


## Прогноз распределения температуры в пласте при вытеснении нефти флюидом с температурой, отличной от пластовой

Иван Владимирович Выдыш, Константин Михайлович Фёдоров,  
Александр Павлович Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: [vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com) 

**Аннотация.** Температурное поле является важным фактором, который необходимо учитывать при тепловых методах интенсификации добычи нефти. Изменение температурного поля сопровождается, в свою очередь, изменением теплофизических свойств пластовых флюидов и всей призабойной зоны в целом. К таким свойствам относятся, например, изменение вязкости флюидов, фазовые превращения или выпадение парафинов. Прогноз теплового поля в пласте при закачке флюида с температурой, которая отличается от пластовой, является важной и актуальной задачей.

Все описанные выше процессы основаны на прогнозе температурного поля и его эволюции. Для анализа теплового поля в пластах используются модели неизотермической фильтрации, заложенные в дорогостоящие коммерческие симуляторы, которые позволяют рассчитывать его детальную эволюцию в геологически сложных залежах. Однако многие задачи сводятся к определению вероятности активации того или иного теплового процесса в пласте. Поэтому целью данной работы является разработка упрощенной модели эволюции теплового поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой.

В данной работе решена стационарная задача о распределении температуры жидкости в стволе нагнетательной скважины. Разработан алгоритм определения коэффициента теплоотдачи по замерам температуры на забое скважины. Сформулирована упрощенная модель формирования температурного поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой, в приближении Ловерье. Получена формула для определения среднего значения коэффициента теплоотдачи по всей длине пласта. Показано, что коэффициент теплоотдачи зависит от теплофизических свойств закачиваемого флюида и параметров работы

нагнетательной скважины. Показано, что отсутствие замеров теплофизических свойств горных пород и пластовых жидкостей приводит к прогнозам теплового поля с максимальной неопределенностью в ближайшей к нагнетательной скважине половине участка воздействия.

**Ключевые слова:** уравнение притока тепла, геотермический градиент, схема Ловре, число Пекле, число Стэнтона, стационарное решение, коэффициент теплоотдачи

**Цитирование:** 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>

Поступила 05.04.2023; одобрена 21.06.2023; принята 30.06.2023

## Prediction of the temperature distribution in the reservoir when oil is displaced by a fluid with a temperature different from the reservoir

Ivan V. Vidysh, Konstantin M. Fedorov, Alexander P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com) ✉

**Abstract.** The temperature field is an important factor that must be considered when using thermal methods to intensify oil production. The change in the temperature field is accompanied by a change in the thermophysical properties of reservoir fluids and the entire bottom-hole zone. For example, changes in fluid viscosity, phase transformations or paraffin deposition. The prediction of the thermal field in the reservoir during fluid injection with a temperature other than the reservoir is an important and actual task.

All the processes described above are based on the prediction of the temperature field and its evolution. Non-isothermal filtration models embedded in expensive commercial simulators are used to analyze the thermal field in formations, which allow calculating its detailed evolution in geologically complex deposits. However, many tasks are reduced to determining the probability of activation of a particular thermal process in the reservoir. Therefore, the purpose of this work is to develop a simplified model of the evolution of the thermal field in the reservoir during fluid injection with a temperature different from the reservoir.

In this paper, the stationary problem of the distribution of fluid temperature in the injection well trunk is solved. An algorithm for determining the heat transfer coefficient by measuring the temperature at the bottom of the well has been developed. A simplified model of the formation of a temperature field in a reservoir during the injection of a fluid with a temperature different from the reservoir in the Lauwerier approximation is formulated. The formula for determining the average value of the heat transfer coefficient along the entire length of the formation is obtained. It is shown that the heat transfer coefficient depends on the thermophysical properties of the injected fluid and the parameters of the injection well operation. It is shown that the absence of measurements of the thermophysical properties of rocks and reservoir fluids leads to predictions of the thermal field with maximum uncertainty in the half of the impact site closest to the injection well.

**Keywords:** heat transfer equation, geothermal gradient, Lauwerier's scheme, Peclet number, Stanton's number, stationary solution, heat transfer coefficient

**Citation:** 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>

Received April 5, 2023; Reviewed June 21, 2023; Accepted June 30, 2023

## Введение

При заводнении нефтяных пластов в общем случае температура закачиваемой воды отличается от пластовой. При этом происходит изменение температурного поля вблизи нагнетательных скважин, что может сопровождаться изменением вязкости флюидов, фазовыми превращениями пластовых флюидов, например выпадением парафинов или выделением растворенного газа; в некоторых случаях большие перепады температур могут вызвать растрескивание матрицы пласта [Arias Vuitrago и др., 2016]. Поэтому прогноз теплового поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой, является важной и актуальной задачей.

Закачка теплового реагента применяется при разработке залежей, содержащих высоковязкие нефти [Moussa и др., 2018]. Прогноз структуры теплового поля в пласте в этих процессах определяет эффективность прогрева пластовой нефти и всего процесса в целом [Coats и др., 1995].

