

Моделирование теплового поля пласта при фильтрации газированной нефти и воды с учетом теплоты разгазирования и термодинамических эффектов

Рамиль Фаизырович Шарафутдинов✉, Рим Абдуллович Валиуллин,
Дилшот Имомкул угли Бабаназаров, Ильдар Вакифович Канафин

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
Контакт для переписки: gframil@inbox.ru✉

Аннотация. В процессе обводнения пласта в условиях снижения давления ниже давления насыщения нефти газом, т. е. при разгазировании нефти в пласте, возникает область трехфазного течения нефти, воды и газа. В этом случае каждая из фаз вносит определенный вклад в формирование теплового поля в пласте за счет проявления термодинамических эффектов и теплоты разгазирования нефти. На формирование теплового поля влияют различные параметры, например: начальная обводненность пласта, количество растворенного газа в нефти, соотношение пластового давления и давления насыщения нефти газом, соотношение пластового давления и забойного и т. д.

Термогидродинамические процессы, происходящие в этом случае, несут информацию о пласте и призабойной зоне скважины. Одним из направлений использования особенностей формирования температурного поля при этом является применение термометрических исследований скважин для диагностики состояния скважины и пласта. Обводнение пласта в условиях разгазирования нефти приводит к изменению распределения температуры в пласте, что может быть использовано при диагностике источников обводнения пласта.

В работе с использованием методов математического моделирования неизотермической трехфазной фильтрации исследуются особенности температурного поля в нефтенасыщенном пласте при разгазировании нефти в условиях обводнения пласта. В результате проведения многовариантных расчетов при различных соотношениях начальной обводненности пласта и газового фактора получены зависимости температуры для различного времени работы скважины. Полученные

зависимости температуры от величины обводненности могут быть использованы как палеточные зависимости для количественной оценки поинтервального дебита притока воды из пластов.

Ключевые слова: термометрия, фильтрация газированной нефти, термодинамические эффекты, теплота разгазирования, обводнение пласта, трехфазная фильтрация

Благодарности: работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-17-20017, <https://rscf.ru/project/23-17-20017/>).

Цитирование: Шарафутдинов Р. Ф., Валиуллин Р. А., Бабаназаров Д. И., Канафин И. В. 2024. Моделирование теплового поля пласта при фильтрации газированной нефти и воды с учетом теплоты разгазирования и термодинамических эффектов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1 (37). С. 6–18. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-6-18>

Поступила 17.01.2024; одобрена 13.02.2024; принята 22.03.2024

Simulation of the thermal field in reservoir during the filtration of live oil and water with considering the heat of oil degassing and thermodynamic effects

Ramil F. Sharafutdinov[✉], Rim A. Valiullin, Dilshot I. Babanazarov, Ildar V. Kanafin

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
Corresponding author: gframil@inbox.ru[✉]

Abstract. In the process of water invasion of reservoir under conditions of pressure decrease below the bubble point pressure of oil with dissolved gas, when oil degasses, an area of three-phase flow of oil, water and gas appears in the reservoir. In this case, each of the phases makes a certain contribution to the formation of the thermal field in the reservoir, due to the thermodynamic effects shows and the heat of oil degassing. The thermal field forming is influence many parameters, for example, the initial water cut of formation, gas oil ratio, the ratio of reservoir pressure and bubble point pressure of oil with dissolved gas, the ratio of reservoir pressure and bottomhole pressure, etc. The thermohydrodynamic processes occurring in this case carry information about the formation and the near wellbore zone. One of the directions for using the features

of the formation of the temperature field in this case is the use of thermometric studies of wells to diagnose the condition of the well and formation. Reservoir water invasion under the condition of oil degassing leads to a change in the temperature distribution in the formation, which can be used in diagnosing the identifying sources of water invasion.

Using a numerical method for solving the equations of mass conservation and heat influx during non-isothermal three-phase filtration, in this work are studied the features of the formation of the temperature field in an oil-saturated reservoir with an initial water cut during oil degassing. As a result of calculations for various ratios of the initial water cut of the formation and the gas oil ratio, temperature dependences were obtained for different of well operation times. The obtained dependences of temperature on water cut and gas oil ratio can be used as palettes for quantitative evaluation of water inflow rates from formations.

