

Особенности распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте и их учет в задачах тепломассопереноса

Иван Владимирович Выдыш[✉], Константин Михайлович Федоров

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: vydysh3d@gmail.com[✉]

Аннотация. Основной проблемой разработки нефтяных пластов является их слоистая неоднородность. Заводнение такого пласта приводит к раннему прорыву воды по высокопроницаемым пропласткам и росту обводненности добываемой продукции. Для борьбы с данной проблемой применяют технологии выравнивания профиля приемистости или потокоотклоняющие технологии, основанные на закачке осадко-гелеобразующих композиций в нагнетательную скважину, которые под действием пластовых условий формируют в призабойной или межскважинной зоне пласта барьеры со сниженной проницаемостью. Для прогноза применения таких технологий применяют математические модели, построенные на основе уравнений неразрывности, импульса и притока тепла. Тем не менее для ряда задач тепломассопереноса достаточно лишь грубых прогнозов структуры теплового поля и оценок вероятности тех или иных тепловых процессов в пласте. Поэтому целью данной работы является исследование особенностей распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте и их применение в задачах тепломассопереноса. В качестве характеристики неоднородности полей в слоисто-неоднородной среде введен безразмерный критерий, показывающий во сколько раз радиальная скорость в заданном поле больше вертикальной скорости. Исследование значений критериев неоднородности для теплового и гидродинамического полей показали, что гидродинамическое поле является более неоднородным, чем температурное поле. Выполненные оценки показали, что в слоисто-неоднородном пласте необходимо учитывать неоднородность потока жидкостей по вертикали, в то время как тепловое поле выравнивается достаточно быстро в этом направлении,

и для практических прогнозов и оценок его можно считать однородным по вертикали несмотря на слоистый характер пласта.

Ключевые слова: слоисто-неоднородный пласт, тепломассоперенос, тепловое поле, гидродинамическое поле, уравнение притока тепла, характеристика неоднородности поля, скорость распространения, анизотропия

Цитирование: Выдыш И. В., Федоров К. М. 2025. Особенности распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте и их учет в задачах тепломассопереноса // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 2 (42). С. 25–39. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-2-25-39>

Поступила 26.04.2025; одобрена 15.05.2025; принята 19.05.2025

Features of the thermal and hydrodynamic fields propagation in a layered inhomogeneous reservoir and their application in heat and mass transfer problems

Ivan V. Vydsh[✉], Konstantin M. Fedorov

University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: vydsh3d@gmail.com[✉]

Abstract. The main problem of oil reservoir development is their layered heterogeneity. Flooding of such a reservoir leads to an early breakthrough of water through highly permeable layers and to an increase in waterlogging of the extracted products. To prevent such problem, technologies for leveling the pickup profile or flow-deflecting technologies based on pumping sedimentary gel-forming compositions into an injection well are used, which, under the influence of reservoir conditions, form barriers with reduced permeability in the bottom hole or inter-well zone of the formation. Mathematical models based on the equations of continuity, momentum, and heat influx are used to predict the use of such technologies. However, for many problems of heat and mass transfer, only rough predictions of the structure of the thermal field and estimates of the probability of certain thermal processes in the reservoir are sufficient. Therefore, the purpose of this paper is to study the features of the thermal and hydrodynamic fields propagation in a layered inhomogeneous reservoir and their application in heat and mass transfer problems. As a characteristic of field heterogeneity

neity in a layered inhomogeneous medium, a dimensionless criterion is introduced that shows how many times the radial velocity in a given field is greater than the vertical velocity. The study of the values of the heterogeneity criteria for thermal and hydrodynamic fields has shown that the hydrodynamic field is more heterogeneous than the temperature field. The performed estimates have shown that in a layered heterogeneous formation, it is necessary to take into account the heterogeneity of the vertical flow of liquids, while the thermal field aligns quickly enough in this direction and for practical forecasts and estimates it can be considered homogeneous vertically despite the layered nature of the formation.