В последнее время особенно активно изучаются вопросы повышения охвата пласта заводнением. Одним из направлений таких исследований является применение реагентов, осаждение или гелирование которых приводит к перераспределению потоков в неоднородном пласте, в первую очередь, при его слоистой неоднородности [Seright, Liang, 1995; Земцов, Мазаев, 2021]. Сложилось мнение, что наиболее эффективное перераспределение потоков в пласте происходит при гелировании именно таких реагентов

в глубине пласта [Caili и др., 2010]. Для создания потокоотклоняющих барьеров в глубине пласта применяются так называемые термополимеры, реакция гелирования которых происходит в определенном температурном диапазоне [Bai и др., 2007; Ghaddab и др., 2010; Sydansk, Romero-Zeron, 2011]. Практика применения в призабойной зоне пласта гелирующих систем показывает достаточно перспективные результаты [Ручкин, Ягафров, 2005; Емельянов и др., 2019].

Все описанные выше процессы основаны на прогнозе температурного поля и его эволюции. Для анализа теплового поля в пластах используются модели неизотермической фильтрации, заложенные в дорогостоящие коммерческие симуляторы, которые позволяют рассчитывать его детальную эволюцию в геологически сложных залежах [Sydansk, Romero-Zeron, 2011; Dahbag, Enamul Hossain, 2016].

Для проведения расчетов с помощью этих симуляторов, рассчитанных на применение мощных компьютерных станций, требуется много времени. При этом для многих задач достаточно лишь грубых прогнозов структуры теплового поля и оценок вероятности тех или иных тепловых процессов в пласте. Примером таких задач является оценка структуры теплового поля для определения места гелирования термополимеров в пласте или подбор термополимеров с различными температурными интервалами гелирования для наиболее эффективного выравнивания профиля вытеснения нефти водой из неоднородного пласта и повышения охвата пласта заводнением.

Целями работы являются:

- разработка упрощенной модели эволюции теплового поля в пласте, учитывающей лишь наиболее важные механизмы теплопереноса;
- решение обратной задачи об определении коэффициента теплоотдачи в пласт по результатам замеров забойной температуры;
- решение задачи об эволюции теплового поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой.

## Методы

### Распределение температуры жидкости в стволе нагнетательной скважины

Задача о прогреве/охлаждении пласта распадается на две: расчет температурного поля в нагнетательной скважине и решение уравнения транспорта тепла непосредственно в пласте. Рассмотрим первоначально первую подзадачу. В вертикальной нагнетательной скважине глубиной  $l$ , радиусом  $r_w$  движется несжимаемая жидкость (вода / тепловой агент) с температурой, отличной от окружающих пород, с постоянным расходом  $Q$ , плотностью  $\rho$  и удельной теплоемкостью  $c$  (рис. 1).

Теплоперенос в скважине определяется конвективным потоком движущейся жидкости и тепловыми потерями в окружающие породы через конструкцию стенок скважины. Для определения характера движения жидкости по скважине оценим число Рейнольдса ( $Re$ ), используя характерные значения параметров задачи:  $r_w = 0,1$  м, вязкость жидкости

$\mu = 1$  сП, расход жидкости  $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Согласно полученной оценке, значение  $Re$  более 20 000, что свидетельствует о хорошо развитом турбулентном течении. Тогда, пренебрегая пристеночным вязким слоем вблизи стенки скважины, будем считать, что скорость жидкости в поперечном сечении скважины  $v$  будет постоянной. Стационарное уравнение теплопроводности для данной задачи в цилиндрической системе координат записывается следующим образом:

$$v \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{\lambda}{c\rho} \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - \left( \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) \right], \quad (1)$$

где  $T$  — температура жидкости;  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности;  $t$  — время;  $r$ ,  $z$  — радиальная и вертикальная координаты.

Оценка соотношения для конвективного потока тепла вдоль оси  $z$  и потока за счет теплопроводности или теплового числа Пекле ( $Pe$  порядка  $10^9$ ) показывает, что теплопроводностью вдоль оси  $z$  в рассматриваемой задаче можно пренебречь. Тогда уравнение теплопроводности примет вид:

$$v \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{\lambda}{c\rho} \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right]. \quad (2)$$

Введем среднюю по поперечному сечению скважины температуру жидкости, для чего проинтегрируем уравнение (2) по радиусу внутри скважины:

$$v \frac{\partial T_*}{\partial z} = \frac{2\lambda}{c\rho r_w^2} \left[ \left( r \frac{\partial T_*}{\partial r} \right)_{r=r_w} - \left( r \frac{\partial T_*}{\partial r} \right)_{r=0} \right], \quad (3)$$

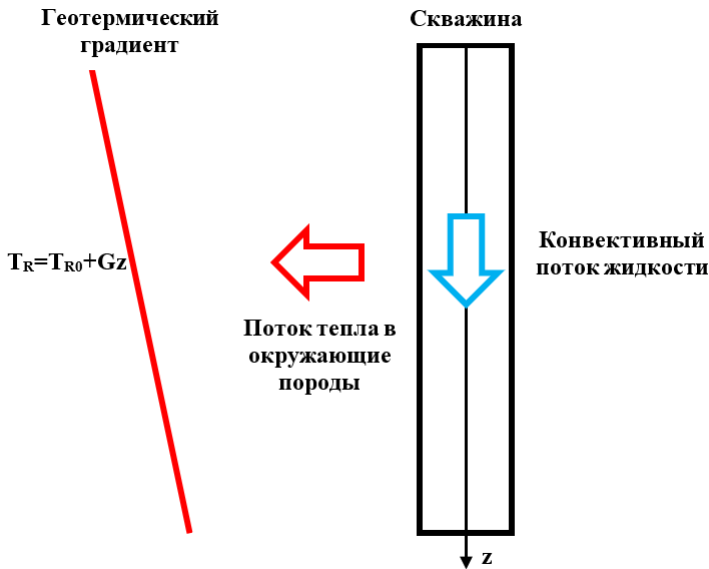
$$T_* = \frac{1}{\pi r_w^2} \int_0^{r_w} 2\pi r T dr. \quad (4)$$