Keywords: thermometry, live oil filtration, thermodynamic effects, heat of oil degassing, reservoir water encroachment, three-phase filtration

Acknowledgements: the research was supported by the Russian Science Foundation (project No. 23-17-20017, <https://rscf.ru/en/project/23-17-20017/>).

Citation: Sharafutdinov, R. F., Valiullin, R. A., Babanazarov, D. I., & Kanafin, I. V. (2024). Simulation of the thermal field in reservoir during the filtration of live oil and water with considering the heat of oil degassing and thermodynamic effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 6–18. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-6-18>

Received Jan. 17, 2024; Reviewed Feb. 13, 2024; Accepted Mar. 22, 2024

Введение

Термометрия скважин нашла широкое применение в нефтепромысловой геофизике. Первые исследования в области теории температурного поля с учетом термодинамических эффектов при неизотермической фильтрации жидкостей в пористых средах были проведены Б. Б. Лапуком [1940], Г. Ф. Требиным с соавторами [1978] и другими учеными. Изучению температурного поля с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта посвящены публикации Э. Б. Чекалюка [1965]. Дальнейшие работы исследователей, в частности П. П. Золотарева и В. Н. Николаевского [1966], Е. В. Теслюка и А. О. Паляя [1967], А. К. Курбанова и М. Д. Розенберга [1968], К. К. Аргуновой с соавторами [2001], посвящены применению методов неравновесной термодинамики для описания неизотермической фильтрации флюидов.

Применение термометрических методов исследования скважин при мониторинге разработки нефтяных и газовых месторождений в условиях многофазного потока обусловлено эффективностью решения нефтепромысловых задач [Валиуллин и др., 1995, 2015; Мао и др., 2017; Muradov и др., 2017].

Методика интерпретации данных термометрических исследований скважин в настоящее время в основном опирается на закономерности теплового поля при однофазной фильтрации нефти, газа или воды. Однако на месторождениях углеводородов чаще всего при добыче нефти возникают многофазные потоки в пласте и скважине [Gao и др., 2017; Ноу и др., 2019; Zheng и др., 2022]. В этом случае интерпретация термограмм усложняется в связи с одновременным влиянием на распределение температуры в пласте тепловых источников (эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта, теплоты разгазирования нефти). Для изучения степени влияния различных параметров проводится математическое моделирование течения газированной нефти и воды при давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

В данной работе рассматриваются основные закономерности формирования температурного поля в условиях многофазного потока с учетом термодинамических эффектов и разгазирования нефти в условиях обводнения пласта.

Математическая модель

Математическая модель, которая описывает процессы течения многофазного флюида, рассматривается во многих работах. В частности, модель с учетом теплоты разгазирования, эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта представлена Т. Р. Хабировым с соавторами [2013]. Используя предложенные ими допущения и подход, проведем исследования температурного поля для случая, когда разгазирование нефти происходит при наличии водной фазы, т. е. происходит обводнение пласта. Здесь интересным является тот факт, что течение нефти и воды в пористой среде приводят к повышению температуры, а разгазирование и дросселирование газа — к ее понижению. Таким образом, конкурирование этих двух эффектов, в зависимости от насыщенностей фаз и количества выделившегося из нефти газа, при разгазировании могут приводить к формированию либо отрицательной, либо положительной температурной аномалии (разность пластовой и геотермической температуры на данной глубине).