Keywords: layered inhomogeneous formation, heat and mass transfer, thermal field, hydrodynamic field, equation of heat influx, characteristic of field inhomogeneity, propagation velocity, anisotropy

Citation: Vydsh, I. V., & Fedorov, K. M. (2025). Features of the thermal and hydrodynamic fields propagation in a layered inhomogeneous reservoir and their application in heat and mass transfer problems. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(2), 25–39. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-1-25-39>

Received Apr. 26, 2025; Reviewed May 15, 2025; Accepted May 19, 2025

Введение

Заводнение является наиболее эффективным в применении методом добычи нефти. Однако в случае слоисто-неоднородных пластов данный метод осложняется ранним прорывом воды по высокопроницаемым пропласткам и ростом обводненности добываемой продукции [Willhite, 1986]. Поэтому дальнейший процесс добычи нефти строится на применении различных геолого-технических мероприятий, направленных на изменение фильтрационных потоков в пласте по вертикали и латерали, с последующим снижением обводненности добываемой продукции.

Существует два основных класса технологий: технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), действующие в призабойной зоне пласта, т. е. вблизи нагнетательной скважины, и потокоотклоняющие технологии (ПОТ), действующие на удалении от нагнетательной скважины в межскважинном пространстве [Земцов, Мазаев, 2021].

Принцип действия технологий ВПП и ПОТ основан на закачке осадко-гелеобразующих композиций в нагнетательную скважину, которые под действием пластовых условий формируют в призабойной или межскважинной зоне слоисто-неоднородного пласта барьеры со сниженной проницаемостью. Последующая закачка воды сопровождается перераспределением потоков воды из высоко в низкопроницаемые слои и области пласта [Kabir, 2001; Seright et al., 2003; Sydansk, Romero-Zeron, 2011].

Главной особенностью указанных технологий является наличие двух принципиальных компонентов, которые при взаимодействии друг с другом образуют высоко-вязкий гель или твердый, нерастворимый водой осадок [Хисамов и др., 2002; Caili et al., 2010; Tobenna, Robert, 2012]. Для прогноза применения данных технологий используют различные физико-математические модели. Массоперенос описывается уравнением неразрывности подвижного компонента с источниками, определяющими кинетику реакций, уравнением неразрывности для выпадающего неподвижного геля или осадка, а также уравнением импульса в виде закона Дарси, который учитывает изменение скорости фильтрации в пористой среде при образовании геля или осадка [Федоров и др., 2022].

В настоящее время активно внедряются технологии, главным фактором для которых является определенная пластовая температура, например термогелеобразующие композиции [Алтунина, Кувшинов, 2013; Грачев и др., 2021; Ghaddab et al., 2010; Manrique et al., 2012]. При определенной температуре активируется химическая реакция поликонденсации с образованием низкопроницаемого геля. Причем скорость химической реакции тем выше, чем выше пластовая температура [Стромберг, 1999]. В этом случае к вышеперечисленным уравнениям необходимо добавить уравнение притока тепла и решать задачу тепломассопереноса. Тем не менее для ряда задач тепломассопереноса достаточно лишь грубых прогнозов структуры теплового поля и оценок вероятности тех или иных тепловых процессов в пласте.

Поэтому целью данной работы является исследование особенностей распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте и их применение в задачах тепломассопереноса.

Методы

Характер распространения теплового и гидродинамического полей в пористой среде зависит от геолого-физических характеристик коллектора. С одной стороны, это может быть мощный достаточно однородный по своим свойствам пласт. С другой — наиболее часто встречаемым является пласт, состоящий из нескольких тонких слоев с различными по свойствам характеристиками. На рис. 1 представлено качественное сопоставление характера распространения теплового и гидродинамического полей в однородном и слоисто-неоднородном пластах.

Рассмотрим качественно фильтрацию в однородном пласте. Движение гидродинамического фронта (фронт закачиваемой жидкости) зависит от радиальной проницаемости. Движение теплового фронта также зависит от радиальной проницаемости, но еще и определяется интенсивностью тепловых потерь в окружающие пласт породы, которая зависит от коэффициентов теплоемкости и теплопроводности пористой среды. Поэтому тепловой фронт отстает от гидродинамического фронта. В этом случае и тепловой, и гидродинамический фронты равномерно движутся в радиальном направлении вдоль простирания пласта и в каждом вертикальном сечении пласта их характеристики одинаковы.