Теплоперенос в силу симметрии потока в центре скважины равен нулю, а для моделирования тепловых потерь в окружающие породы через стенку скважины используем закон Ньютона — Рихмана [Лыков, 1967]:

$$-\lambda \left( \frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \alpha (T_* - T_R), \quad (5)$$

$$T_R(z) = T_{R_0} + Gz, \quad (6)$$

где  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи;  $T_R$  — температура окружающей среды, а именно горных пород вокруг нагнетательной скважины;  $T_{R_0}$  — среднегодовая температура земной поверхности, или температура нейтрального слоя [Короновский, Ясаманов, 2011]. Изменение температуры горной породы по мере увеличения глубины определяется геотермическим градиентом  $G$  [Богословский и др., 2018], т. е. температура горной породы, исходя из определения геотермического градиента, есть линейная функция от координаты  $z$  (рис. 1).



**Рис. 1.** Постановка задачи о температурном поле в нагнетательной скважине

**Fig. 1.** Statement of the problem of the temperature field in the injection well

Таким образом, приближенное распределение температуры в нагнетательной скважине определяется уравнением:

$$v \frac{\partial T_*}{\partial z} = \frac{2\alpha}{c\rho r_w} (T_* - T_{R_0} - Gz). \quad (7)$$

Для общности решения введем следующие безразмерные переменные:

$$Z = \frac{z}{l}, \quad \theta = \frac{T - T_0}{T_R - T_{R_0}}, \quad (8)$$

где  $T_0$  — температура жидкости на устье скважины.

Уравнение (7) в безразмерных переменных примет вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial Z} = -St(\theta + \theta_0 - Z), \quad (9)$$

$$\theta_0 = \frac{T_0 - T_{R_0}}{T_R - T_{R_0}}, \quad St = \frac{2\pi r_w l \alpha}{Qc\rho}. \quad (10)$$

Применение граничного условия первого рода  $T_*(z=0) = T_0$  или  $\theta(Z=0) = 0$  позволяет получить следующее решение:

$$\theta(Z) = Z - \left( \theta_0 + \frac{1}{St} \right) (1 - e^{-StZ}). \quad (11)$$

Полученное выражение позволяет решить обратную задачу по определению коэффициента теплоотдачи при известном значении температуры в какой-либо точке скважины, например на забое. Современные методы исследования скважин позволяют производить замеры температуры в скважине без ее остановки.

При замере температуры на забое  $T_w$  определим значение числа Стэнтона ( $St$ ). Для этого необходимо решить следующее уравнение:

$$St = \frac{1}{\left(\frac{1-\theta_w}{1-e^{-St}}\right) - \theta_0}, \quad (12)$$

$$\theta_w = \frac{T_w - T_0}{T_R - T_{R_0}}. \quad (13)$$

Решение трансцендентного уравнения относительно числа Стэнтона (12) можно получить методом итераций [Тихонов, Самарский, 1977]. Пусть его решением является число  $St_c$ , тогда искомый коэффициент теплоотдачи определится по формуле:

$$\alpha = \frac{Qc\rho}{2\pi r_w l} St_c. \quad (14)$$

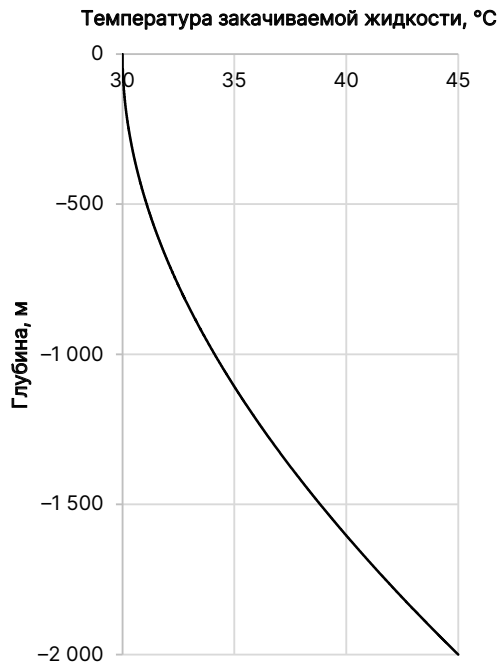
Для примера рассмотрим закачку воды с температурой на устье  $30\text{ }^\circ\text{C}$ , плотностью  $1\ 000\text{ кг/м}^3$ , удельной теплоемкостью  $4\ 200\text{ Дж/(кг}\cdot\text{ }^\circ\text{C)}$  при постоянном расходе  $300\text{ м}^3/\text{сут}$  в вертикальную, вскрывающую пласт с температурой  $90\text{ }^\circ\text{C}$ , скважину глубиной  $2\ 000\text{ м}$ , радиусом  $0,1\text{ м}$ . Геотермический градиент равен  $0,03\text{ }^\circ\text{C/м}$ . Замер температуры на забое скважины показал значение, равное  $45\text{ }^\circ\text{C}$ .