Математическая модель составлена аналогично работам Р. А. Валиуллина с соавторами [1994, 1995]. В отличие от этих исследований, в данной работе учитывается также теплопроводный механизм переноса тепла. Математическая модель включает уравнения сохранения масс компонентов и фаз, уравнения движения и уравнения притока тепла (1)–(4):

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 \{1 - C_{13}\}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 \{1 - C_{13}\} \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (1)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_2 S_2) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_2 \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (2)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2 + \rho_3 S_3) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left[\rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} + \rho_3 \frac{k_3(S_3)}{\mu_3} \right] \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (3)$$

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2 + \rho_3 c_3 S_3]T + [1-m]\rho_{sk} c_{sk} T) + \\
& + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2 + \rho_3 c_3 v_3]T) = \\
& = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + J_{12} (c_2 - c_1) T + J_{12} \chi_{12} + \\
& + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2 + \rho_3 c_3 S_3 \eta_3) \frac{\partial P}{\partial t} + \\
& + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2 + \varepsilon_3 \rho_3 c_3 v_3) \frac{\partial P}{\partial r}. \quad (4)
\end{aligned}$$

Здесь P — давление, атм; T — температура, К; m — пористость пласта, отн. ед.; ρ_i — плотности фаз, кг/м³; S_i — насыщенности фаз, отн. ед.; C_{ik} — концентрация k -го компонента в i -й фазе, кг/кг; μ_i — вязкость фаз, сП; K, k_i — абсолютная и фазовые проницаемости, мД и отн. ед. соответственно; c_i — удельные теплоемкости фаз, Дж/(кг · К); χ_{12} — удельная теплота фазового перехода при разгазировании нефти, Дж/кг; J_{12} — интенсивность переноса массы при разгазировании нефти, кг/с; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона i -й фазы, К/атм; η_i — адиабатический коэффициент i -й фазы, К/атм; λ^* — теплопроводность насыщененной горной породы, Вт/(м · К). Для определения скорости фильтрации фаз используется линейный закон Дарси.

Уравнения (1)–(4) дополняются уравнениями состояния и зависимостью относительных фазовых проницаемостей от насыщенностей фаз.

Плотности нефти и воды задаются в виде:

$$\rho_i = \rho_i^0 (1 + \beta_i [P - P_0]), \quad i = 1, 2, \quad (5)$$

а газа:

$$\rho_3 = \rho_3^0 \frac{P}{P_0} \frac{T_0}{T} z(P, T). \quad (6)$$

Здесь β_i — коэффициенты сжимаемости для нефтяной и водной фаз, 1/атм; ρ_i^0 — истинные плотности фаз при давлении P_0 и температуре T_0 , кг/м³; $z(P, T)$ — коэффициент сверхсжимаемости газа. В качестве газовой фазы рассматривается идеальный газ, поэтому z принята равной 1.

Начальные и граничные условия:

$$P|_{t=0} = P_{pl}, \quad S_i|_{t=0} = S_{i0}, \quad C_{ik}|_{t=0} = C_{ik0},$$

$$P|_{r=R_K} = P_{pl}, \quad P|_{r=R_w} = P_w(t), \quad (7)$$

$$T|_{r=R_k} = T_{pl}, \quad \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha(T - T_w), \quad (8)$$

$$S_i|_{r=R_e} = S_{i0}^0. \quad (9)$$

Здесь P_{pl} — пластовое давление, атм; T_{pl} — пластовая температура, К; S_{i0}^0 — начальная насыщенность фаз, отн. ед.; S_{i0}^0 — граничные значения насыщенностей фаз, отн. ед.; C_{ik0} — начальные концентрации компонентов в фазах, отн. ед.; P_w — давление в скважине, атм; T_w — температура в скважине, К; α — коэффициент теплообмена, Вт/(м² · К).

В работе использованы следующие наиболее известные зависимости для фазовых проницаемостей в трехфазной системе (k_1 — для нефти, k_2 — для воды, k_3 — для газа).

1. Фазовые проницаемости по И. А. Чарному [1963]:

$$k_1 = \left(\frac{S_1 - S_1^0}{1 - S_1^0} \right)^{2,8} (3,4 - 2,4S_1),$$

$$k_2 = \left(\frac{S_2 - S_2^0}{1 - S_2^0} \right)^{3,5},$$

$$k_3 = \left(\frac{S_3 - S_3^0}{1 - S_3^0} \right)^{3,5} (4 - 3S_3). \quad (10)$$

Здесь S_i^0 — остаточные (предельные) насыщенности фаз; $i = 1, 2, 3$.