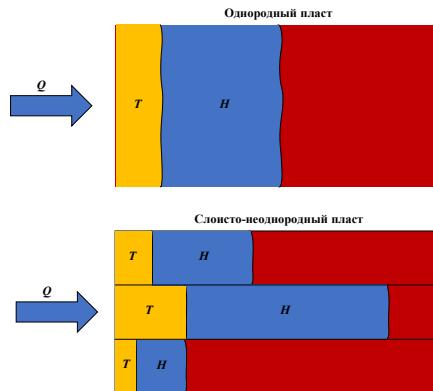


Рис. 1. Распространение теплового (T) и гидродинамического (H) полей в однородном и слоисто-неоднородном пласте

Fig. 1. Thermal (T) and hydrodynamic (H) fields propagation in homogeneous and layered heterogeneous formations

В случае слоисто-неоднородного пласта тепловые и гидродинамические процессы сильно отличаются от предыдущего случая. Движение гидродинамического фронта все также определяется радиальной проницаемостью, но для каждого слоя эта характеристика разная, поэтому и скорость распространения гидродинамического поля в каждом слое тоже разная. Движение теплового фронта также зависит от радиальной проницаемости, но интенсивность тепловых потерь в окружающие пласт породы для каждого слоя одинакова, так как коэффициент теплопроводности каждого слоя имеет практически одно и то же значение. Поэтому представление о том, что в слоисто-неоднородном пласте тепловой фронт в каждом слое распространяется с различной скоростью, является не совсем правильным.

Для исследования особенностей распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте рассмотрим задачу о закачке жидкости с температурой, отличной от пластовой. Пусть вертикальная нагнетательная скважина радиусом r_w , которую окружают добывающие скважины на расстоянии r_o , вскрывает горизонтальный пласт толщиной h , пористостью m и температурой T_r в начальный момент времени. В эту скважину проводится закачка воды с постоянным объемным расходом Q , удельной теплоемкостью c_b , плотностью ρ_l и коэффициентом теплопроводности λ_l . По ходу движения в стволе скважины вода нагревается из-за теплообмена с окружающими горными породами и на входе в пласт ее температура равна T_w . Пласт представляет собой скелет пористой среды с удельной теплоемкостью c_r , плотностью ρ_r , коэффициентом теплопроводности λ_r , насыщенный нефтью с удельной теплоемкостью c_{or} , плотностью ρ_{or} и удельным коэффициентом теплопроводности λ_{or} . В процессе разработки данного пласта вся подвижная нефть вблизи нагнетательной скважины была вытеснена водой до остаточной нефтенасыщенности S_{or} . Тогда подвижной будет только закачиваемая вода, которая занимает долю единичного объема пористой среды, равную $(1 - S_{or})$. Схема задачи представлена на рис. 2.

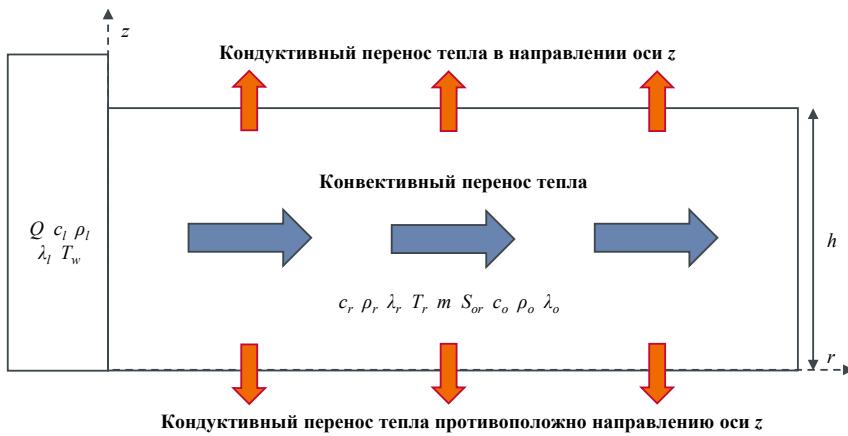


Рис. 2. Постановка задачи о закачке жидкости в слоисто-неоднородный пласт с температурой, отличной от пластовой

Fig. 2. Problem formulation of liquid injection into a layered heterogeneous reservoir with a temperature different from the reservoir

На основе однотемпературного квазидвумерного приближения Х. А. Ловерье [Lauwerier, 1955], авторами данной статьи исследовалось уравнение притока тепла в цилиндрической системе координат с центром в нагнетательной скважине [Выдыш и др., 2023]:

$$\frac{\partial T_*}{\partial t} + \frac{H_l}{H_r} v_r \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{2\lambda}{H_r h} \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0}, \quad (1)$$