По формулам (12) и (14) рассчитано число  $St_c = 0,606$ , что позволило определить коэффициент теплоотдачи  $\alpha = 7,031\text{ Вт/(м}^2\cdot\text{ }^\circ\text{C)}$ . С учетом определения  $\alpha$  по данным температуры на забое получено, согласно (11), распределение температуры вдоль ствола скважины, которое приведено на рис. 2.

### Нестационарное и квазистационарное тепловые поля в пласте в приближении Ловерье

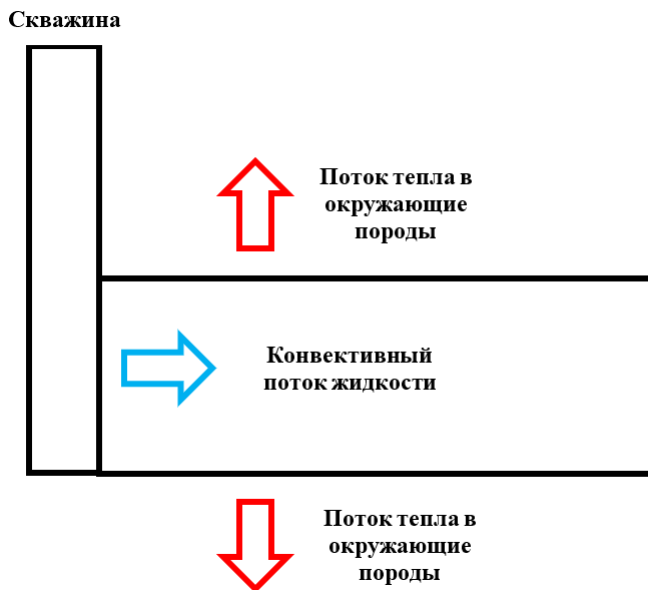
Рассмотрим следующую подзадачу о закачке жидкости с постоянным расходом  $Q$ , плотностью  $\rho_l$ , удельной теплоемкостью  $c_l$ , коэффициентом теплопроводности  $\lambda$  и температурой на входе в пласт  $T_w$ . Рассматриваемый пласт характеризуется следующими параметрами: толщиной  $h$ , пористостью  $m$ , плотностью  $\rho_r$ , удельной теплоемкостью  $c_r$ , коэффициентом теплопроводности  $\lambda_r$  и температурой  $T_r$  в начальный момент времени (рис. 3).

Оценки показывают, что теплообмен пластовых жидкостей и скелета пористой среды происходит значительно быстрее фильтрационных процессов, и это позволяет принять однотемпературную гипотезу о мгновенном выравнивании температур фаз [Басниев и др., 1986].



**Рис. 2.** Распределение температуры закачиваемой воды вдоль ствола нагнетательной скважины

**Fig. 2.** Distribution of the injected water temperature along the injection well bore



**Рис. 3.** Схема системы «нагнетательная скважина — пласт»

**Fig. 3.** Scheme of the “injection well — formation” system



Уравнение притока тепла получается при вычитании уравнения сохранения кинетической энергии или теоремы живых сил из общего закона сохранения полной энергии [Баширов и др., 1984; Нигматулин, 1987]. Пренебрегая эффектами Джоуля — Томсона и адиабатического расширения, запишем уравнение притока тепла в цилиндрической системе координат с центром в нагнетательной скважине, которую окружают добывающие скважины с контуром питания  $r_c$ , что позволяет снизить размерность анализируемой системы до трех независимых переменных  $t, r, z$ .

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi rh} \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda_{ef}}{H_r} \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right], \quad (15)$$

где  $H_l = c_l \rho_l m$ ,  $H_r = c_r \rho_r (1-m) + H_l$ ,  $\lambda_{ef} = \lambda_r (1-m) + \lambda_l m$ . (16)

Введем среднюю по вертикальному сечению температуру пласта:

$$T_* = \frac{1}{h} \int_0^h T dz, \quad (17)$$

тогда уравнение притока тепла (15) можно записать в следующем виде:

$$\frac{\partial T_*}{\partial t} + \frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi rh} \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{\lambda_{ef}}{H_r} \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_*}{\partial r} \right) + \frac{1}{h} \left( \frac{\partial T_*}{\partial z} \right)_{z=h} - \frac{1}{h} \left( \frac{\partial T_*}{\partial z} \right)_{z=0} \right]. \quad (18)$$

В силу симметрии задачи тепловые потери через кровлю и подошву пласта равны, но противоположно направлены. Как и в предыдущей задаче (5), для их определения применим закон Ньютона — Рихмана:

$$-\lambda \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} = \alpha (T_* - T_r). \quad (19)$$

Выражение (19) позволяет свести уравнение притока тепла (18) к двум независимым переменным:

$$\frac{\partial T_*}{\partial t} + \frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi rh} \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{\lambda_{ef}}{H_r} \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_*}{\partial r} \right) \right] - \frac{2\alpha_r}{H_r h} (T_* - T_r). \quad (20)$$