2. Фазовые проницаемости по Г. А. Стоуну [Stone, 1970]:

$$k_1 = k_{r1} \cdot \left(\frac{1 - S_2 - S_1^0}{1 - S_2^0 - S_1^0} \right)^3,$$

$$k_2 = k_{r2} \cdot \left(\frac{S_2 - S_2^0}{1 - S_2^0 - S_1^0} \right)^3,$$

$$k_3 = k_{r3} \cdot \left(\frac{S_3 - S_3^0}{1 - S_3^0 - S_{wr}} \right)^3. \quad (11)$$

Здесь k_{r1} — относительная проницаемость по нефти при предельной водонасыщенности и газонасыщенности; k_{r2} — относительная проницаемость по воде при остаточной нефти и нулевой газонасыщенности; k_{r3} — относительная проницаемость по газу при предельной водонасыщенности и нулевой газонасыщенности; S_{wr} — максимальная остаточная водонасыщенность.

Численная схема решения задачи аналогична работам Р. А. Валиулина с соавторами [1994, 2004], Т. Р. Хабилова с соавторами [2013].

Результаты расчета

Далее в работе представлены результаты численных экспериментов формирования температуры. Были приняты следующие параметры:

- свойства пласта: пористость 0,2; плотность скелета горной породы 2 200 кг/м³; теплоемкость 1 800 Дж/(кг · К); теплопроводность 1,5 Вт/(м · К); пористость 0,2; проницаемость 100 мД;
- свойства нефтяной фазы: плотность нефти при нормальных условиях 800 кг/м³; теплоемкость 1 880 Дж/(кг · К); теплопроводность 0,2 Вт/(м · К); сжимаемость $5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, давление насыщения 80 атм; коэффициент Джоуля — Томсона 0,04 К/атм; адиабатический коэффициент 0,017 К/атм;
- свойства водной фазы: плотность воды при нормальных условиях 998 кг/м³; теплоемкость 4 200 Дж/(кг · К); теплопроводность 0,6 Вт/(м · К); сжимаемость $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па; коэффициент Джоуля — Томсона 0,02 К/атм; адиабатический коэффициент 0,012 К/атм;
- свойства газовой фазы: плотность газа при нормальных условиях 0,078 кг/м³; теплоемкость 3 500 Дж/(кг · К); теплопроводность 0,6 Вт/(м · К); вязкость 10^{-4} сП; коэффициент Джоуля — Томсона 0,4 К/атм; адиабатический коэффициент 2 К/атм. Плотность газовой фазы зависит от давления, как и в случае идеального газа.

Для фазовых проницаемостей по Г. А. Стоуну выбраны следующие параметры: $k_{r1} = k_{r2} = k_{r3} = 0,5$; $S_1^0 = 0,15$; $S_2^0 = 0,2$; $S_3^0 = 0,1$; $S_{wr} = 0,3$.

На графиках (рис. 1–3) показаны результаты формирования температурной аномалии на стенке скважины напротив пласта (разность температуры на выходе из пласта и температуры на внешней границе пласта — геотермической на данной глубине) при различных значениях газового фактора и водонасыщенности пласта.

Из анализа изменения температуры рис. 1 следует:

1. Увеличение водонасыщенности пласта приводит к повышению температуры поступающего из пласта флюида. Имеется область водонасыщенности в интервале 35–40%, при которой наблюдается слабая зависимость температурной аномалии от времени (назовем эту область инверсной водонасыщенностью).
2. С течением времени для водонасыщенности меньше 35% наблюдается дальнейшее снижение температуры, а для водонасыщенности больше 35% — ее повышение. При малых временах наблюдения для водонасыщенности меньше 35% изменение температуры слабо зависит от изменения водонасыщенности.

С увеличением газового фактора область водонасыщенности, при которой наблюдается слабая зависимость температурной аномалии от времени, смещается в сторону большей водонасыщенности (45–50%) (рис. 2). Кроме того, увеличение газового фактора приводит к снижению отрицательной температурной аномалии в области водонасыщенности меньше 45–50%. Также увеличение газового фактора приводит к увеличению дифференциации изменения температуры от водонасыщенности при малых его значениях (менее 45%).