где t — время, r и z — радиальная и вертикальная координаты, T_* — средняя по вертикальному сечению температура пласта, v_r — радиальная скорость фильтрации, а объемные теплоемкости закачиваемой жидкости H_l и насыщенной пористой среды H_r определяются по формулам:

$$H_l = m(1 - S_{or})\rho_l c_l, \quad (2)$$

$$H_r = (1 - m)\rho_r c_r + m(1 - S_{or})\rho_l c_l + mS_{or}\rho_o c_o. \quad (3)$$

Теплопроводность насыщенной пористой среды λ :

$$\lambda = (1 - m)\lambda_r + m(1 - S_{or})\lambda_l + mS_{or}\lambda_o. \quad (4)$$

При выводе уравнения притока тепла (1) обоснованно принимались следующие допущения:

- тепло в пласте распространяется только посредством вынужденной конвекции и только в горизонтальном направлении, так как вклад кондуктивного переноса тепла в этом же направлении гораздо меньше;

- потери тепла в окружающие породы происходят только за счет теплопроводности и только в вертикальном направлении, так как фильтрационные потоки жидкости в пласте распространяются преимущественно в радиальном направлении;
- тепловые потери через кровлю и подошву пласта равны в силу симметрии задачи, но противоположно направлены;
- адиабатическим и Джоуля–Томсона эффектами пренебрегается ввиду их малости при фильтрации жидкости по сравнению с фильтрацией газа [Валиуллин и др., 2017].

Скорость фильтрации жидкости в пористой среде вдоль радиальной координаты v_r определяется согласно закону Дарси для плоскорадиального течения следующим образом:

$$v_r = \frac{k_r \Delta P}{\mu \ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)} \frac{1}{r} = \frac{Q}{2\pi r h}, \quad (5)$$

где k_r — средневзвешенная радиальная проницаемость пласта, ΔP — разрежение на пласт, μ — вязкость закачиваемой жидкости.

Для характеристики неоднородности полей в слоисто-неоднородной среде введем безразмерный критерий Vy , показывающий, во сколько раз радиальная скорость в заданном поле больше вертикальной скорости:

$$Vy = \frac{v_r}{v_z}. \quad (6)$$

Для гидродинамического поля критерий записывается через отношение радиальной и вертикальной составляющей скорости. Скорость течения флюида при плоскорадиальном течении определяется формулой (5), а скорость потока в поперечном направлении можно определить из закона Дарси с учетом гравитационных сил [Федоров и др., 2022]:

$$v_z = \frac{k_z \Delta \rho g}{\mu}, \quad (7)$$

где k_z — проницаемость пласта по вертикали, $\Delta \rho$ — разность плотностей воды и нефти, g — ускорение свободного падения.

Тогда для гидродинамического поля критерий Vy запишется в виде:

$$Vy_H = \frac{1}{k_z \Delta \rho g} \frac{k_r \Delta P}{\ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)} \frac{1}{r} = \frac{Q \mu}{2\pi r h k_z \Delta \rho g}. \quad (8)$$

Согласно уравнению притока тепла (1) радиальная скорость распространения теплового поля определяется конвективным членом. Вертикальная составляющая определяется кондуктивным тепловым потоком.

Тогда для теплового поля критерий Vy запишется в виде:

$$Vy_T = \frac{H_l h}{2\lambda} \frac{k_r \Delta P}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \frac{1}{r} = \frac{H_l Q}{4\pi\lambda r}. \quad (9)$$

Результаты

Оценим значения критерия Vy для теплового (9) и гидродинамического (8) полей для следующих входных данных, представленных в табл. 1.

Табл. 1. Входные параметры расчета

Table 1. Input calculation parameters

Параметр	Значение	Ед. изм.
Q	300	$\text{м}^3/\text{сут}$
c_r, c_l, c_o	917, 4200, 1600	$\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$
ρ_r, ρ_l, ρ_o	2484, 1000, 880	$\text{кг}/\text{м}^3$
$\lambda_r, \lambda_l, \lambda_o$	3,26, 0,60, 0,20	$\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$
μ	0,001	Па·с
m	0,2	д. ед.
S_{or}	0,2	д. ед.
h	6	м
k_r, k_z	100, 10	$10^{-15}\cdot\text{м}^2$

Для заданных значений объемные теплоемкости закачиваемой жидкости H_l и насыщенной пористой среды H_r соответственно равны 0,672 и 2,551 МДж/(м³·К), а теплопроводность насыщенной пористой среды λ равна 2,74 Вт/(м·К).