Введем следующие безразмерные переменные:

$$X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}, \quad \tau = \frac{QH_l}{\pi(r_c^2 - r_w^2)hH_r} t, \quad \theta = \frac{T_* - T_w}{T_r - T_w}. \quad (21)$$

Тогда уравнение притока тепла в безразмерном виде примет вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \frac{\partial \theta}{\partial X} = \frac{1}{\text{Pe}} \left[ \frac{\partial}{\partial X} \left( \left[ X + \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2} \right] \frac{\partial \theta}{\partial X} \right) \right] - \text{St}(\theta - 1). \quad (22)$$

Таким образом, выделены следующие безразмерные комплексы, определяющие особенности процесса:

$$Pe = \frac{QH_l}{4\pi h \lambda_{ef}}, \quad (23)$$

$$St = \frac{2\pi(r_c^2 - r_w^2)\alpha_r}{QH_l}. \quad (24)$$

Первый параметр — тепловое число Пекле (Pe) — характеризует соотношение конвективного и кондуктивного механизмов переноса тепла. Второй — число Стэнтона (St) — показывает соотношение теплопередачи тепла в пласт к конвективному тепловому потоку в пласте. Произведение чисел Пекле и Стэнтона есть число Нуссельта (Nu), отражающее соотношение тепловых потерь из пласта к кондуктивному потоку тепла:

$$Nu = Pe \cdot St = \frac{(r_c^2 - r_w^2)\alpha_r}{2h\lambda_{ef}}. \quad (25)$$

В качестве примера рассмотрим пласт толщиной 10 м с центром, в котором расположена нагнетательная скважина радиусом 0,1 м, окруженная добывающими скважинами на контуре, равном 300 м. Пусть эффективный коэффициент теплопроводности для системы «скелет породы с насыщающей его жидкостью» равен 2 Вт/(м·°С), а коэффициент теплоотдачи пласта — 1,5 Вт/(м²·°С). Для данных значений число Нуссельта равно 3 375. Это говорит о том, что тепловые потери в кровлю и подошву пласта гораздо больше кондуктивного потока тепла. Тогда в уравнении (22) можно пренебречь слагаемым с числом Пекле:

$$\frac{\partial\theta}{\partial\tau} + \frac{\partial\theta}{\partial X} = -St(\theta - 1). \quad (26)$$

Для поставленной задачи найдем стационарное решение уравнения (22), которое с учетом сделанных оценок будет иметь вид:

$$\theta = 1 - e^{-StX}. \quad (27)$$

### Оценка среднего значения коэффициента теплоотдачи из пласта в окружающие породы

Рассмотрим задачу определения тепловых потерь через кровлю и подошву пласта. Поскольку в общем случае тепловые потери из пласта зависят от времени, определим среднее значение коэффициента теплоотдачи за время развития теплового поля в пласте. Тепловые потери определяются эволюцией теплового поля в окружающих пласт породах. Кондуктивный транспорт тепла в окружающих породах при допущении малости горизонтальных потоков определяется классическим одномерным уравнением теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left( \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \quad a = \frac{\lambda_o}{c_o \rho_o}, \quad (28)$$

где  $T$  — температура в окружающих породах;  $\lambda_o$ ,  $c_o$  и  $\rho_o$  — соответственно теплопроводность, удельная теплоемкость и плотность окружающих пород;  $a$  — температуропроводность горных пород.

Аналитическое решение задачи для однородных начальных ( $T = T_r$ ) и граничных условий первого рода ( $T(z = 0) = T_x$ ,  $T(z = \infty) = T_r$ ) имеет вид [Лыков, 1967]:

$$T = T_r - (T_r - T_x) \cdot \operatorname{erfc} \left( \frac{z}{2\sqrt{a(t-t_x)}} \right), \quad (29)$$

где  $t_x$  — время подхода по пласту теплового фронта к заданному сечению.

Определяемые по закону Фурье тепловые потери из пласта в окружающие породы с учетом аналитического решения равны:

$$q = -\lambda_o \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} = \frac{\lambda_o (T_x - T_r)}{\sqrt{\pi a (t - t_x)}}. \quad (30)$$

Если тепловые потери задать в виде закона Ньютона — Рихмана, т. е.

$$q = \alpha_r (T_x - T_r), \quad (31)$$

тогда можно определить зависимость коэффициента теплоотдачи от времени:

$$\alpha_r = \frac{\lambda_o}{\sqrt{\pi a (t - t_x)}}. \quad (32)$$

Пусть скорость распространения теплового фронта по пласту равна  $v_T$ , тогда интервал времени от момента подхода этого фронта в точку  $x$  до текущего значения равен

$$t - t_x = \frac{r}{v_T} = \frac{2\pi h H_r r^2}{QH_l}. \quad (33)$$

Выражение для скорости теплового фронта взяты из уравнения (15), полученного выше.