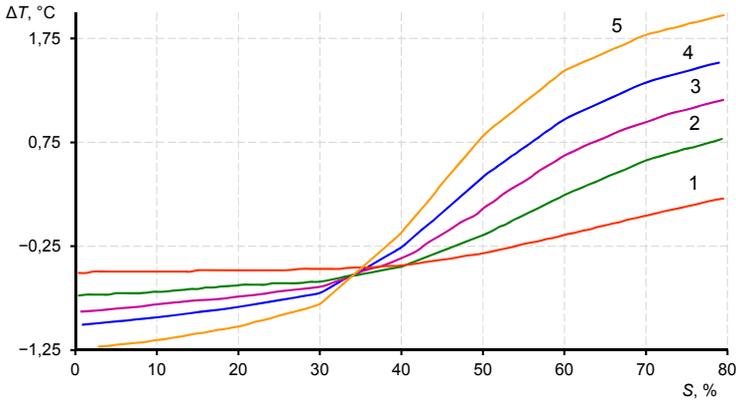


Рис. 1. Зависимость температурной аномалии (ΔT) от водонасыщенности (S) при различных временах после пуска скважины в работу: кривая 1 — 10 мин; кривая 2 — 30 мин; кривая 3 — 60 мин; кривая 4 — 120 мин; кривая 5 — 300 мин. Газовый фактор $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Fig. 1. Dependence of the temperature anomaly (ΔT) on water saturation (S) at various times after the start of well flowing: curve 1 — 10 min; curve 2 — 30 min; curve 3 — 60 min; curve 4 — 120 min; curve 5 — 300 min. Gas-oil ratio $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Анализ результатов расчета свидетельствует (рис. 1, 2), что имеется область водонасыщенности, выше которой наблюдаются положительные температурные аномалии, а ниже — отрицательные. Для рассмотренных условий при водонасыщенности больше 55% на выходе из пласта наблюдаются только положительные аномалии.

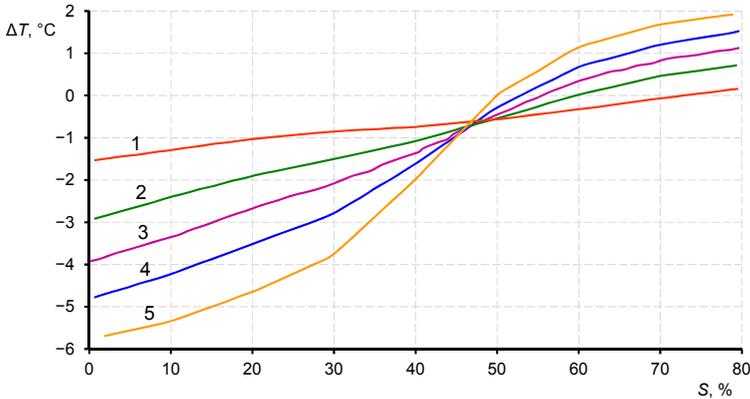


Рис. 2. Зависимость температурной аномалии (ΔT) от водонасыщенности (S) при различных временах после пуска скважины в работу: кривая 1 — 10 мин; кривая 2 — 30 мин; кривая 3 — 60 мин; кривая 4 — 120 мин; кривая 5 — 300 мин. Газовый фактор $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Fig. 2. Dependence of the temperature anomaly (ΔT) on water saturation (S) at various times after the start of well flowing: curve 1 — 10 min; curve 2 — 30 min; curve 3 — 60 min; curve 4 — 120 min; curve 5 — 300 min. Gas-oil ratio $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Влияние вида фазовых проницаемостей на температурное поле иллюстрируется данными, приведенными на рис. 3. Из сравнения этих данных следует, что качественные закономерности в целом слабо зависят от вида фазовых проницаемостей. Инверсная водонасыщенность и в этом случае находится в пределах от 40 до 55%.