Результаты расчетов безразмерных критериев Vy_T и Vy_H для теплового и гидродинамического полей в зависимости от радиальной координаты приведены на рис. 3.

Отношение гидродинамического и теплового критериев определяется по формуле:

$$\frac{Vy_H}{Vy_T} = \frac{2\lambda\mu}{H_l h k_z \Delta \rho g}. \quad (10)$$

Для значений параметров, приведенных в табл. 1, отношение гидродинамического и теплового критериев равно 116 и не изменяется с удалением от нагнетательной скважины.

Основные выводы из проведенных расчетов заключаются в следующем. Во-первых, отличие критериев неоднородности теплового и гидродинамического полей показывает, что гидродинамическое поле является более неоднородным, чем температурное. Во-вторых, соотношение критериев не зависит от радиальной координаты, т. е. не меняется со временем.

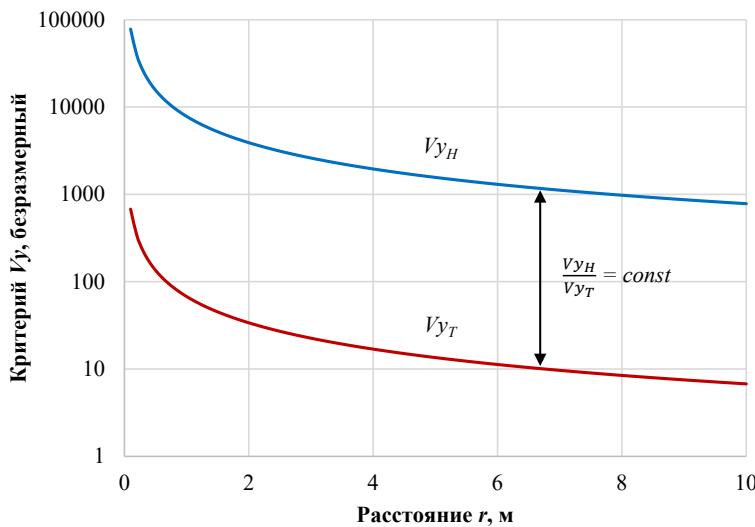


Рис. 3. Значение безразмерных критериев Vy_T и Vy_H для теплового и гидродинамического полей в зависимости от радиальной координаты

Fig. 3. The value of the dimensionless Vy_T and Vy_H criteria for thermal and hydrodynamic fields depending on the radial coordinate

Проведем сопоставление радиальных скоростей распространения теплового и гидродинамического полей:

$$\frac{v_{rH}}{v_{rT}} = \frac{H_r}{H_l}. \quad (11)$$

Для выше полученных значений объемных теплоемкостей закачиваемой жидкости и насыщенной пористой среды тепловое поле распространяется радиально почти в 4 раза медленнее, чем гидродинамическое.

Проведем сопоставление вертикальных скоростей распространения теплового и гидродинамического полей:

$$\frac{v_{zT}}{v_{zH}} = \frac{2\lambda}{H_r h} \frac{\mu}{k_z \Delta \rho g}. \quad (12)$$

Для выше заданных параметров задачи тепловое поле выравнивается по вертикали примерно в 30 раз быстрее, чем гидродинамическое.

Физически это можно объяснить тем, что теплоноситель преимущественно продвигается по высокопроницаемым пропласткам. При этом низкопроницаемые пропластки будут нагреваться или охлаждаться посредством теплопроводности [Желтов и др., 1976; Малофеев, Кеннави, 1978]. Скорость гравитационной сегрегации воды и нефти будет в несколько раз меньше, чем скорость распространения тепла в них. Главный вывод из приведенных расчетов и оценок заключается в том, что в слоисто-неодно-

родном пласте необходимо учитывать неоднородность потока жидкостей по вертикали из-за разных проводимостей пропластков пласта, в то время как тепловое поле выравнивается достаточно быстро в этом направлении. Поэтому для практических прогнозов и оценок его можно считать однородным по вертикали несмотря на слоистый характер пласта.

Выполненные оценки показали, что распространение температурного поля в слоисто-неоднородном пласте можно моделировать при помощи решения дифференциального уравнения (1), которое записано для однородного пласта.

Исследовано влияние анизотропии пласта φ на отношение гидродинамического и теплового критерииев неоднородности, которая определяется как отношение радиальной к вертикальной проницаемости пласта:

$$\varphi = \frac{k_r}{k_z}. \quad (13)$$

На рис. 4 представлена зависимость отношения гидродинамического и теплового критерииев неоднородности от анизотропии пласта.

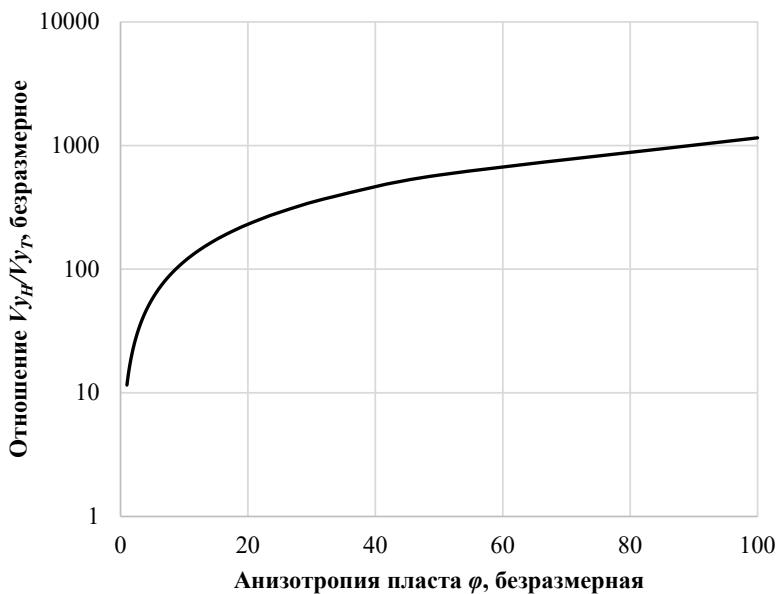


Рис. 4. Зависимость отношения гидродинамического и теплового критерииев неоднородности от анизотропии пласта

Fig. 4. Dependence of the hydrodynamic and thermal criteria ratio of heterogeneity on the anisotropy of the reservoir

Анализ рис. 4 показывает, что с ростом анизотропии пласта гидродинамическое поле становится все более неоднородным по сравнению с тепловым полем. Из-за перетоков между слоями пласта тепловое поле по вертикали будет формироваться не только за счет

тепловых потерь в окружающие горные породы, но и за счет вертикальной конвекции, что может привести к формированию неоднородного теплового поля вдоль радиального направления (рис. 5).

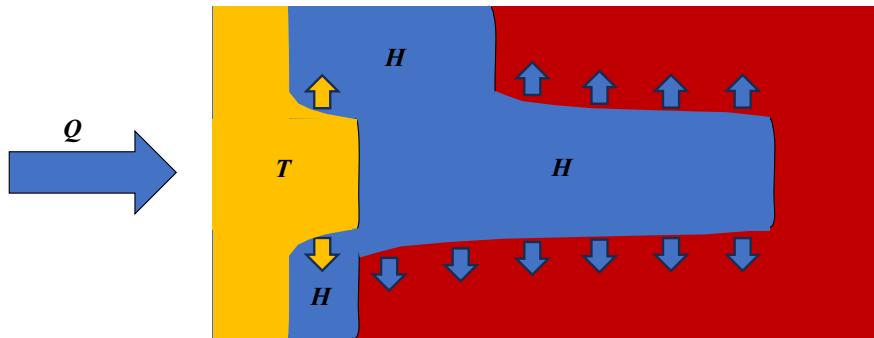


Рис. 5. Распространение теплового (T) и гидродинамического (H) полей в слоисто-неоднородном пласте с анизотропией, близкой к единице

Fig. 5. Thermal (T) and hydrodynamic (H) fields propagation in a layered inhomogeneous reservoir with anisotropy close to one

Заключение

Введенные критерии неоднородности гидродинамического и теплового полей в слоисто-неоднородном пласте и их оценки позволяют сделать следующие выводы.

Во-первых, соотношение и величины критерииев неоднородности теплового и гидродинамического полей показывают, что гидродинамическое поле по вертикали является более неоднородным, чем температурное.

Во-вторых, соотношение критериев не зависит от радиальной координаты и не меняется со временем.