Определим среднее значение коэффициента теплоотдачи по пространству или по интервалу распространения теплового поля в пласте:

$$\overline{\alpha_r} = \frac{1}{\pi(r_c^2 - r_w^2)} \int_{r_w}^{r_c} \alpha_r 2\pi r dr = \frac{\lambda_o}{\pi(r_c + r_w)} \sqrt{\frac{2QH_l}{ahH_r}}. \quad (34)$$

В выражение (34) входят как параметры, изменение которых незначительно, например теплофизические свойства жидкости и пласта, так и параметры, которые являются определяющими для рассмотренных радиуса контура питания и расхода на единицу толщины пласта (удельный расход). Оценки показывают, что для месторождений Западной Сибири удельный расход на единицу толщины продуктивного интервала может меняться в диапазоне от 20 до 70 м<sup>2</sup>/сут. Для данных значений средний коэффициент теплоотдачи по пласту изменяется от  $5,2 \cdot 10^{-3}$  до  $72,7 \cdot 10^{-3}$  Вт/(м<sup>2</sup>·°С). Поэтому корректный выбор параметров работы скважины способствует пониманию структуры теплового поля в пласте.

## Результаты

Рассмотрим решение задачи о формировании стационарного температурного поля в пласте вследствие закачки жидкости с температурой, отличной от пластовой. Теплофизические свойства закачиваемой жидкости, пласта и окружающих пород, а также параметры пласта и работы скважины, используемые для расчетов, указаны в таблице 1.

**Таблица 1.** Используемые для расчетов значения параметров модели

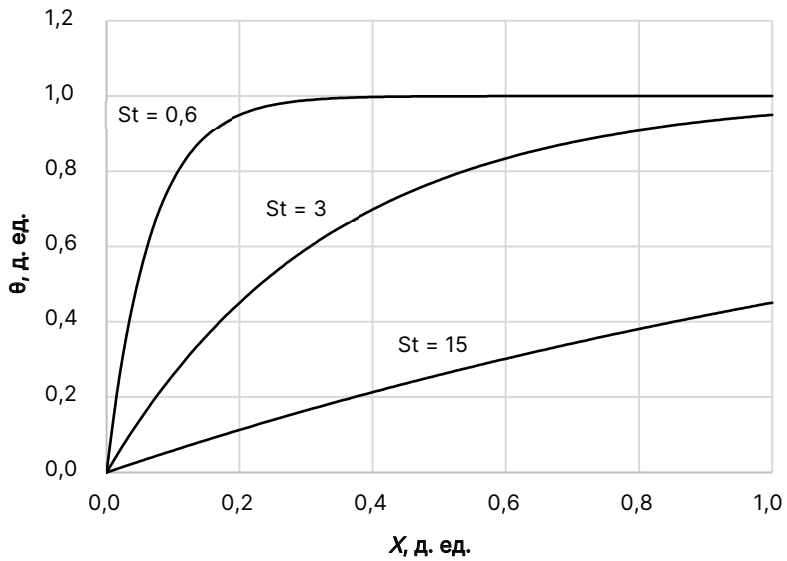
**Table 1.** Model parameter values used for calculation

Обозначение	Значение
$T_{w1}$ , °C	45
$\rho_f$ , кг/м <sup>3</sup>	1 000
$c_f$ , Дж/(кг·°C)	4 200
$\lambda_f$ , Вт/(м·°C)	0,6
$T_{r1}$ , °C	90
$\rho_r$ , кг/м <sup>3</sup>	2 300
$c_r$ , Дж/(кг·°C)	960
$\lambda_r$ , Вт/(м·°C)	2,5
$\lambda_o$ , Вт/(м·°C)	0,99
$a$ , м <sup>2</sup> /с	$9,5 \cdot 10^{-7}$
$m$ , д. ед.	0,2
$h$ , м	10
$r_c$ , м	300
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	300
$r_{w1}$ , м	0,1

Рассчитаем по формуле (34) среднее значение коэффициента теплоотдачи, которое определяет число Стэнтона (24). Для значений параметров из таблицы 1 расчеты показали, что коэффициент теплоотдачи равен 0,016 Вт/(м<sup>2</sup>·°C), а соответствующее число Стэнтона примерно равно 3.

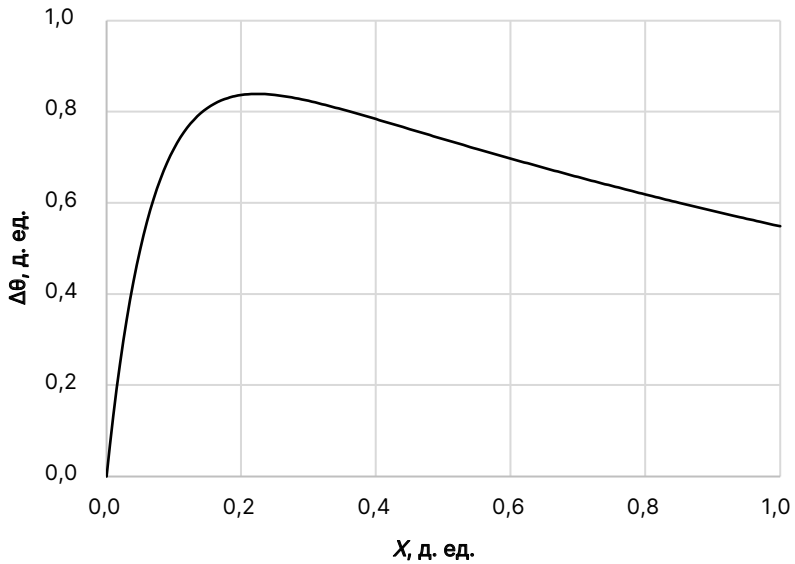
На рис. 4 представлено распределение температуры, полученное по формуле (27), для различных чисел Стэнтона. Изменение числа Стэнтона от 0,6 до 15 показывает основной рабочий диапазон значений, которые возможно получить для месторождений, на которых применяется закачка жидкости с температурой, отличной от пластовой.