Увеличение газового фактора приводит к смещению инверсной водонасыщенности в область больших значений, а также к увеличению дифференциации изменения температуры от водонасыщенности (рис. 4).

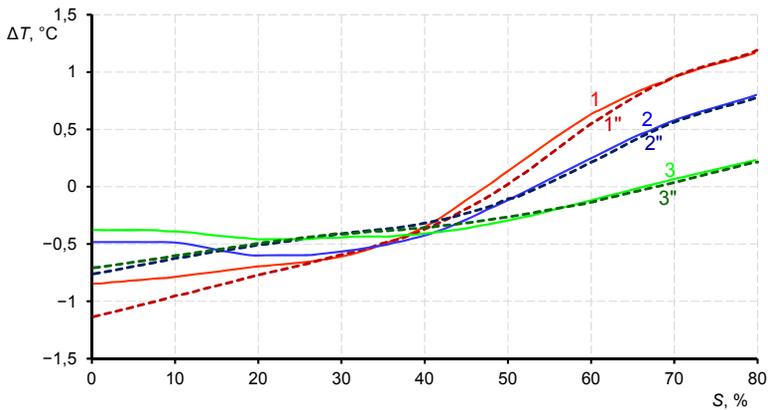


Рис. 3. Температурное поле для фазовых проницаемостей по И. А. Чарному [1963] (кривые 1, 2, 3) и Г. Л. Стоуну [Stone, 1970] (кривые 1'', 2'', 3''). Время: кривые 1, 1'' — 10 мин; кривые 2, 2'' — 30 мин; кривые 3, 3'' — 60 мин. Газовый фактор $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Fig. 3. Temperature field for relative phase permeabilities according to I. A. Charny [1963] (curves 1, 2, 3) and H. L. Stone [1970] (curves 1'', 2'', 3''). Time: curves 1, 1'' — 10 min; curves 2, 2'' — 30 min; curves 3, 3'' — 60 min. Gas-oil ratio $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$

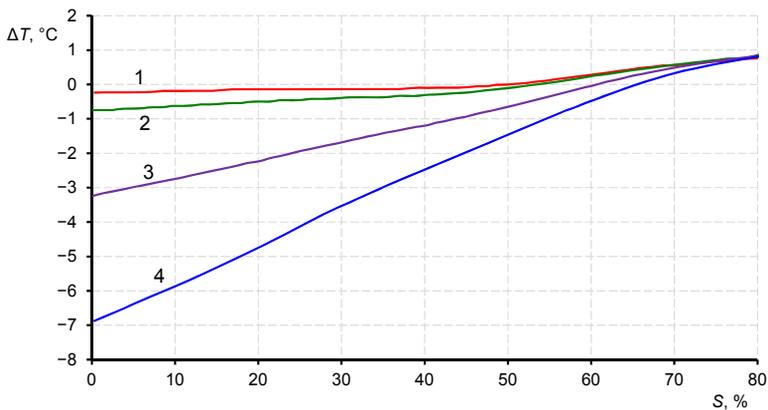


Рис. 4. Температурное поле для времени 1 800 сек при разных газовых факторах: кривая 1 — $70 \text{ м}^3/\text{м}^3$; кривая 2 — $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$; кривая 3 — $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$; кривая 4 — $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Fig. 4. Temperature field for a time of 1,800 sec at different gas-oil ratio: curve 1 — $70 \text{ м}^3/\text{м}^3$; curve 2 — $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$; curve 3 — $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$; curve 4 — $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Заключение

При фильтрации газированной нефти в нефтеводонасыщенном пласте в распределении температуры можно выделить следующие особенности:

1. Существует область инверсной водонасыщенности, выше которой наблюдаются только положительные температурные аномалии.
2. Существуют временные интервалы работы скважины, ниже которых ослабевает дифференциация температуры относительно водонасыщенности из-за малой величины аномалии температуры.
3. Существуют области неинформативности термометрии по водонасыщенности, которые зависят от газового фактора и водонефтяного отношения.
4. Вид фазовых проницаемостей слабо влияет на величину инверсной водонасыщенности.

Список источников

- Аргунова К. К., Бондарев Э. А., Николаев В. Е. 2001. Вычислительный эксперимент в не-изотермической фильтрации газа // Вычислительные технологии. 2001. Том 6. № S2. С. 66–70.
- Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. 1994. Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // Известия РАН. Механика жидкости и газа. № 6. С. 113–117.
- Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. 1995. Термометрия многофазных потоков. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та.
- Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Федотов В. Я., Закиров М. Ф., Шарипов А. М., Ахметов К. Р., Азизов Ф. Ф. 2015. Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 93–95.
- Золотарев П. П., Николаевский В. Н. 1966. Термодинамический анализ нестационарных процессов в насыщенных жидкостью и газом деформируемых пористых средах // Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ. М.: Недра. С. 49–61.
- Курбанов А. К., Розенберг М. Д. 1968. Неизотермическая фильтрация многофазных жидкостей // Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ. М.: Недра.
- Лапук Б. Б. 1940. Термодинамические процессы при движении газированной нефти в пористых пластах // Азербайджанское нефтяное хозяйство. № 12.
- Теслюк Е. В., Палий А. О. 1967. Неизотермические процессы в теории и практике нефтедобычи // Пути развития нефтяной и газовой промышленности Западного Казахстана. М.: ВНИИОЭНГ. С. 192–208.
- Требин Г. Ф., Капырин Ю. Ф., Лиманский О. Г. 1978. Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин // Труды ВНИИ. № 64. С. 16–22.
- Хабиров Т. Р., Садретдинов А. А., Шарафутдинов Р. Ф. 2013. Математическая модель для расчета термогидродинамических процессов в системе «горизонтальная скважина — пласт» // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. № 8. С. 29–33.

- Чарный И. А. 1963. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат. 396 с.
- Чекалюк Э. Б. 1965. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра. 238 с.
- Gao Yo., Cui Ya., Xu B., Sun B., Zhao X., Li H., Chen L. 2017. Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore // *Applied Thermal Engineering*. Vol. 117. Pp. 544–552. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.02.058>
- Hou Zh., Yan T., Li Zh., Feng J., Sun Sh., Yuan Yu. 2019. Temperature prediction of two phase flow in wellbore using modified heat transfer model: An experimental analysis // *Applied Thermal Engineering*. Vol. 149. Pp. 54–61. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.12.022>
- Mao Yi., Zeidouni M. 2017. Near wellbore characterization from temperature transient analysis: Accounting for non-darcy flow effect // *SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation (7–8 November 2017, Kuala Lumpur, Malaysia)*. Paper SPE-189234-MS. <https://doi.org/10.2118/189234-MS>
- Muradov K., Davies D., Durham C., Waterhouse R. 2017. Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the Golden Eagle field // *SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition (12–15 June 2017, Paris, France)*. Paper SPE-185817-MS. <https://doi.org/10.2118/185817-MS>
- Stone H. L. 1970. Probability model for estimating three-phase relative permeability // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 22. No. 2. Pp. 214–218. <https://doi.org/10.2118/2116-PA>
- Valiullin R. A., Sharafutdinov R. F., Ramazanov A. Sh. 2004. A research into thermal field in fluid-saturated porous media // *Powder Technology*. Vol. 148. No. 1. Pp. 72–77. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2004.09.023>
- Zheng J., Dou Yi., Li Zh., Yan X., Zhang Ya., Bi Ch. 2022. Investigation and application of wellbore temperature and pressure field coupling with gas–liquid two-phase flowing // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Vol. 12. Pp. 753–762. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01324-w>