Главный вывод из приведенных расчетов и оценок заключается в том, что в слоисто-неоднородном пласте необходимо учитывать неоднородность потока жидкостей по вертикали, в то время как тепловое поле выравнивается достаточно быстро в этом направлении и для практических прогнозов и оценок его можно считать однородным по вертикали, несмотря на слоистый характер пласта.

Список источников

- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. 2013. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами // Нефть. Газ. Новации. № 8. С. 18–25.
- Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Гафуров А. И., Федотов В. Я. 2017. Исследование термогидродинамических процессов на модели пористой среды // Вестник Башкирского университета. Том 22. № 2. С. 340–345.

- Выдыш И. В., Фёдоров К. М., Шевелёв А. П. 2023. Прогноз распределения температуры в пласте при вытеснении нефти флюидом с температурой, отличной от пластовой // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 2 (34). С. 6–22. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-6-22>
- Грачев С. И., Земцов Ю. В., Мазаев В. В., Грачева С. К. 2021. Регулирование разработки нефтяных месторождений физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи. Тюмень: ТИУ. 89 с.
- Желтов Ю. В., Рыжик В. М., Бернадиев М. Г., Васильков А. Г. 1976. Схема расчета параметров теплового воздействия в трещиновато-пористых пластах // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 31–34.
- Земцов Ю. В., Мазаев В. В. 2021. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). Екатеринбург: Издательские решения. 239 с.
- Малофеев Г. Е., Кеннави Ф. А. 1978. О коэффициенте теплоотдачи от теплоносителя блокам трещиноватого пласта // Известия вузов. Нефть и газ. № 1. С. 29–35.
- Стромберг А. Г. 1999. Физическая химия. М.: Высшая школа. 527 с.
- Федоров К. М., Выдыш И. В., Морозовский Н. А., Торопов К. В., Ануриев Д. А., Емельянов А. Н. 2022. Общий подход к моделированию технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. № 7 (3). С. 84–95. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-84-95>
- Федоров К. М., Шевелев А. П., Выдыш И. В., Ануриев Д. А., Морозовский Н. А., Торопов К. В. 2022. Методика оценки и прогнозирования реакции добывающих скважин на обработку нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приемистости // Нефтяное хозяйство. № 1187. С. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-106-110>
- Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш. 2002. Основы применения полимерно-сuspензионных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. № 83 (11). С. 52–56.
- Caili D., Qing Y., Fulin Z. 2010. In-depth profile control technologies in China — A review of the state of the art // Petroleum Science and Technology. Vol. 28. No. 13. Pp. 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>
- Ghaddab F., Kaddour K., Tesconi M., Brancolini A., Carniani C., Galli G. 2010. El Borma — Bright Water: A tertiary method for enhanced oil recovery for a mature field // SPE Production and Operations Conference and Exhibition (June, Tunis, Tunisia). <https://doi.org/10.2118/136140-MS>
- Kabir A. H. 2001. Chemical water and gas shutoff technology – an overview // SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference (October, Kuala Lumpur, Malaysia). <https://doi.org/10.2118/72119-MS>
- Lauwerier H. A. 1955. The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid // Applied Scientific Research, Section A. Vol. 5. No. 2. Pp. 145–160. <https://doi.org/10.1007/BF03184614>

- Manrique E., Garmeh G., Izadi M., Salehi M., Romero J., Aye N., Thomas C., Shevelev P. 2012. In-depth Sweep Efficiency Improvement: Screening Criteria and Engineering Approach for Pattern Evaluation and Potential Field Implementation // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (October, Moscow, Russia). <https://doi.org/10.2118/160749-MS>
- Seright R. S., Lane R. H., Sydansk R. D. 2003. A strategy for attacking excess water production // Society of Petroleum Engineers. No. 18 (3). Pp. 158–169. <https://doi.org/10.2118/84966-pa>
- Sydansk R. D., Romero-Zeron L. 2011. Reservoir Conformance Improvement. Society of Petroleum Engineers. 138 p.
- Tobenna O., Robert L. 2012. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding. Polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel // SPE Western Regional Meeting, March 21–23, Bakersfield, California, USA. <https://doi.org/10.2118/153740-MS>
- Willhite G. 1986. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers. 326 p.

