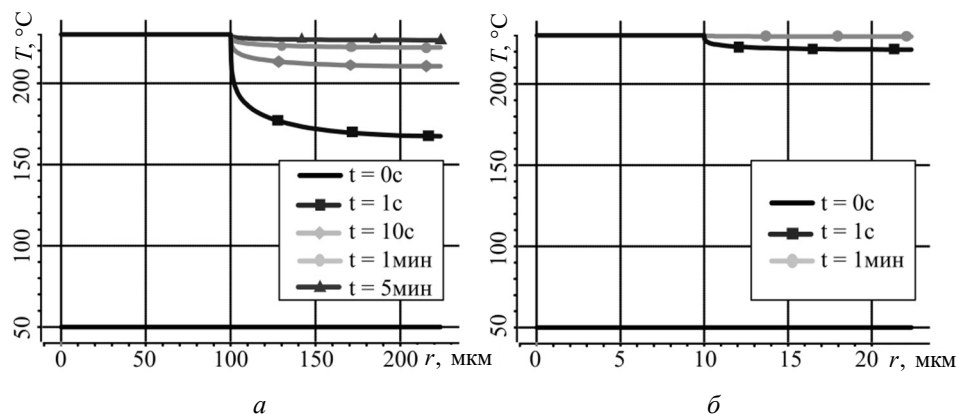


Рис. 3. Графики температуры вблизи нижней границы расчетной области в различные моменты времени для канала размером 100 мкм (а) и 10 мкм (б)

Fig. 3. Curves of the temperature near the lower boundary of the computational domain at different times for a channel with a size of 100 μm (a) and 10 μm (b)

Теперь покажем влияние значений пористости и теплопроводности породы на скорость теплообмена. Значения теплопроводности варьировались от 1 до 5 Вт/(м·°C) в соответствии с данными, представленными в работе [16]. В табл. 2 приведены полученные значения коэффициентов теплообмена для канала размером 100 мкм.

Таблица 2

Table 2

Значения коэффициента теплообмена для различных значений пористости и теплопроводности породы

Values of the heat transfer coefficient for various values of porosity and thermal conductivity of the rock

Пористость	β , Дж/(м ³ ·с·°C)		
	$\lambda = 1$ Вт/(м·°C)	$\lambda = 3$ Вт/(м·°C)	$\lambda = 5$ Вт/(м·°C)
0.05	$1.4 \cdot 10^7$	$3.8 \cdot 10^7$	$6.6 \cdot 10^7$
0.2	$8.5 \cdot 10^7$	$2.2 \cdot 10^8$	$4.5 \cdot 10^8$
0.4	$2.1 \cdot 10^8$	$5.2 \cdot 10^8$	$1.3 \cdot 10^9$

Как видно из представленных значений, коэффициент β изменяется в 2–6 раз при изменении пористости и теплопроводности. Пористость более существенно влияет на полученные значения β . Тем не менее даже при

маленьких значениях пористости и теплопроводности значение β остается большим.

Изменение плотности, теплоемкости породы и флюидов, а также скорости течения в канале в меньшей степени влияет на скорость теплообмена и значения коэффициента теплообмена β (не более чем в 2 раза). Были проведены расчеты, в которых значение плотности флюидов в канале изменялось от 10 до 1000 кг/м³, удельной теплоемкости – от 1600 до 4200 Дж/(кг·°C), что соответствует различному фазовому составу в канале при трехфазной фильтрации (вода – нефть – пар). Объемная теплоемкость породы изменялась в диапазоне значений от 1500 до 4000 кДж/(м³·°C), скорость течения – от 10⁻⁴ до 10⁻⁹ м/с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что хотя коэффициент теплообмена может существенно изменяться при различных конфигурациях свойств среды и флюидов, порода нагревается очень быстро по сравнению с масштабами временных шагов, используемых при моделировании процессов нефтедобычи (сутки и месяцы). Таким образом, для моделирования тепловых процессов при решении задач нефтедобычи в большинстве случаев можно считать процесс теплообмена мгновенным и полагать температуры смеси и породы равными. Отсутствие информации о микроструктуре среды мало повлияет на точность моделирования теплового процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шмаль Г.И. Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в России и пути их решения // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4, ч. 1. – С. 256–260.
2. Мишенин М.В. Динамика добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в России // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 4. – С. 294–301.
3. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities // World Petroleum Council: Official Publication. – WPC, 2010. – P. 64–69.
4. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance / A. Askarova, A. Turakhanov, S. Markovic, E. Popov, K. Maksakov, G. Usachev, V. Karpov, A. Cheremisin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 194. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107456.
5. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: Techniques evaluation / E.M.A. Mokheimer, M. Hamdy, Z. Abubakar, M.R. Shakeel, M.A. Habib, M. Mahmoud // Journal of Energy Resources Technology. – 2019. – Vol. 141, N 3. – P. 030801. – DOI: 10.1115/1.4041096.
6. Economics of steam generation for thermal enhanced oil recovery / M. Chaar, M. Venetos, J. Dargin, D. Palmer // Oil and Gas Facilities. – 2015. – Vol. 4, N 6. – P. 42–50.
7. 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.
8. 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.
9. 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.

10. 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.

11. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Гриф А.М. Балансировка потоков на неконформных конечноэлементных сетках при моделировании многофазной фильтрации // Программная инженерия. – 2021. – Т. 12, № 9. – С. 450–458.

12. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs / Y.G. Soloveichik, M.G. Persova, A.M. Grif, A.S. Ovchinnikova, I.I. Patrushev, D.V. Vagin, D.S. Kiselev // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. Elsevier. – 2022. – Vol. 390. – P. 114468.

13. 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.

14. 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.

15. Иванов В.А., Храмова В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 96 с.

16. Новиков С.В. Тепловые свойства терригенных коллекторов и насыщающих флюидов: дис. ... д-ра физ.-мат. наук. – М., 2009. – 115 с.

Овчинникова Анастасия Сергеевна, ассистент кафедры прикладной математики Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – математическое моделирование процессов неизотермической многофазной фильтрации. Является автором 17 научных работ. E-mail: ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

Персова Марина Геннадьевна, доктор технических наук, профессор, заведующая научно-исследовательской лабораторией моделирования и обработки данных наукоемких технологий Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – конечноэлементное моделирование и наукоемкое программное обеспечение для моделирования и сопровождения технологий. Является автором более 200 научных работ. E-mail: persova@ami.nstu.ru

Леонович Дарьяна Александровна, магистрант Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – математическое моделирование процессов неизотермической многофазной фильтрации. Является автором одной публикации. E-mail: leonovich.2018@stud.nstu.ru

Ovchinnikova Anastasia S., an assistant lecturer at the Department of Applied Mathematics, Novosibirsk State Technical University. Her research interests are currently focused on mathematical modeling of non-isothermal multiphase flow in porous media. She is the author of 17 scientific papers. E-mail: ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru

Persova Marina G., Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Laboratory of Modeling and Data Processing of High Technologies (LMDPHT), Novosibirsk State Technical University. Her research interests are currently focused on finite element modeling and knowledge-intensive software for modeling and supporting technologies. She is the author of more than 200 scientific papers. E-mail: persova@ami.nstu.ru

Leonovich Daryana A., an undergraduate student, Novosibirsk State Technical University. Her research interests are currently focused on mathematical modeling of non-isothermal multiphase flow in porous media. She is the author of 1 scientific paper. E-mail: leonovich.2018@stud.nstu.ru

Approach to the determination of the heat transfer coefficient between rock and fluid mixture for modeling non-isothermal multiphase flow**A.S. OVCHINNIKOVA^a, M.G. PERSOVA^b, D.A. LEONOVICH^c**Novosibirsk State Technical University, 20 K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation**^a ovchinnikova.2014@stud.nstu.ru ^b persova@ami.nstu.ru ^c leonovich.2018@stud.nstu.ru***Abstract**

The paper presents an approach to calculation of the coefficient determining the rate of heat transfer between a fluid mixture in oil reservoir and a matrix-rock. This coefficient is necessary for further joint modeling of hydrodynamic and thermal processes that occur in the field reservoir during its development using, for example, thermal methods for enhanced oil recovery. To model the processes of a non-isothermal multiphase flow, an approach based on implicit pressure calculation using the finite element method and explicit calculation of phase saturations is used. The approach to determining the heat transfer coefficient is based on solving the thermal problem in an area corresponding to a channel of a porous medium and a part of the matrix-rock around it. In this case, a fluid mixture with a known temperature value, different from the initial temperature in the channel and matrix-rock, enters the channel at a given rate. A two-dimensional problem is solved in an axisymmetric formulation by the finite element method.

Numerical experiments to determine the heat transfer coefficient were carried out on models for various values of the channel size, porosity, initial temperatures of the medium, temperature of the mixture entering the channel, thermal properties of the fluid mixture and rock. As a result of the study, it was found that the channel size and porosity have the most significant effect on the value of the heat transfer coefficient, since these characteristics determine the volume of the matrix-rock, which should “warm up / cool down” when the temperature of the fluid mixture in the channel changes. Also, the coefficient values obtained were quite large, since the heat exchange between the rock and the mixture in the channel occurs in minutes, which practically corresponds to instantaneous heat transfer when it comes to modeling field development processes, where time steps are days and months.

Keywords: mathematical modeling, non-isothermal multiphase flow, heat transfer between rock and fluid mixture, microstructure of a porous medium, heat transfer coefficient, numerical modeling, finite element method, oil field development

REFERENCES

1. Shmal G.I. Problemy pri razrabotke trudnoizvlekaemykh zasposv nefiti v Rossii i puti ikh resheniya [The problem of developing oil difficult to recover in Russia and solution approaches]. *Georesursy=Georesources*, 2016, vol. 18, no. 4, pt. 1, pp. 256–260.
2. Mishenin M.V. Dinamika dobychi nefiti iz trudnoizvlekaemykh zasposv v Rossii [Dynamics of oil production from hard reserves in Russia]. *Interekspo Geo-Sibir'=Interexpo Geo-Siberia*, 2021, vol. 2, no. 4, pp. 294–301.
3. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*. WPC, 2010, pp. 64–69.
4. Askarova A., Turakhanov A., Markovic S., Popov E., Maksakov K., Usachev G., Karpov V., Cheremisin A. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 194. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107456.

* Received 10 May 2022.

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSUN-2020-0012)

5. Mokheimer E.M.A., Hamdy M., Abubakar Z., Shakeel M.R., Habib M.A., Mahmoud M. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: Techniques evaluation. *Journal of Energy Resources Technology*, 2019, vol. 141, no. 3 p. 030801. DOI: 10.1115/1.4041096.
6. Chaar M., Venetos M., Dargin J., Palmer D. Economics of steam generation for thermal enhanced oil recovery. *Oil and Gas Facilities*, 2015, vol. 4, no. 6, pp. 42–50.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Grif A.M., Patrushev I.I. Flow balancing in FEM modelling 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.
11. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Grif A.M. Balansirovka potokov na nekonformnykh konechnoelementnykh setkakh pri modelirovanii mnogofaznoi fil'tratsii [Flow balancing on nonconformal finite element meshes in multiphase flow simulation]. *Programmnyaya inzheneriya = Software Engineering*, 2021, vol. 12, no. 9, pp. 450–458.
12. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2022, vol. 390, p. 114468.
13. Ovchinnikova A.S. Vychislitel'naya skhema dlya rascheta temperaturnogo polya pri reshenii zadach nefteobychi [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.
14. 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.
15. Ivanov V.A., Khramova V.G., Diyarov D.O. *Struktura porovogo prostranstva kollektorov nefi i gaza* [The structure of the pore space of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 96 p.
16. Novikov S.V. *Teplovye svoystva terrigennykh kollektorov i nasyshchayushchikh flyuidov*. Diss. Dokt. fiz.-mat. nauk [Thermal properties of terrigenous reservoirs and saturating fluids. Dr. phys. and math. sci. diss.]. Moscow, 2009. 115 p.

Для цитирования:

Овчинникова А.С., Персова М.Г., Леонович Д.А. Подход к определению коэффициента теплообмена между породой и смесью флюидов при моделировании процессов неізотермической многофазной фильтрации // Системы анализа и обработки данных. – 2022. – № 4 (88). – С. 89–100. – DOI: 10.17212/2782-2001-2022-4-89-100.

For citation:

Ovchinnikova A.S., Persova M.G., Leonovich D.A. Podkhod k opredeleniyu koeffitsienta teploobmena mezhdur porodoi i smes'yu flyuidov pri modelirovanii protsessov neizotermicheskoi mnogofaznoi fil'tratsii [Approach to the determination of the heat transfer coefficient between rock and fluid mixture for modeling non-isothermal multiphase flow]. *Sistemy analiza i obrabotki dannykh = Analysis and Data Processing Systems*, 2022, no. 4 (88), pp. 89–100. DOI: 10.17212/2782-2001-2022-4-89-100.