References

- Argunova, K. K., Bondarev, E. A., & Nikolaev, V. E. (2001). Computational experiment in the non-isothermal filtration of gas. *Computational Technologies*, 6(S2), 66–70. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., & Sharafutdinov, R. F. (1994). Barothermic effect in three-phase filtration with phase transitions. *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*, (6), 113–117. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., & Sharafutdinov, R. F. (1995). *Thermometry of multiphase flows*. Bashkir State University Publishing House. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Sharafutdinov, R. F., Fedotov, V. Ya., Zakirov, M. F., Sharipov, A. M., Akhmetov, K. R., & Azizov, F. F. (2015). Use of nonstationary thermometry for wells diagnostics. *Oil Industry*, (5), 93–95. [In Russian]
- Zolotarev, P. P., & Nikolaevsky, V. N. (1966). Thermodynamic analysis of non-stationary processes in deformable porous media saturated with liquid and gas. In *Theory and practice of oil production. Yearbook of VNII* (pp. 49–61). Nedra. [In Russian]
- Kurbanov, A. K., & Rosenberg, M. D. (1968). Non-isothermal filtration of multiphase liquids. In *Theory and practice of oil production. Yearbook of VNII*. Nedra. [In Russian]

- Lapuk, B. B. (1940). Thermodynamic processes of gassed oil moving in porous media. *Azerbaijan Oil Industry*, (2). [In Russian]
- Teslyuk, E. V., & Paliy, A. O. (1967). Non-isothermal processes in the theory and practice of oil production. In *Ways of development of the oil and gas industry of Western Kazakhstan* (pp. 192–208). VNIIOENG. [In Russian]
- Trebin, G. F., Kapyrin, Ju. F., & Limanskij, O. G. (1978). Estimation of temperature depression in the bottomhole zone of production wells. *Trudy VNII*, (64), 16–22. [In Russian]
- Khabirov, T. R., Sadretdinov, A. A., & Sharafutdinov, R. F. (2013). Mathematical model for calculation of thermal hydrodynamic processes in a “horizontal well-layer” system. *Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry*, (8), 29–33. [In Russian]
- Charny, I. A. (1963). *Underground fluid dynamics*. Gostoptekhizdat. [In Russian]
- Chekalyuk, E. B. (1965). *Thermodynamics of an oil reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Gao, Yo., Cui, Ya., Xu, B., Sun, B., Zhao, X., Li, H., & Chen, L. (2017). Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 117, 544–552. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.02.058>
- Hou, Zh., Yan, T., Li, Zh., Feng, J., Sun, Sh., & Yuan, Yu. (2019). Temperature prediction of two phase flow in wellbore using modified heat transfer model: An experimental analysis. *Applied Thermal Engineering*, 149, 54–61. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.12.022>
- Mao, Yi., & Zeidouni, M. (2017, Nov. 7–8). *Near wellbore characterization from temperature transient analysis: Accounting for non-darcy flow effect* [Conference paper SPE-189234-MS]. SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/189234-MS>
- Muradov, K., Davies, D., Durham, C., & Waterhouse, R. (2017, Jun. 12–15). *Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the Golden Eagle field* [Conference paper SPE-185817-MS]. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France. <https://doi.org/10.2118/185817-MS>
- Stone, H. L. (1970). Probability model for estimating three-phase relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 22(2), 214–218. <https://doi.org/10.2118/2116-PA>
- Valiullin, R. A., Sharafutdinov, R. F., & Ramazanov, A. Sh. (2004). A research into thermal field in fluid-saturated porous media. *Powder Technology*, 148(1), 72–77. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2004.09.023>
- Zheng, J., Dou, Yi., Li, Zh., Yan, X., Zhang, Ya., & Bi, Ch. (2022). Investigation and application of wellbore temperature and pressure field coupling with gas–liquid two-phase flowing. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12, 753–762. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01324-w>

Информация об авторах

Рамиль Фаизырович Шарафутдинов, доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
gframil@inbox.ru

Рим Абдуллович Валиуллин, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
valra@geotec.ru

Дилшот Имомкул угли Бабаназаров, аспирант кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
dilshodbabanazarov95@gmail.com

Ильдар Вакифович Канафин, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
vradlik@gmail.com

Information about the authors

Ramil F. Sharafutdinov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
gframil@inbox.ru

Rim A. Valiullin, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
valra@geotec.ru

Dilshot I. Babanazarov, Postgraduate Student, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
dilshodbabanazarov95@gmail.com

Ildar V. Kanafin, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
vradlik@gmail.com