References

- Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Increased oil recovery of fields at a late stage of development by physico-chemical methods. *Neft. Gaz. Novacii = Oil. Gas. Innovations*, 8, 18–25. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Sharafutdinov, R. F., Gafurov, A. I., & Fedotov, V. Ya. (2017). Investigation of thermohydrodynamic processes based on a porous medium model. *Vestnik Baschkirskogo universiteta = Bashkir State University Herald*, 22(2), 340–345. [In Russian]
- Vydysh, I. V., Fedorov, K. M., & Shevelev, A. P. (2023). Prediction of the temperature distribution in the reservoir when oil is displaced by a fluid with a temperature different from the reservoir. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(2), 6–22. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-6-22> [In Russian]
- Grachev, S. I., Zemtsov, Yu. V., Mazaev, V. V., & Gracheva, S. K. (2021). *Regulation of oil field development by physico-chemical methods of increasing oil recovery*. TIU. 89 p. [In Russian]
- Zheltov, Yu. V., Ryzhik, V. M., Bernadiev, M. G., & Vasil'kov, A. G. (1976). Scheme for calculating the parameters of thermal action in fractured-porous formations. *Oil Industry*, 5, 31–34. [In Russian]
- Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). *The current state of physico-chemical methods of increasing oil recovery (literary and patent review)*. Publishing Solutions. 239 p. [In Russian]
- Malofeev, G. E., & Kennavi, F. A. (1978). On the coefficient of heat transfer from the coolant to fractured formation blocks. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, 1, 29–35. [In Russian]
- Stromberg, A. G. (1999). *Physical Chemistry*. Higher school. [In Russian]
- Fedorov, K. M., Vydysh, I. V., Morozovskiy, N. A., Toropov, K. V., Anurev, D. A., & Emelyanov, A. N. (2022). A general approach to modeling technologies for leveling the pickup profile of injection wells. *PROneft'. Professional'no o nefti = Proneft. Professionally about oil*, 7(3), 84–95. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-3-84-95> [In Russian]

- Fedorov, K. M., Shevelev, A. P., Vydysh, I. V., Anurev, D. A., Morozovskiy, N. A., & Toropov, K. V. (2022). Methodology for assessing and predicting the reaction of producing wells to the treatment of injection wells using the technology of leveling the pickup profile. *Oil Industry*, 1187, 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-106-110> [In Russian]
- Khisamov R. S., Gazizov A. A., & Gazizov A. Sh. (2002). Fundamentals of polymer suspension systems for enhanced oil recovery. *Oil Industry*, 83(11), 52–56. [In Russian]
- Caili, D., Qing, Y., & Fulin, Z. (2010). In-depth profile control technologies in China — A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>
- Ghaddab, F., Kaddour, K., Tesconi, M., Brancolini, A., Carniani, C., & Galli, G. (June, 2010). *El Borma — Bright Water: A tertiary method for enhanced oil recovery for a mature field*. SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia. <https://doi.org/10.2118/136140-MS>
- Kabir, A. H. (October, 2001). *Chemical water and gas shutoff technology – an overview*. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/72119-MS>
- Lauwerier, H. A. (1955). The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid. *Applied Scientific Research, Section A*, 5(2), 145–160. <https://doi.org/10.1007/BF03184614>
- Manrique, E., Garmeh, G., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J., Aye, N., Thomas, C., & Shevelev, P. (October, 2012). *In-depth sweep efficiency improvement: screening criteria and engineering approach for pattern evaluation and potential field implementation*. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/160749-MS>
- Seright, R. S., Lane, R. H., & Sydansk, R. D. (2003). A strategy for attacking excess water production. *Society of Petroleum Engineers*, 18(3), 158–169. <https://doi.org/10.2118/84966-pa>
- Sydansk, R. D., & Romero-Zeron, L. (2011). *Reservoir Conformance Improvement*. Society of Petroleum Engineers.
- Tobenna O., Robert L. (March 21–23, 2012). *Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding, Polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel*. SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA. <https://doi.org/10.2118/153740-MS>
- Willhite G. (1986). *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers.

Информация об авторах

Иван Владимирович Выдыши, аспирант, кафедра моделирования физических процессов и систем, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
vydysh3d@gmail.com

Константин Михайлович Федоров, доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
k.m.fedorov@utmn.com

Information about the authors

Ivan V. Vydysh, Postgraduate Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
vydysh3d@gmail.com

Konstantin M. Fedorov, Dr. Sc. (Phys.-Math.), Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
k.m.fedorov@utmn.ru