При неопределенном значении числа Стэнтона (отсутствии измерений теплофизических параметров) можно оценить разброс или неопределенность прогноза теплового поля как разность температур при максимальном и минимальном значениях этого числа из рис. 4. Эти данные приведены на рис. 5, который показывает, что максимальный разброс температур или неопределенность прогноза теплового поля относится к первой половине пласта.



**Рис. 4.** Распределение температуры в круговом пласте при различных значениях числа Стэнтона

**Fig. 4.** Temperature distribution in the circle sector of a reservoir at different values of the Stanton number



**Рис. 5.** Неопределенность прогноза теплового поля пласта

**Fig. 5.** Uncertainty in the thermal field prediction

## Выводы

1. Анализ гидродинамики процессов заводнения нефтяных пластов водой, отличающейся по температуре от пластового значения, и применения тепловых методов повышения нефтеотдачи ставит актуальные задачи оценочного анализа тепловых эффектов и распределения температуры в пласте. Для решения этих задач предлагается приближенное решение о распределении температуры в пласте при закачке флюида в пласт с температурой, отличной от пластовой.
2. Решена стационарная задача о распределении температуры жидкости в стволе нагнетательной скважины. На основе решения обратной задачи разработан алгоритм определения коэффициента теплоотдачи по замерам температуры в скважине.
3. Сформулирована упрощенная модель формирования температурного поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой. В основу модели положено однотемпературное приближение в пористой среде, а также пренебрежение баротермическим эффектом и эффектом Джоуля — Томпсона. Для снижения размерности уравнения притока тепла обосновывается применение схемы Ловерье.
4. На основе оценок характерных значений чисел Пекле и Стэнтона стационарная задача сводится к одномерной, для которой получено аналитическое решение о формировании стационарного температурного поля в пласте.
5. Получена формула для определения среднего значения коэффициента теплоотдачи по всей длине пласта. Показано, что коэффициент теплоотдачи в данной постановке задачи зависит от теплофизических свойств закачиваемого флюида и параметров работы нагнетательной скважины.
6. Показано, что отсутствие замеров теплофизических свойств горных пород и пластовых жидкостей приводит к прогнозам теплового поля с максимальной неопределенностью в ближайшей к нагнетательной скважине половине участка воздействия.

## Список источников

- Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В. М. 1986. Подземная гидравлика: учеб. для вузов. М.: Недра. 303 с.
- Баширов В. В., Федоров К. М., Овсюков А. В. 1984. Неизотермическое движение жидкости и газа в пористых средах и задачи увеличения нефтеотдачи пластов тепловыми методами. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та. 84 с.
- Богословский В. А., Горбачев Ю. И., Жигалин А. Д., Калинин А. В., Попов М. Г., Пушкарев П. Ю., Модин И. Н., Никитин А. А., Никитин Ан. А., Степанов П. Ю., Хмелевский В. К. 2018. Геофизика: учеб. пос., электрон. изд. сетевого распространения. М.: КДУ, Добросвет.
- Емельянов Э. В., Земцов Ю. В., Дубровин А. В. 2019. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов

- Усть-Тегусского месторождения // Нефтепромысловое дело. № 11 (611). С. 76–82. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-76-82](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82)
- Земцов Ю. В., Мазаев В. В. 2021. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). Екатеринбург: Издательские решения. 239 с.
- Короновский Н. В., Ясаманов Н. А. 2011. Геология: учеб. для студентов вузов. 7-е изд., перераб. М.: Академия. 445, [1] с.
- Лыков А. В. 1967. Теория теплопроводности: учеб. пос. для студентов теплотехн. спец. вузов. М.: Высшая школа. 599 с.
- Нигматулин Р. И. 1987. Динамика многофазных сред: в 2 ч. Часть 1. М.: Наука. 464 с.
- Ручкин А. А., Ягафаров А. К. 2005. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук. 165 с.
- Тихонов А. Н., Самарский А. А. 1977. Уравнения математической физики: учеб. пос. для вузов. 5-е изд., стер. М.: Наука. 735 с.
- Arias Buitrago J. A., Alzate-Espinosa G. A., Arbelaez-Londono A., Morales C. B., Chalaturnyk R. J., Zambrano G. 2016. Influence of confining stress in petrophysical properties changes during thermal recovery in silty sands Colombia // SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference (19–20 October 2016, Lima, Peru). Paper SPE-181197-MS. <https://doi.org/10.2118/181197-MS>
- Bai B., Liu Y., Coste J.-P., Li L. 2007. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol. 10. No. 2. Pp. 176–184. <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
- 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>
- Coats K. H., Thomas L. K., Pierson R. G. 1995. Compositional and black oil reservoir simulation // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol. 1. No. 4. Pp. 372–379. <https://doi.org/10.2118/50990-PA>
- Dahbag M. S., Enamul Hossain M. 2016. Simulation of ionic liquid flooding for chemical enhance oil recovery using CMG STARS software // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition (25–28 April 2016, Dammam, Saudi Arabia). Paper SPE-182836-MS. <https://doi.org/10.2118/182836-MS>
- 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 (8–10 June 2010, Tunis, Tunisia). Paper SPE-136140-MS. <https://doi.org/10.2118/136140-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>
- Moussa T. M., Patil S., Mahmoud M. A. 2018. Performance analysis of a novel heavy oil recovery process using *in-situ* steam generated by thermochemicals // SPE Western Regional Meeting (22–26 April 2018, Garden Grove, California, USA). Paper SPE-190074-MS. <https://doi.org/10.2118/190074-MS>

