

Received: 07.05.2025

Revised: 23.06.2025

Accepted: 27.06.2025

DOI: 10.17804/2410-9908.2025.3.031-042

NUMERICAL SIMULATION OF COUPLED HEAT EXCHANGE IN A PRODUCING RESERVOIR

Yu. K. Leonov^{1, a}, T. L. Zorin^{1, b, *}, A. V. Lushnikov^{2, c}, and A. M. Zorin^{1, d}

¹ Izhevsk Petroleum Research Center CJSC, 175 Svobody St., Izhevsk, 426008, Russia

² Kudinov Udmurtneft PJSC, 182 Krasnoarmeyskaya St., Izhevsk, 426011, Russia

^a  <https://orcid.org/0009-0009-1667-1777>  YKLeonov@udn.rosneft.ru;

^b  <https://orcid.org/0009-0009-4922-6522>  tl_zorin2@udn.rosneft.ru;

^c  avlushnikov@udn.rosneft.ru;

^d  AMZorin@udn.rosneft.ru

*Corresponding author. Email: tl_zorin2@udn.rosneft.ru

Address for correspondence: ul. Svobody, 175, Izhevsk, 426008, Russia

Tel.: +7 (996) 298-6473

The paper reports on the numerical simulation of conjugate heat transfer occurring in an oil-saturated reservoir and a production borehole with the introduction of a heating inductive cable. It estimates the potential efficiency of using a heating cable to increase the average static temperature of the reservoir and the extractive fluids, thus creating conditions unsuitable for the vital activity of sulfate-reducing bacteria. Due to a significant reservoir length and a well depth of more than 1 km, the problem is considered in a plane formulation using two planes: the transverse and longitudinal sections of the reservoir. The sections are aligned along the producing well. Both the thermophysical properties of the rock and the physical properties of all the structural and building materials of the well and the extracting column are taken into account. Numerical simulation was performed in a quasi-stationary formulation based on the finite volume method. The study resulted in the values of the fields of the physical quantities of the fluid (a mixture of water and oil with a fixed water cut degree), the associated petroleum gas, and the temperature fields in the longitudinal and transverse sections. It shows both the inefficiency of using a heating cable to change the temperature of the reservoir in the oil production zone and the sufficiency of the heat flow from the heating cable to maintain a fluid temperature of at least 65 °C in the borehole, which is sufficient to suppress the vital activity of sulfate-reducing bacteria in the borehole and enhance the performance of the downhole equipment.

Keywords: numerical simulation, conjugate heat transfer, oil-saturated reservoir, heating cable, heat treatment, heat flow, thermal effect on sulfate-reducing bacteria, biocorrosion control

References

1. Gaffarov, D.R. History and prospects of application of hydraulic fracturing in domestic oil production. *Vestnik Nauki*, 2024, 1, 6 (75), 1944–1952. (In Russian). Available at: <https://www.вестник-науки.рф/article/15431>
2. Ilyina, G.F. and Altunina, L.K. *Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov Zapadnoy Sibiri: uchebnoye posobiye* [Enhanced Oil Recovery Methods and Technologies for Collectors of Western Siberia: a Tutorial]. TPU Publ., Tomsk, 2006, 166 p. (In Russian).
3. Baikov, V.A., Zulkarniev, R.Z., Am, Z., and Fahretdinov, I.V. Waterflood control at Priobskoye multizone reservoir with dual injection equipment. *Neftyanoe Khozyaistvo*, 2014, 10, 92–95. (In Russian).

4. Topal, A., Usmanov, T., Zorin, A., Mennegaleev, O., and Sinitsyn, M. Efficiency of horizontal wells elongation in carbonate reservoirs on the example of deposits “Udmurtneft” OJSC. *Buren i Neft*, 2018, 10, 60–64. (In Russian).
5. Topal, A.Yu., Firsov, V.V., Zorin, A.M., Tsepelev, V.P., and Usmanov, T.S. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier waterflooding of fields of Udmurtneft OJSC. *Neftyanoe Khozyaistvo*, 2019, 6, 46–49. (In Russian).
6. Rustamov, M. Influence of sulfate-reducing bacteria (SRB) during oil production. *Universum: Tekhnicheskie Nauki*, 2024, 6 (123). (In Russian). DOI: 10.32743/UniTech.2024.123.6.17721. Available at: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/17721>
7. Sokolova, E.A. Influence of temperature on development of sulfate-reducing bacteria in the laboratory and field in winter. *Contemporary Problems of Ecology*, 2010, 3, 631–634. DOI: 10.1134/S1995425510060032.
8. Rezyapova, I.B. *Sulfatvosstanavlivayushchie bakterii pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii* [Sulfate-Reducing Bacteria in the Development of Oil Fields]. Gilem Publ., Ufa, 1997, 51 p. (In Russian).
9. Zorin, T.L., Borkhovich, S.Y., and Polozov, M.B. The effect of sulfate-reducing bacteria on the development of oil fields. *Buren i Neft*, 2025, 02, 40–46. (In Russian).
10. Leonov, Yu.K., Zorin, T.L., Myasnikov, I.Yu., Lushnikov, A.V., Evdokimov, D.K., and Agafonov, A.A. The effect of temperature on the vital activity of sulfate-reducing bacteria. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2024, 6, 43–51. (In Russian).
11. Andreeva, D.D. and Fakhrutdinov, R.Z. Corrosion-hazardous microflora of oil fields. *Vestnik Kazanskogo Tehnologicheskogo Universiteta*, 2013, 10, 237–242. (In Russian).
12. Volkov, K.A., Milovzorov, G.V., Volkov, A.Ya., Borkhovich, S.Yu., and Hafizov, A.R. Thermocyclic technology of stimulation on the formation using downhole electrical heaters. *Neftegazovoe Delo*, 2012, 6, 204–212. (In Russian).
13. Kudinov V.I. *Sovershenstvovanie teplovykh metodov razrabotki mestorozhdenii viskovyazkikh neftey* [Improvement of Thermal Methods for the Development of High-Viscosity Oil Fields]. Neft i Gas Publ., Moscow, 1996, 284 p. (In Russian).
14. Antoniadi, D.G., Garushev, A.R., and Ishkhanov, V.G. *Nastolnaya kniga po termicheskim metodam dobychi* [Thermal Recovery Methods Handbook]. Sovetskaya Kuban Publ., Krasnodar, 2000, 464 p. (In Russian).

Подана в журнал: 07.05.2025

УДК 533:536

DOI: 10.17804/2410-9908.2025.3.031-042

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОПРЯЖЕННОГО ТЕПЛООБМЕНА В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ

Ю. К. Леонов^{1, а}, Т. Л. Зорин^{1, б, *}, А. В. Лушников^{2, в}, А. М. Зорин^{1, г}

¹ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», ул. Свободы, д. 175, г. Ижевск, 426008, Россия

²ПАО «Удмуртнефть» им. В. И. Кудинова, ул. Красноармейская, д. 182, г. Ижевск, 426011, Россия

^а  <https://orcid.org/0009-0009-1667-1777>  YKLeonov@udn.rosneft.ru;

^б  <https://orcid.org/0009-0009-4922-6522>  tl_zorin2@udn.rosneft.ru;

^в  avlushnikov@udn.rosneft.ru;

^г  AMZorin@udn.rosneft.ru

*Ответственный автор. Электронная почта: tl_zorin2@udn.rosneft.ru

Адрес для переписки: ул. Свободы, д. 175, г. Ижевск, 426008, Россия

Тел.: +7 (996) 298-64-73

Работа посвящена вопросам численного моделирования процессов сопряженного теплообмена, протекающих в продуктивном нефтенасыщенном пласте и стволе добывающей скважины при внедрении греющего индуктивного кабеля. Оценивается потенциальная эффективность применения греющего кабеля для воздействия на продуктивный пласт и добываемые флюиды с целью формирования условий, непригодных для жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий, за счет повышения средней статической температуры добываемого флюида и пласта. Ввиду значительной протяженности пласта и глубины скважины более 1 км, задача рассматривается в плоской постановке с использованием двух плоскостей: поперечное и продольное сечения пласта. Центровка сечений производится по добывающей скважине. Учитываются как теплофизические свойства породы, так и физические свойства всех конструкционных и строительных материалов скважины и эксплуатационной колонны. Численное моделирование проводилось в квазистационарной постановке на основе метода конечных объемов. В результате исследования были получены значения полей физических величин флюида (смеси воды и нефти с фиксированной долей обводненности), попутного нефтяного газа и поля температур в продольном и поперечном разрезах. Показаны как неэффективность применения греющего кабеля для изменения температуры пласта в зоне нефтедобычи, так и достаточность теплового потока от греющего кабеля для поддержания в стволе скважины температуры флюида не менее 65 °С, что достаточно для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в стволе скважины и повышения работоспособности скважинного оборудования.

Ключевые слова: численное моделирование, сопряженный теплообмен, нефтенасыщенный пласт, греющий кабель, тепловая обработка, тепловой поток, тепловое воздействие на СвБ, борьба с биологическим типом коррозии

1. Введение

В настоящее время количество месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки [1–5], устойчиво растет. Добыча нефти на таких объектах требует применения дополнительных технологий [2–5] как для повышения нефтеотдачи пластов, так и для поддержания пластового давления. Одной из наиболее распространенных технологий повышения коэффициента нефтеизвлечения и поддержания пластового давления [3–5] остается принудительное нагнетание воды в пласт. При этом вода, используемая для нагнетания в пласт,

может быть как подтоварная, так и пресная (из открытых водоемов), морская и сточная (вода из стоков, дренажных систем, поверхностные воды и т. д.). Применение большинства из вышеуказанных источников воды в нагнетательных скважинах системы поддержания пластового давления сопряжено с увеличением скорости протекания коррозионных процессов нефтепромыслового оборудования. Одной из наиболее распространенных причин коррозии [6–10] являются микроорганизмы, например сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ). Эти бактерии встречаются в реках, озерах, морях и океанах, откуда ведется забор воды для системы поддержания пластового давления [11].

В работах [9, 10] показано, что одним из эффективных методов борьбы с сульфатвосстанавливающими бактериями является повышение средней температуры пласта и средней температуры жидкости. На основании анализа результатов лабораторных исследований показано, что активность СВБ падает с повышением температуры флюида, а при достижении средней температуры жидкости 60 °С наблюдается гибель сульфатвосстанавливающих бактерий. То есть, согласно [10], тепловое воздействие на пласт и/или добываемый флюид является одним из эффективных методов борьбы с СВБ.

Существует несколько видов теплового воздействия на пласт [12–14], например обработка пласта горячей водой или нефтью, паром, индуктивный прогрев пласта, пароциклические обработки, внутрипластовое горение, паротепловое воздействие на пласт и т. д. Однако большинство вышеперечисленных методов сопряжено с существенным увеличением затрат как на дополнительное оборудование, так и на нагрев греющей среды, что в совокупности обуславливает отказ нефтедобывающих компаний от их использования. Возможной альтернативой остается применение внешних нагревательных приборов, причем локального действия.

Таким образом, целью данной работы является исследование эффективности теплоотдачи от греющего кабеля для прогрева продуктивного пласта и добывающей скважины с целью эффективного теплового воздействия на СВБ.

2. Постановка задачи

Объектом исследования данной работы является продуктивный карбонатный нефтенасыщенный пласт с условной единичной добывающей скважиной, разрез которого представлен на рис. 1 а. Движение флюида производится принудительно (насосной установкой) снизу вверх. Ствол скважины (позиция 6 на рис. 1) по радиусу ограничен стенками насосно-компрессорной трубы (позиция 5 на рис. 1). При этом сама насосно-компрессорная труба (НКТ) находится внутри эксплуатационной колонны (позиция 3 на рис. 1), заполненной попутным нефтяным газом и жидкостью, представленной смесью нефти и воды (позиция 4 на рис. 1). Герметичность эксплуатационной колонны в карбонатном коллекторе (позиция 1 на рис. 1) обеспечена слоем цемента (позиция 2 на рис. 1). Рассматриваемые двумерные расчетные области представлены на рис. 1 б.

Теплофизические свойства сред и материалов, составляющих расчетную область (рис. 1 а), представлены в табл. 1. При этом учитывается динамика жидких сред (нефтенасыщенного флюида и попутного нефтяного газа).

При математическом описании задачи сделаны следующие допущения: все рассматриваемые среды считаются изотропными, теплообмен излучением считается ничтожно малым и не рассматривается, шероховатость поверхностей профиля не учитывается, попутный нефтяной газ находится в состоянии покоя и является теплоизолятором. Все рассматриваемые жидкости считаются несжимаемыми. Задача решается в плоской квазистационарной постановке.

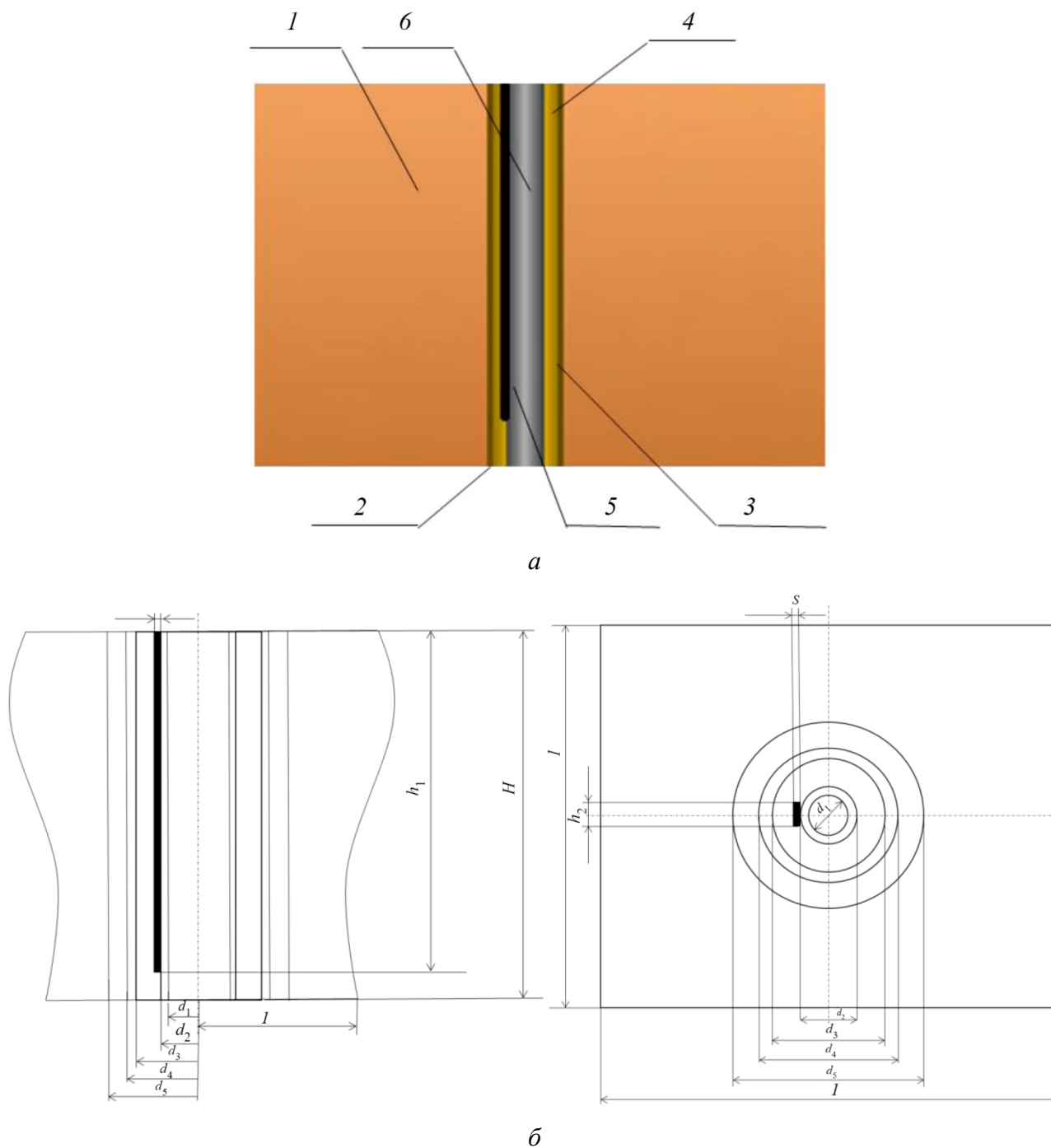


Рис. 1. Единичная скважина: разрез пласта с добывающей скважиной (а), где 1 – карбонатный коллектор (КК), 2 – цементный камень (ЦК), 3 – эксплуатационная колонна (ЭК), 4 – попутный нефтяной газ (ПНГ), 5 – насосно-компрессорная труба (НКТ), 6 – флюид; расчетные области (б): черная область – греющий кабель (ГК), $H = 1150$ м, $l = 10$ м, $h_1 = 1000$ м, $d_1 = 62$ мм; $d_2 = 73$ мм; $d_3 = 130$ мм; $d_4 = 146$ мм; $d_5 = 192$ мм

Таблица 1

Теплофизические параметры рабочих сред и твердых материалов

	КК	ЦК	ЭК	ПНГ	ГК	НКТ	Флюид
Молярная масса, кг\кмоль	60,01	228	55,85	100	–	59,2	43,1
Плотность, кг/м ³	0,4	2500	7854	1,12	–	7850	981,8
Теплоемкость, Дж/(кг·К)	2	800	434	–	–	496	–
Удельная теплоемкость при постоянном давлении, Дж/(кг·К)	–	–	–	2000	–	–	2,3
Коэффициент динамической вязкости, сПз	–	–	–	0,015	–	–	3,1
Коэффициент теплопроводности, Вт/(мК)	3,2	0,76	60,5	0,05	–	38	0,15

Математическая модель движения текучих сред основана на уравнениях Навье – Стокса. Система уравнений, описывающая движение сплошных сред, в общем случае имеет вид

$$\nabla \cdot (\rho u) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \nabla \cdot (u \times u) + \frac{1}{\rho} \nabla p - \frac{1}{\rho} \nabla \cdot \tau_{i,j} = g, \quad (2)$$

$$\rho \frac{dC_p T}{dt} = \rho F v + \nabla q, \quad (3)$$

$$\rho = \text{const}, \quad (4)$$

где ρ – плотность среды; u – компоненты вектора скорости; p – давление; μ – динамический коэффициент вязкости; F – внешняя массовая сила; $\tau_{ij} = 2\mu S_{ij} - \frac{2}{3}\mu \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \delta_{ij}$ – тензор вязких напряжений; $S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$ – тензор скоростей деформаций; $q = \lambda \frac{\partial T}{\partial x}$ – тепловой поток; λ – коэффициент теплопроводности среды; T – температура; C_p – теплоемкость при постоянном давлении.

Моделирование процессов теплопередачи проводится на основе уравнения теплопроводности

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (\lambda \nabla T). \quad (5)$$

Расход флюида, исходя из некоторого среднестатистического суточного дебита, приняли за 0,000185 м³/с, характерный размер – диаметр НКТ ($d_1 = 62$ мм). Таким образом, характерное число Рейнольдса составляет 3,62, то есть режим течения флюида в рассматриваемой скважине ламинарный. Граничные условия для данной задачи представлены в табл. 2.

Таблица 2

Граничные условия

		КК	ЦК	ЭК	ПНГ	ГК	НКТ	Флюид
На границе входа (Inlet)		$T_1 = 301$ К	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	$V = 0$ м/с	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	–	$V = 0,1534$ м/с
На границе выхода (Outlet)		$T_1 = 301$ К	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	$V = 0$ м/с	$\frac{\partial T}{\partial n} = 0$	–	$\frac{\partial p}{\partial n} = 0$
На границе сопряже- ния с со- седними доменами	КК	–	$\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial n}$ $= \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial n}$ $T_1 = T_2$	–	–	–	–	–
	ЦК	$\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial n}$ $= \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial n}$ $T_1 = T_2$	–	$\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial n}$ $= \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial n}$ $T_2 = T_3$	–	–	–	–
	ЭК	–	$\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial n}$ $= \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial n}$ $T_2 = T_3$	–	$\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial n}$ $= \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial n}$ $T_3 = T_4$	–	–	–
	ПНГ	–	–	$\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial n}$ $= \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial n}$ $T_3 = T_4$	–	$q = 50$ Вт/м $T = 353$ К	$\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial n}$ $= \lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial n}$ $T_4 = T_5$	–
	ГК	–	–	–	$q = 50$ Вт/м $T = 353$ К	–	$q = 50$ Вт/м $T = 353$ К	–
	НКТ	–	–	–	$\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial n}$ $= \lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial n}$ $T_4 = T_5$	$q = 50$ Вт/м $T = 353$ К	–	$\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial n}$ $= \lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial n}$ $T_5 = T_6$
	Флю- ид	–	–	–	–	–	$\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial n}$ $= \lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial n}$ $T_5 = T_6$	–

Построенная таким образом на основе уравнений сохранения система уравнений решается приближенно на основе метода конечных объемов. Расчет проводился методом установления с использованием итерационной процедуры сходимости по невязке скорости 10^{-6} .

Для дискретизации невязких потоков применяется противопоточная схема 2-го порядка точности, а для вязких потоков применялись схемы минимизации полной вариации (TVD) и метод limitedLinear. Аппроксимация градиентов производилась на основе линейного метода Гаусса. Для ускорения сходимости использовали многосеточный алгебраический метод и метод сопряженных градиентов.

Дискретизация расчетной области по пространству производилась с помощью шестигранных элементов, общее количество которых достигало 1 366 000 элементов для псевдоплоской расчетной области (рис. 1).

3. Результаты численного моделирования

В результате расчетов были получены распределения полей давлений, скоростей и температур в поперечном и продольном разрезах. На рис. 2 приведено сопоставление полей статических температур в расчетных областях. Анализ полей давлений позволяет сделать вывод как о согласовании результатов расчетов в продольном и поперечном плане между собой, так и об ограниченности области влияния греющего кабеля в пределах эксплуатационной колонны. При этом распространение тепла (рис. 3) через НКТ, флюид и ПНГ неэффективно.

Необходимо также отметить, что максимальная температура стали эксплуатационной колонны (оценена из условия идеализации тепловыделения кабелем: потери тепла при работе греющего кабеля равны нулю, и все тепло без потерь передается в ПНГ и НКТ) достигает 30 °С.

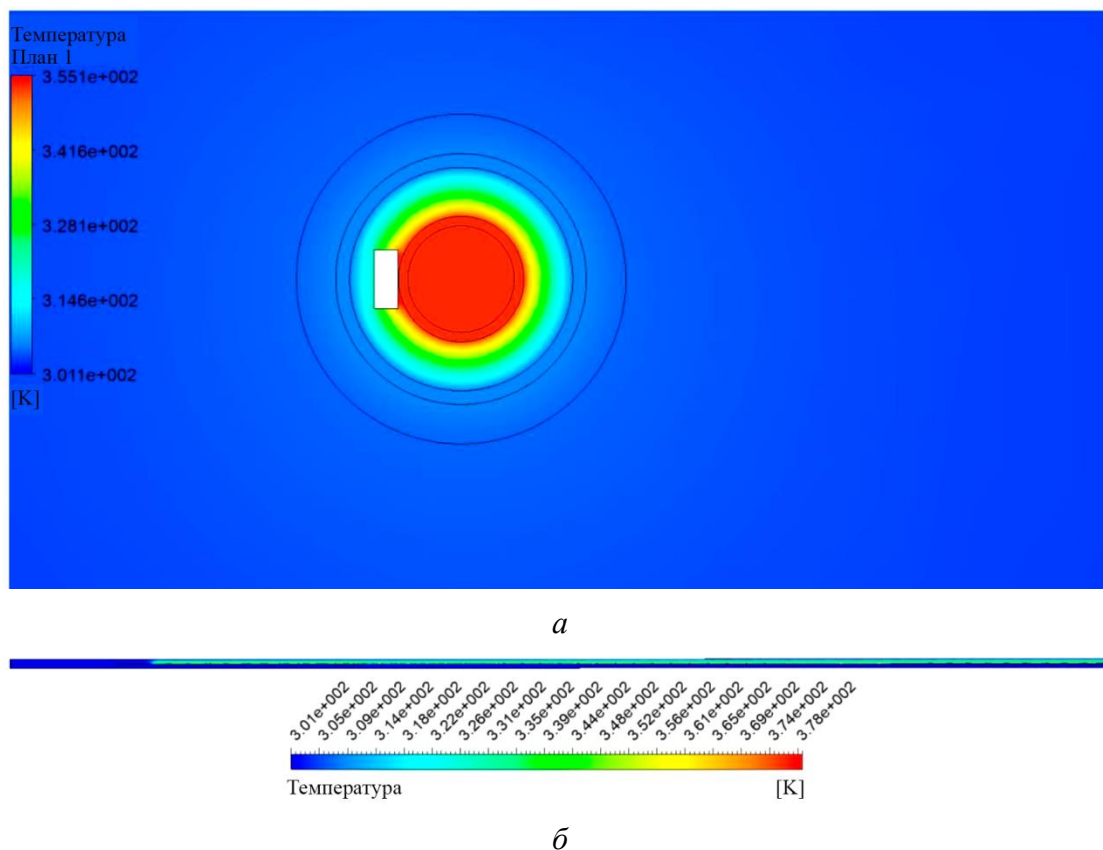


Рис. 2. Расчетные поля статических температур в продольном (а) и поперечном (б) планах

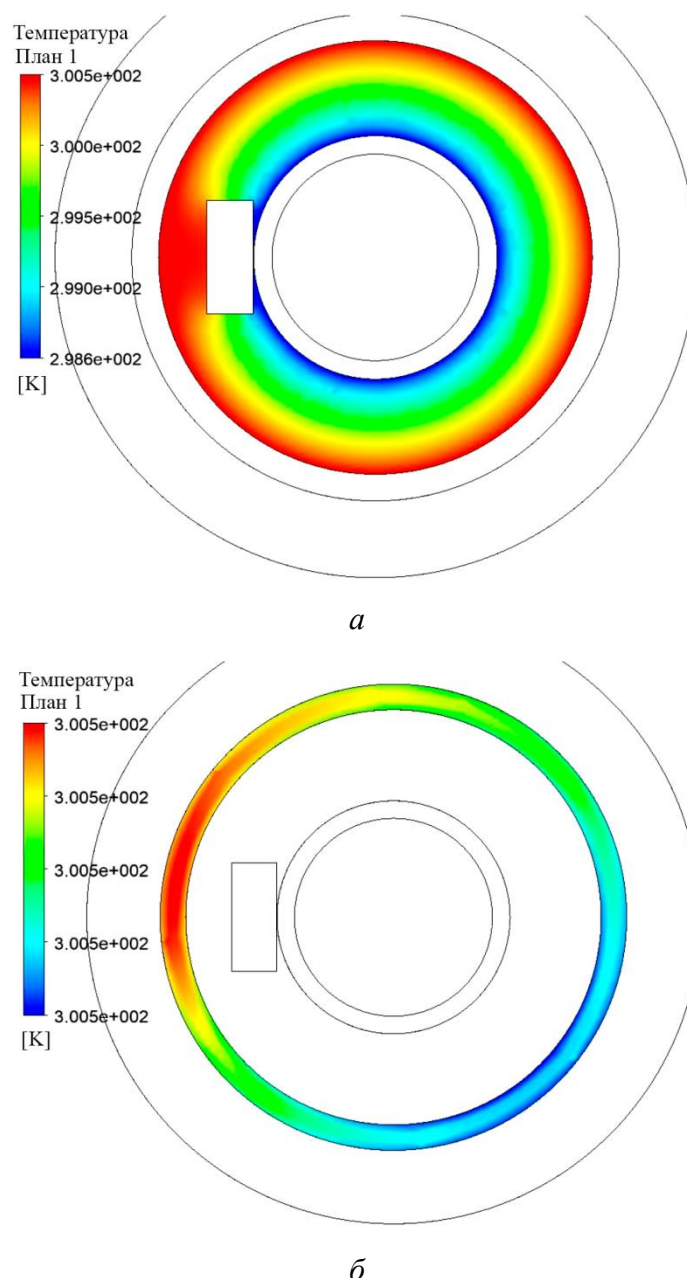


Рис. 3. Расчетные поля статических температур в слое ПНГ (а) и в материале эксплуатационной колонны (б)

Температурные профили, построенные в продольном и поперечном планах единичной скважины, представлены на рис. 4.

Анализ изменения статической температуры в продольном плане (рис. 4 а) показывает незначительное изменение температуры в пласте в радиусе до 1,5 м от центра скважины, однако температура пласта не превышает 33 °С.

Анализ поперечных температурных профилей (рис. 4 б) показывает, что максимальная эффективность от подведения дополнительного теплового потока от греющего кабеля наблюдается в области, заполненной ПНГ, температура 93 °С достигается в цементном камне стяжки и в эксплуатационной колонне. Далее наблюдается послойное падение температуры. При этом смещение температурных профилей вправо обусловлено нарушением симметричности расчетных областей за счет установки греющего кабеля с одной из сторон скважины.

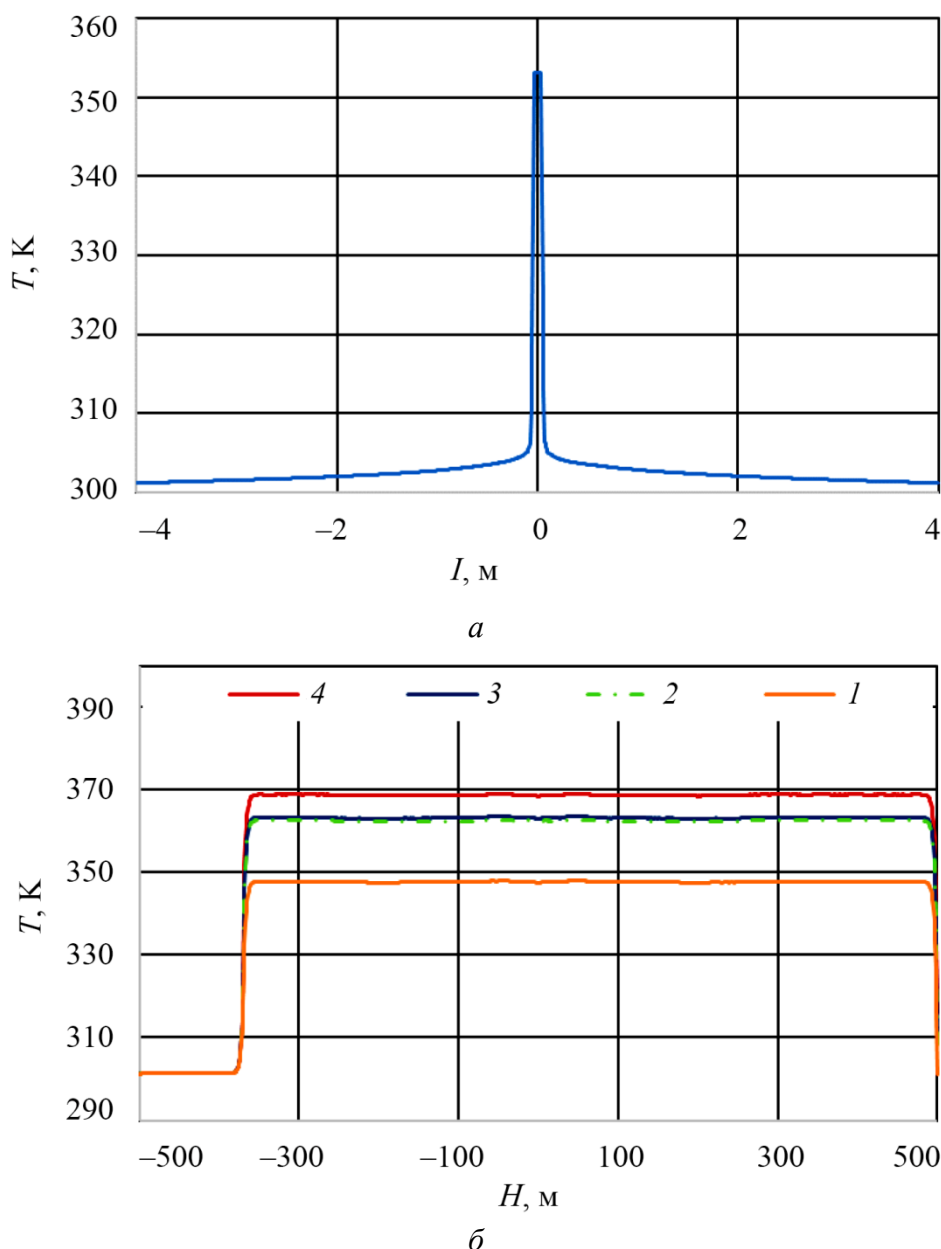


Рис. 4. Температурные профили в продольном (а) и поперечном (б) планах: 1 – карбонатный коллектор; 2 – цементный камень; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – попутный нефтяной газ

4. Заключение

В работе представлены результаты численного моделирования сопряженной задачи теплообмена в поперечном и продольном сечениях единичной добывающей нефтяной скважины, оснащенной греющим кабелем. Анализ результатов вычислительного эксперимента позволил оценить потенциальную эффективность применения греющего кабеля для повышения статической температуры нефтенасыщенного пласта и добываемых флюидов.

Показаны как неэффективность применения греющего кабеля для изменения температуры пласта в зоне нефтедобычи, так и достаточность теплового потока от греющего кабеля для поддержания в стволе скважины температуры флюида не менее 65 °С, что, в свою очередь, достаточно для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в стволе скважины и повышения работоспособности скважинного оборудования.

Анализ изменения температурных профилей в продольном и поперечном планах показывает возможность повышения эффективности нагрева при использовании двух симметрично расположенных греющих кабелей.

По результатам проведенной работы рекомендуется внедрять НКЛ на добывающих скважинах, подверженных негативному влиянию комплекса осложняющих факторов (образование асфальтосмолопарафиновых отложений, образование высоковязких нефтяных эмульсий, наличие высоковязких нефтей и биокоррозия оборудования), с целью организации комплексной технологии защит, позволяющей защищать глубинно-насосное оборудование от нескольких осложняющих факторов при добыче нефти одновременно.

Литература

1. Гаффаров Д. Р. История и перспективы применения гидравлического разрыва пласта в отечественной нефтедобыче // Вестник науки. – 2024. – Т. 1, № 6 (75). – С. 1944–1952. – URL: <https://www.vestnik-nauki.rf/article/15431> (дата обращения: 09.11.2024 г.).
2. Ильина Г. Ф., Алтунина Л. К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
3. Управление заводнением многопластовой залежи приобского месторождения с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки / В. А. Байков, Р. З. Зулькарниев, А. М. Зорин, И. В. Фахретдинов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 92–95.
4. Эффективность удлинения горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах на примере месторождений ОАО «Удмуртнефть» / А. Ю. Топал, Т. С. Усманов, А. М. Зорин, О. В. Меннегалеев, М. Н. Сеницын // Бурение и нефть. – 2018. – № 10. – С. 60–64.
5. Особенности разработки карбонатных пластов месторождений ОАО «Удмуртнефть» с нефтяными оторочками и газовыми шапками с применением барьерного заводнения / А. Ю. Топал, В. В. Фирсов, А. М. Зорин, В. П. Цепелев, Т. С. Усманов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 46–49.
6. Рустамов М. М. У. Влияния сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в процессе добычи нефти // Universum: технические науки. – 2024. – № 6 (123). – DOI: 10.32743/UniTech.2024.123.6.17721. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-sulfatvosstanavlivayushchih-bakteriy-svb-v-protsesse-dobychi-nefti> (дата обращения: 11.06.2025).
7. Sokolova E. A. Influence of temperature on development of sulfate-reducing bacteria in the laboratory and field in winter // Contemporary Problems of Ecology. – 2010. – Vol. 3. – P. 631–634. – DOI: 10.1134/S1995425510060032.
8. Резяпова И. Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа : Гилем, 1997. – 51 с.
9. Зорин Т. Л., Борхович С. Ю., Полозов М. Б. Влияние сульфатвосстанавливающих бактерий на разработку нефтяных месторождений // Бурение и нефть. – 2025. – № 2. – С. 40–46. – DOI: 10.62994/2072-4799.2025.51.51.007.
10. Влияние температуры на жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий / Ю. К. Леонов, Т. Л. Зорин, И. Ю. Мясников, А. В. Лушников, Д. К. Евдокимов, А. А. Агафонов // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 6. – С. 43–51.
11. Андреева Д. Д., Фахрутдинов Р. З. Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 10. – С. 237–242.
12. Термоциклическая технология воздействия на призабойную зону пласта забойными электронагревателями / К. А. Волков, Г. В. Миловзоров, А. Я. Волков, С. Ю. Борхович, А. Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 204–212.

13. Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : Нефть и газ, 1996. – С. 47–57.
14. Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Шиханов В. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар : Советская Кубань, 2000 – 464 с.