- Seright R. S., Liang J. 1995. A comparison of different types of blocking agents // SPE European Formation Damage Conference (15–16 May 1995, The Hague, Netherlands). Paper SPE-30120-MS. <https://doi.org/10.2118/30120-MS>
- Sydansk R. D., Romero-Zeron L. 2011. Reservoir Conformance Improvement. Society of Petroleum Engineers. 138 p.

## References

- Basniev, K. S., Vlasov, A. M., Kochina, I. N., & Maksimov, V. M. (1986). *Underground hydraulics. Nedra*. [In Russian]
- Bashirov, V. V., Fedorov, K. M., & Ovsiyukov, A. V. (1984). *Non-isothermal movement of liquid and gas in porous media and problems of increasing oil recovery by thermal methods*. Bashkir State University Publishing House. [In Russian]
- Bogoslovskij, V. A., Gorbachev, Yu. I., Zhigalin, A. D., Kalinin, A. V., Popov, M. G., Pushkarev, P. Yu., Modin, I. N., Nikitin, A. A., Nikitin, An. A., Stepanov, P. Yu., & Hmelevskij, V. K. (2018). *Geophysics*. KDU, Dobrosvet. [In Russian]
- Emelyanov, E. V., Zemtsov, Yu. V., & Dubrovin, A. V. (2019). Experience of flow-diverting technologies application under conditions of sharp heterogeneity of productive horizons of Ust-Tegusky field. *Oilfield Business*, (11), 76–82. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-76-82](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82) [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. [In Russian]
- Koronovskij, N. V., & Yasamanov, N. A. (2011). *Geology* (7<sup>th</sup> ed.). Academy. [In Russian]
- Lykov, A. V. (1967). *Theory of thermal conductivity*. High School. [In Russian]
- Nigmatulin, R. I. (1987). *Dynamics of multiphase media: in 2 parts. Part 1*. Nauka. [In Russian]
- Ruchkin, A. A., & Yagafarov, A. K. (2005). *Optimization of the application of flow-bending technologies at the Samotlorskoye field*. Vector Buk. [In Russian]
- Tihonov, A. N., & Samarskij, A. A. (1977). *Equations of mathematical physics* (5<sup>th</sup> ed.). Science. [In Russian]
- Arias Buitrago, J. A., Alzate-Espinosa, G. A., Arbelaez-Londono, A., Morales, C. B., Chalaturnyk, R. J., & Zambrano, G. (2016, October 19–20). *Influence of confining stress in petrophysical properties changes during thermal recovery in silty sands Colombia* [Conference paper SPE-181197-MS]. SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, Lima, Peru. <https://doi.org/10.2118/181197-MS>
- Bai, B., Liu, Y., Coste, J.-P., & Li, L. (2007). Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(2), 176–184. <https://doi.org/10.2118/89468-PA>
- 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>
- Coats, K. H., Thomas, L. K., & Pierson, R. G. (1995). Compositional and black oil reservoir simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(4), 372–379. <https://doi.org/10.2118/50990-PA>
- Dahbaj, M. S., & Enamul Hossain, M. (April 25–28, 2016). *Simulation of ionic liquid flooding for chemical enhance oil recovery using CMG STARS software* [Conference paper SPE-182836-MS].



- SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/182836-MS>
- Ghaddab, F., Kaddour, K., Tesconi, M., Brancolini, A., Carniani, C., & Galli, G. (2010, June 8–10). *El Borma — Bright Water®: A tertiary method for enhanced oil recovery for a mature field* [Conference paper SPE-136140-MS]. SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia. <https://doi.org/10.2118/136140-MS>
- Lauwierier, 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>
- Moussa, T. M., Patil, S., & Mahmoud, M. A. (2018, April 22–26). *Performance analysis of a novel heavy oil recovery process using in-situ steam generated by thermochemicals* [Conference paper SPE-190074-MS]. SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA. <https://doi.org/10.2118/190074-MS>
- Seright, R. S., & Liang, J. (1995, May 15–16). *A comparison of different types of blocking agents* [Conference paper SPE-30120-MS]. SPE European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands. <https://doi.org/10.2118/30120-MS>
- Sydansk, R. D., & Romero-Zeron, L. (2011). *Reservoir conformance improvement*. Society of Petroleum Engineers.

## Информация об авторах

*Иван Владимирович Выдыш*, магистрант кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com)

*Константин Михайлович Фёдоров*, доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[k.m.fedorov@utmn.ru](mailto:k.m.fedorov@utmn.ru)

*Александр Павлович Шевелёв*, кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru)

## Information about the authors

*Ivan V. Vydysch*, Master Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com)

*Konstantin M. Fedorov*, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific Advisor, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[k.m.fedorov@utmn.ru](mailto:k.m.fedorov@utmn.ru)

*Alexander P. Shevelev*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru)