

Математическое моделирование
Mathematical modeling

УДК 621.372.8
<https://doi.org/10.32362/2500-316X-2025-13-5-104-118>
EDN ZTAAYP



НАУЧНАЯ СТАТЬЯ

Моделирование теплофизических процессов в нефтяном пласте при прогреве в остановленной скважине

С.Е. Савотченко^{1, 2, @}, В.А. Захаров²

¹ МИРЭА – Российский технологический университет, Москва, 119454 Россия

² Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, 117997 Россия

@ Автор для переписки, e-mail: savotchenkose@mail.ru

• Поступила: 15.07.2024 • Доработана: 08.12.2024 • Принята к опубликованию: 23.07.2025

Резюме

Цели. Выявление закономерностей теплофизических процессов в пластах является важной и актуальной задачей нефтедобывающей отрасли. Одним из способов повышения эффективности нефтеотдачи в условиях трудноизвлекаемых запасов является тепловое воздействие на пласт. При нагреве остановленной скважины в пласте формируются нестационарные тепловые потоки, поэтому в вопросах оптимизации добывающих технологий таких процессов широко применяется построение адекватных математических моделей. Цель работы – развитие возможностей применения методов математического моделирования и установление на их основе зависимостей распределения нестационарных полей теплофизических характеристик в пласте при нагревании скважины от ее параметров и свойств сред.

Методы. Используются теория тепло- и массопереноса, методы математической физики, аналитические и численные методы, алгоритмы, методы компьютерного моделирования и разработки приложений, современные языки программирования и их библиотеки.

Результаты. Проведено теоретическое описание пласта, насыщенного нефтью, водой и парогазовой смесью. Получена замкнутая система уравнений тепло- и массопереноса при учете диффузионно-капельных и тепловых потоков и фазовых превращений. Сформулирована математическая постановка модели, представляющая собой начально-краевую задачу для уравнений, связывающих температуру, насыщенность и давление компонентов насыщающей жидкости в пласте. Разработаны численные алгоритмы решения такой задачи и проведена их программная реализация. Разработано приложение для компьютерной реализации модели с удобной визуализацией результатов расчетов, состоящей из нескольких компонентов (модулей). С использованием разработанного программного обеспечения проведены численные эксперименты для изучения того, как различные факторы, такие как свойства скелета пласта и насыщающей жидкой фазы, характеристики нагревателя, влияют на теплофизические процессы в пласте.

Выводы. Разработанная модель позволяет наглядно описать нестационарные распределения теплофизических характеристик, формируемых тепловым и диффузионно-капельным потоками в пласте в процессе прогрева остановленной скважины. Полученные результаты расширяют представления о закономерностях теплофизических процессов и свойствах насыщающей фазы в пласте при тепловом воздействии.

Ключевые слова: теплофизические процессы, теплоперенос, массоперенос, тепловой поток, диффузионно-капельный поток, уравнение теплопроводности, уравнение теплопереноса, теплопроводность, тепловое воздействие на пласт, прогрев скважины

Для цитирования: Савотченко С.Е., Захаров В.А. Моделирование теплофизических процессов в нефтяном пласте при прогреве в остановленной скважине. *Russian Technological Journal*. 2025;13(5):104–118. <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2025-13-5-104-118>, <https://www.elibrary.ru/ZTAAYP>

Прозрачность финансовой деятельности: Авторы не имеют финансовой заинтересованности в представленных материалах или методах.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

RESEARCH ARTICLE

Modeling of thermophysical processes in an oil reservoir during heating in a stopped well

Sergey E. Savotchenko^{1, 2, @}, Vasily A. Zakharov²

¹ MIREA – Russian Technological University, Moscow, 119454 Russia

² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, 117997 Russia

@ Corresponding author, e-mail: savotchenkose@mail.ru

• Submitted: 15.07.2024 • Revised: 08.12.2024 • Accepted: 23.07.2025

Abstract

Objectives. An important and urgent task of the oil producing industry is the identification of patterns of thermophysical processes in reservoirs. One approach to improving the efficiency of oil recovery in conditions of hard-to-recover reserves involves thermal action on the reservoir. The construction of mathematical models for describing such processes to optimize production technologies is based on the formation of nonstationary heat flows in the reservoir when a stopped well is heated. The application of mathematical modeling methods considered in the work forms a basis for calculating the distribution dependencies of nonstationary fields of thermophysical characteristics in the reservoir when heating the well to its parameters and the properties of the environments.

Methods. The work is based on heat- and mass-transfer theory along with mathematical physics, analytical and numerical methods, as well as algorithms, computer modeling approaches, and the development of applications using modern programming languages and their libraries.

Results. A formation saturated with oil, water, and a steam–gas mixture is theoretically described. A closed system of heat and mass transfer equations is obtained taking into account diffusion-droplet and heat flows and phase transformations. A formulated mathematical statement of the model comprises an initial–boundary value problem for equations relating the temperature, saturation, and pressure of the components of the saturating fluid in the formation. Numerical algorithms for solving are developed and their software implementation carried out. An application developed for computer implementation of the model provides convenient visualization of the calculation results consisting of several components (modules). Numerical experiments were carried out using the developed software to study how various factors, such as the properties of the formation sketch and the saturating liquid phase and heater characteristics, affect the thermophysical processes in the formation.

Conclusions. The developed model can be used to clearly describe nonstationary distributions of thermophysical characteristics formed by thermal and diffusion-droplet flows in the reservoir during heating of a shut-up well. The obtained results expand current understandings of the regularities of thermophysical processes and the properties of the saturating phase in the reservoir under thermal influence.

Keywords: thermophysical processes, heat transfer, mass transfer, heat flow, diffusion-droplet flow, heat equation, heat transfer equation, thermal conductivity, thermal impact on the formation, oil well heating

For citation: Savotchenko S.E., Zakharov V.A. Modeling of thermophysical processes in an oil reservoir during heating in a stopped well. *Russian Technological Journal*. 2025;13(5):104–118. <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2025-13-5-104-118>, <https://www.elibrary.ru/ZTAAYP>

Financial disclosure: The authors have no financial or proprietary interest in any material or method mentioned.

The authors declare no conflicts of interest.

ВВЕДЕНИЕ

Разработка математических моделей теплофизических процессов в пласте остается одной из актуальных задач, стоящих в нефтедобывающей отрасли и направленных на повышение эффективности нефтеотдачи, особенно в условиях трудно извлекаемых запасов [1]. Поскольку тепловое воздействие на пласт является одним из эффективных способов увеличения нефтеотдачи в таких условиях [2–4], то получение различной информации о закономерностях теплопереноса в пласте на основе математических моделей является важным направлением исследований [5, 6]. Нестационарные тепловые потоки в пласте формируются при нагреве остановленной скважины. Когда тепловое воздействие заканчивается, начинается процесс остывания пласта. Необходимость описания таких процессов обусловлена потребностями максимизации выработки нефти [7, 8]. Для разработки эффективных стратегий необходимо понимать динамику изменения температуры, насыщенности и давления в пласте [9]. Основным инструментом таких исследований является математическое моделирование, позволяющее построить модель, учитывающую сложное взаимодействие физических процессов, и использование которой может помочь оптимизировать процесс добычи нефти [10, 11]. Формулировка математических моделей теплофизических процессов основана на системе уравнений теплопереноса, использующихся во многих теплофизических задачах и теории теплопроводности [12, 13].

Математическому моделированию теплофизических процессов, происходящих в нефтедобывающих скважинах и пластах, посвящено много работ [14–16]. Такие исследования активно продолжают в течение последних лет с использованием численных методов и компьютерного моделирования [17, 18]. В частности, в [19] изучены закономерности неизотермической фильтрации газа в скважине в процессе создания низкотемпературных газовых залежей, когда термобарические условия пласта приближаются к равновесным условиям гидратообразования. Рассматриваемый метод позволяет прогнозировать исследование и эксплуатацию скважин при разработке низкотемпературных газовых залежей, определять динамику возможного

гидратообразования в призабойной зоне и влияние этого процесса на работу скважин.

В [20] проведено численное исследование температурного поля в многопластовой скважине при движении газированной нефти, где учитывались эффекты Джоуля – Томсона и теплоты разгазирования. Было установлено, что положение границы области разгазирования нефти в стволе скважины можно оценить с помощью рассчитанного распределения температуры.

В [21] предложена и исследована аналитическими методами модель, описывающая формирование температурного поля в пласте при совместном притоке к скважине пластовой воды и газированной нефти. Было установлено, что время наблюдения величины максимального снижения температуры определяется радиусом зоны разгазирования и скоростью конвективного теплопереноса (что зависит от удельного дебита нефти и воды), и это время может быть использовано для оценки таких параметров. Показано, что с ростом водонасыщенности закономерно снижается влияние охлаждающего эффекта разгазирования нефти.

В [22] установлены условия наблюдения немонотонного изменения температуры во времени, когда на выходе газожидкостной смеси из пористой среды в течение некоторого времени наблюдается снижение температуры, затем ее рост.

В [23] предложена математическая модель, которая описывает формирование температурного поля в радиально-симметричном нагреваемом пласте с высоковязкой нефтью через горизонтальную скважину. Авторами продемонстрирована возможность дальнейшей эксплуатации скважины для добычи нефти с пониженной вязкостью. Сформулирована математическая постановка на основе системы уравнений, описывающих процесс теплопереноса для оценки характерных диапазонов проникновения фильтрационных и температурных волн для рассматриваемых периодов времени.

В [24] приведены алгоритм и программный комплекс расчета и моделирования процесса вытеснения нефти при нагнетании горячей воды, позволяющие получить температурные поля в пласте в различные моменты времени, а также определять нефтеотдачу пласта с учетом влияния тепловых характеристик жидконасыщенных горных пород.

В [25] предложены математическая модель пароциклического воздействия на пласт, учитывающая массовую долю пара в теплоносителе и уравнение состояния для воды. Модель основана на использовании соотношений теплового баланса для каждого этапа пароциклического воздействия. В рамках предложенной модели температура пара в продуктивном интервале, начальная пластовая температура и тепловой поток определялись по данным кратковременных динамических температурных исследований, а расход нефти – по формуле Дюпюи для зонально-неоднородного пласта. В результате моделирования авторами определены оптимальные времена этапов пароциклического воздействия и максимальная накопленная добыча нефти. Также показано, что оптимальное время закачки теплоносителя в пласт и время выдержки скважины на конденсацию пара возрастают при увеличении мощности пласта, расхода теплоносителя и массовой доли пара в нем.

Важность проводимых исследований теплофизических процессов в пластах и скважинах обусловлена тем, что понимание их закономерностей ложится в основу технологий скважинных методов теплового воздействия на пласт, направленных на повышение эффективности извлечения нефти. Для описания нестационарных распределений температурного поля и давления в пластах и скважинах широко применяются численные методы и компьютерное моделирование. Однако, несмотря на глубокую разработанность данной проблемы, остается незатронутым ряд вопросов, требующих более детального изучения методами математического моделирования.

В данной работе представлены результаты разработки и компьютерной реализации модели, которая описывает нестационарный процесс распределения тепловых потоков в пласте при постоянном тепловом воздействии в остановленной скважине (в которой добыча временно прекращена). На основе разработанной компьютерной реализации модели изучены закономерности и механизмы влияния теплофизических параметров пласта на нестационарное распределение температуры, насыщенности и давления в нем.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ

В элементе объема пласта, насыщенного нефтью, водой и парагазовой смесью, находящимися в термодинамическом равновесии, в начальный момент времени температура T , давление p и насыщенность θ распределены равномерно. Если пренебречь сжимаемостью скелета пласта и гравитационными эффектами, то уравнение неразрывности для каждого

компонента насыщающей жидкой фазы можно записать в виде [16, 26–30]:

$$m \frac{\partial(\rho\theta)}{\partial t} = -\operatorname{div} J_{\theta} + I, \quad (1)$$

где m – пористость среды, ρ – плотность компонента, t – время, θ – объемная насыщенность компонентом смеси элемента объема пласта:

$$\theta = \frac{V}{mV_e},$$

V – объем компонента насыщающей жидкой фазы в элементе объема пласта; V_e – объем элемента пласта; J_{θ} – диффузионно-капельная составляющая массовой плотности потока, переносимого молекулярной теплопроводностью элемента объема пласта; I – объемная мощность источника компонента жидкости.

В соответствии с законом Фика диффузионно-капельная составляющая массовой плотности потока представима в виде:

$$J_{\theta} = -a(\nabla\theta + \delta\nabla T), \quad (2)$$

где a – коэффициент диффузионно-капельного массопереноса компонента насыщающей жидкой фазы, δ – ее термоградиентный коэффициент, ∇ – символ набла ($\nabla\theta$ – градиент насыщенности, ∇T – градиент температуры).

Мощность источника представима в виде:

$$I = \varepsilon m \frac{\partial\theta}{\partial t}, \quad (3)$$

где ε – коэффициент фазового перехода, представляющий собой отношение приращения насыщенности компонента жидкости, полученное при фазовом переходе, к полному приращению насыщенности компонента жидкости, учитывающее также и диффузионные, капельные и конвективные процессы.

Уравнение тепломассопереноса с учетом (3) можно записать в виде [16, 26–30]:

$$c \frac{\partial T}{\partial t} = -\operatorname{div} J + \varepsilon q m \frac{\partial\theta}{\partial t}, \quad (4)$$

где c – удельная теплоемкость элемента объема пласта, J – плотность потока тепла, q – удельная теплота фазового перехода.

В соответствии с законом Фурье плотность потока тепла представима в виде:

$$J = -\lambda \nabla T, \quad (5)$$

где λ – эффективная теплопроводность элемента объема пласта.

Необходимо к приведенным уравнениям добавить уравнение состояния смеси [16, 26–29]:

$$\rho\theta = \frac{pM}{zRT}(1 + \theta), \quad (6)$$

где M – молярная масса смеси, R – универсальная газовая постоянная, z – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение парогазовой смеси от идеального газа.

С точностью до членов 1-го порядка малости [16]:

$$\nabla(\rho\theta) \approx \rho_e \beta \frac{\partial p}{\partial t},$$

где β – коэффициент упругости парогазовой смеси, ρ_e – плотность скелета пласта, и можно записать уравнение неразрывности, замыкающее систему уравнений для температуры и насыщенности, в виде:

$$\beta \frac{\partial p}{\partial t} = -\varepsilon \frac{\rho}{\rho_e} \frac{\partial \theta}{\partial t}. \quad (7)$$

Система уравнений (1)–(7) составляет теоретическую основу моделирования теплофизических процессов в пласте.

Следует отметить, что значения введенных выше коэффициента диффузионно-капельного массопереноса, термоградиентного коэффициента, коэффициента фазового перехода определяются из экспериментов. В общем случае эти коэффициенты могут зависеть как от температуры, так и от насыщенности. Однако существуют экспериментально установленные диапазоны температур и насыщенностей для ряда водонасыщенных определенных сред (пески, песчаники, глины, керамики), когда указанные коэффициенты являются практически постоянными.

К примеру, в интервале температур 293–423 К коэффициент фазового перехода ε является постоянным [16]. При увеличении насыщенности в интервале 0.3–0.4 его значение линейно уменьшается от 1.0 до 0.3, но при дальнейшем увеличении насыщенности он остается постоянным. Термоградиентный коэффициент δ ведет себя полностью аналогично коэффициенту фазового перехода в зависимости от температуры и насыщенности, в частности, его стабилизированное значение в ряде сред составляет $(0.2–0.5) \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$.

Коэффициент диффузионно-капельного массопереноса a в рассматриваемом температурном диапазоне возрастает примерно в 1.5 раза в одних средах (песках, песчаниках), однако в ряде других (керамике, глинах) он от температуры не зависит. Его стабилизированные значения в песчаных средах составляют $(1.8–8.8) \cdot 10^{-4} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$, а в керамике и глинах – $(4.4–8.9) \cdot 10^{-6} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$.

Допущение о постоянности этих коэффициентов при теоретическом моделировании справедливо в случае малоинтенсивных процессов, при которых за малые промежутки времени температура и насыщенности меняются незначительно. Возможен также такой подход, при котором в ходе построения модели изучаемые процессы тепло- и массопереноса разбиваются на отдельные участки, в каждом из которых рассматриваемые коэффициенты считаются постоянными.

2. ФОРМУЛИРОВКА МОДЕЛИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В данной работе будем рассматривать стационарное тепловое воздействие на пласт скважинным нагревателем. Будем рассматривать пласт как непрерывную, однородную, термически изотропную среду с постоянными эффективными значениями теплофизических коэффициентов для расчета распространения тепла в пласте при нагреве остановленной скважины. Если при описании теплофизических процессов не учитывать неоднородность пласта, процессы испарения и диффузионно-капиллярного массопереноса насыщающей среды, то могут наблюдаться значительные расхождения между снятыми со скважин наблюдаемыми данными и расчетными значениями. Были отмечены заметные расхождения между расчетными температурами на забое скважины и значениями, зафиксированными на месторождениях. Отмечалось, что наблюдаемые различия в дебите скважины и периоде охлаждения пласта после обработки между расчетными и фактическими значениями, которые, как правило, оказывались больше расчетных. Следовательно, влияние фазовых переходов и диффузионно-капиллярных эффектов на распространение тепла по всему нагреваемому пласту является существенным в ряде случаев.

Предлагается модель однородного термически изотропного коллектора с бесконечной толщиной и простиранием, доступ к которому осуществляется через скважину нулевого диаметра. Считаем, что в скважину помещен нагреватель с нулевым диаметром и конечной длиной h . Пусть однокомпонентная жидкость, находящаяся в термодинамическом равновесии с содержащимся в ней паром и неразтворимым в жидкости газом, заполняет резервуар до насыщения. Скважина считается остановленной и ее начальная температура (T_0), давление (p_0) и насыщенность жидкостью (θ_0) после этого равномерно распределяются.

На стенке нагревателя в начальный момент времени $t = 0$ скачкообразно формируется удельный тепловой поток N , значение которого затем поддерживается постоянным. Вследствие формирования

такого стационарного потока температура T повышается, и жидкость начинает испаряться. В свою очередь, повышение температуры и интенсификация испарения приводят к росту парциального и общего давления p и понижению насыщенности жидкой фазы θ .

При формулировке модели учитываются также следующие допущения. Пласт имеет высокую степень насыщенности. Диффузионно-капиллярный массоперенос жидкости и пара существенно преобладает над конвективным переносом, вследствие чего последним можно пренебречь. Коэффициенты диффузионно-капиллярного массопереноса можно считать постоянными в течение всего времени нагрева и однородно распределенными всюду в рассматриваемой области формирования тепловых потоков. Также будем считать, что теплопотери выше и ниже интервала установки нагревателя можно пренебречь в силу их малости по сравнению с мощностью поддерживаемого теплового потока. Длина нагревателя считается настолько большой, что его размеры оказывают влияние на распространение тепла в средней части интервала прогрева. Сформулированные допущения предполагают, что реализуется нагрев мелкопористого коллектора. Также можно считать, что в средней части интервала нагрева рассматриваемые теплофизические характеристики радиально и осесимметрично распределены в плоскости, что фактически сводит математическую постановку задачи к одномерной, в которой необходимо определить их нестационарные радиальные распределения.

Такая модель позволяет более точно прогнозировать распространение тепла в коллекторе, в т.ч. фазовые переходы и диффузионно-капиллярные эффекты. В результате можно с большей точностью оценить температурное поле, дебит скважины после обработки и продолжительность охлаждения пласта.

В результате таких допущений теплофизические характеристики пласта можно считать зависящими от радиуса r и времени t : $T = T(r, t)$, $p = p(r, t)$, $\theta = \theta(r, t)$. Их значения в начальный момент времени считаются постоянными: $T(r, 0) = T_0$, $p(r, 0) = p_0$, $\theta(r, 0) = \theta_0$.

Для удобства математической формулировки модели введем такие безразмерные параметры, как безразмерная температура:

$$T^* = \frac{T - T_0}{T}$$

безразмерная насыщенность жидкой фазы:

$$\theta^* = \frac{\theta_0 - \theta}{\theta_0};$$

безразмерное давление, возникающее в результате испарения насыщающей жидкости:

$$p^* = \frac{p - p_0}{p_0};$$

безразмерный радиус:

$$R = \frac{r}{h};$$

безразмерное время (число Фурье):

$$Fo = \frac{\chi t}{h^2},$$

где коэффициент температуропроводности (считается постоянной величиной):

$$\chi = \frac{\lambda}{c\rho_e}.$$

С учетом принятых допущений, приведенных выше, система уравнений тепло- и массопереноса (1), (4), (7) может быть записана в безразмерном виде:

$$\frac{\partial T^*}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 T^*}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial T^*}{\partial R} + \varepsilon \Pi_1 \frac{\partial \theta^*}{\partial R}, \quad (8)$$

$$\frac{1}{Lu} \frac{\partial \theta^*}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 \theta^*}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial \theta^*}{\partial R} + \Pi_2 \left(\frac{\partial^2 T^*}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial T^*}{\partial R} \right), \quad (9)$$

$$\frac{\partial p^*}{\partial Fo} = -\frac{\varepsilon}{\Pi_3} \frac{\partial \theta^*}{\partial Fo}, \quad (10)$$

где $Fo > 0$, $R > 0$ – безразмерные время и радиус, а Π_1 , Π_2 , Π_3 , Lu – безразмерные коэффициенты, описанные ниже. Эти величины характеризуют влияние массопереноса на распределение тепловых потоков и наоборот – влияние температуры на распределение насыщенности. В частности, критерий Лыкова, определяемый как

$$Lu = \frac{a}{\chi\rho_e},$$

характеризует интенсивность диффузионно-капельного массопереноса относительно диффузионного переноса тепла. Если $Lu > 1$, то тепловое поле за счет диффузионно-капельного массопереноса распространяется быстрее, чем за счет молекулярной теплопроводности. В водонасыщенных песчаных и глинистых средах его значения находятся в диапазоне 0–3, а нефтеводонасыщенных песках $Lu \approx 1$.

Коэффициент Π_1 , определяемый как

$$\Pi_1 = \frac{mqr\Delta\theta}{c\Delta T},$$

характеризует соотношение между количествами теплоты, затраченной на испарение насыщающей

жидкости и на нагревание пласта (ΔT и $\Delta\theta$ – малые изменения температуры и насыщенности в элементе объема пласта, соответственно). В водонасыщенных песчаных и глинистых средах его значения находятся в диапазоне 0.3–12.

Коэффициент Π_2 , определяемый как

$$\Pi_2 = \delta \frac{\Delta T}{\Delta\theta},$$

характеризует прирост насыщенности $\Delta\theta$ за счет изменения температуры на величину ΔT . В водонасыщенных песчаных и глинистых средах его значения находятся в диапазоне 0.1–0.9.

Коэффициент Π_3 , определяемый как

$$\Pi_3 = \beta \frac{\rho_e \Delta p}{\rho \Delta\theta},$$

характеризует прирост насыщенности $\Delta\theta$ за счет изменения давления на величину Δp . В водонасыщенных песчаных и глинистых средах его значения находятся в диапазоне 0.2–0.7.

Уравнения (8)–(10) дополняются начальными условиями:

$$T^*|_{Fo=0} = 0, \quad \theta^*|_{Fo=0} = 0, \quad p^*|_{Fo=0} = 0, \quad (11)$$

а также краевыми условиями на оси скважины:

$$\left. \frac{\partial T^*}{\partial R} \right|_{R=0} = -\frac{N}{2\pi\lambda}, \quad \left. \frac{\partial \theta^*}{\partial R} \right|_{R=0} = 0, \quad (12)$$

и на бесконечности:

$$T^*|_{R \rightarrow \infty} = 0, \quad \theta^*|_{R \rightarrow \infty} = 0, \quad p^*|_{R \rightarrow \infty} = 0. \quad (13)$$

Здесь тепловой поток на оси нагревателя считается постоянным, так что $N/\lambda = \text{const}$. В (12) условие для производной насыщенности соответствует тому, что на оси скважины поддерживается постоянно сохраняющееся максимальное значение насыщенности.

Таким образом, начально-краевая задача (8)–(13) представляет собой математическую формулировку модели теплофизических процессов в пласте нефти при прогреве остановленной скважины. Для ее решения разработан численный алгоритм и реализующий его программный комплекс (приложение).

3. РАЗРАБОТКА КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МОДЕЛИ

Для компьютерной реализации модели разработан алгоритм решения начально-краевой задачи для системы уравнений (8)–(10) с граничными условиями (11)–(13) с использованием конечно-разностных аппроксимаций частных производных.

Реализовывались как явная, так и неявная схема с анализом условий устойчивости.

Компьютерная реализация модели проведена на языке программирования Python, с использованием библиотек NumPy (для работы с массивами данных и решения системы уравнений), Dash (для визуализации результатов расчетов). Разработанное приложение состоит из следующих основных компонентов: модуль ввода данных, модуль решения системы уравнений, модуль вывода и визуализации решений.

Модуль решения системы дифференциальных уравнений, описывающий тепловое воздействие на пласт, реализуется с использованием конечно-разностных схем.

Приложение также содержит подсистему обработки данных, необходимую для преобразования данных, полученных из модуля решения уравнений. Вначале генерируются явный и неявный объекты для представления стратегий решения уравнений. Далее для каждого объекта вызывается метод решения, который, использует подходящую технику для решения системы уравнений. В программе имеется возможность вывода графиков, отображающих результаты расчетов по явной и неявной схемам. На каждом графике показаны кривые температуры, насыщенности и давления. Переключение между изучением кривых и сопоставлением данных для схем позволяет пользователю лучше понять процессы, происходящие при тепловом воздействии на пласт.

С помощью элементов управления приложения пользователь может просматривать и анализировать результаты решения уравнений с использованием явного и неявного методов в режиме реального времени. Такие элементы позволяют устанавливать несколько констант, включая шаги и ограничения интегрирования для временных и пространственных переменных. Используя выпадающий список, пользователь может выбрать выходные функции (температуру, насыщенность и давление), а интерактивные «ползунки» позволяют настраивать значения управляющих параметров. Также можно выбрать конкретное значение для другой переменной и выбрать, по какой переменной (временной или пространственной) будет строиться график распределения теплофизических характеристик. Программа предоставляет пользователю гибкость в настройке параметров, что достигается за счет размещения панели с элементами управления в левой части главной страницы, и того, что все настройки сосредоточены в одном экранном месте.

Набор «ползунков» и выпадающих меню является компонентом панели настроек. При желании можно указать переменную (временную или

географическую), которая будет служить основой для оси абсцисс графиков. Имеется возможность использовать «ползунки» для изменения числовых значений 3 управляющих параметров, которые влияют на процесс. Другой «ползунок» позволяет выбрать значение пространственной или временной переменной для визуализации. Инструмент интерфейса приложения позволяет изучить поведение распределения (температуры, насыщенности или давления) на основе временных или пространственных переменных. Для достижения этой цели может быть выведен график со значениями исследуемой функции, отложенными по оси ординат, и временной или пространственной переменной, отложенной по оси абсцисс. В этом случае «ползунок» на панели настроек можно использовать для фиксации определенного значения другой переменной. Выводимые графики показывают, как изменяются функции давления, насыщенности и температуры в зависимости от пространственной переменной, когда временная переменная зафиксирована. Это позволяет сосредоточиться на изучении того, как одна переменная, такая как время или пространственная координата, влияет на фиксированные параметры, которые определяются другой.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В результате численного моделирования с помощью разработанного программного комплекса получены кривые радиального распределения (рис. 1)

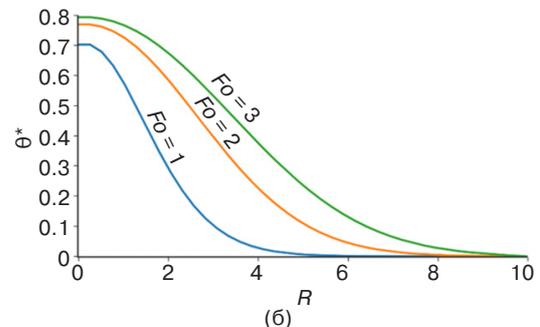
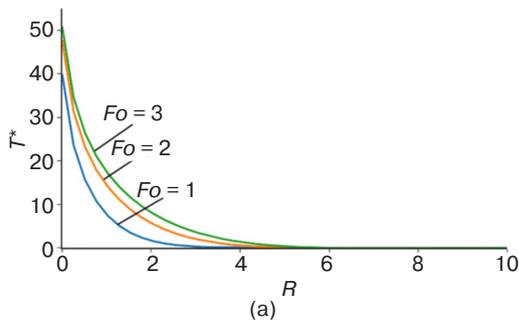


Рис. 1. Радиальные распределения температуры (а) и насыщенности (б) при $\Pi_1 = 10$, $\Pi_2 = 0.1$, $\Pi_3 = 0.5$, $Lu = 1$, $e = 0.28$, $l = 2.49$ Вт/(м·К), $N = 1000$ Вт/м

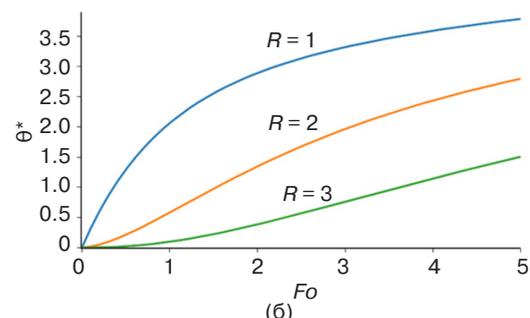
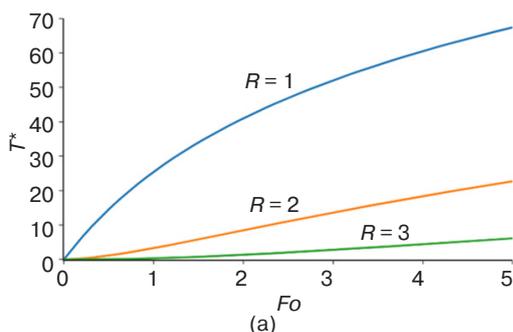


Рис. 2. Кривые кинетики температуры (а) и насыщенности (б) при значениях параметров, как на рис. 1

и временные зависимости (рис. 2) температуры и насыщенности (в силу уравнения (10) отдельный анализ давления не имеет смысла, т.к. соответствующие зависимости аналогичны насыщенности).

Зависимости этих величин от радиуса (рис. 1) позволяют выявить особенности пространственного распределения теплофизических характеристик. В частности, с увеличением расстояния от центра температура, насыщенность и давление уменьшаются с постепенным замедлением. Однако эти радиальные зависимости температуры и насыщенности носят различный характер. Температура достаточно быстро спадает при малых радиусах. Затем ее спад замедляется и постепенно прекращается, достигая уже при сравнительно небольших значениях отношения радиуса к длине нагревателя равновесного значения. Насыщенность (и давление, по аналогии) при малых радиусах начинает медленно убывать, затем быстро спадать, и наконец, на больших расстояниях она достигает равновесного значения и перестает меняться. Данное различие обусловлено тем, что тепловой поток на оси нагревателя поддерживается постоянным, а градиент насыщенности на этой оси отсутствует.

Зависимости этих величин от времени (рис. 2) позволяют выявить особенности кинетики теплофизических процессов. В частности, с течением времени температура, насыщенность и давление растут с постепенным замедлением. Однако при различных радиусах эти зависимости носят различный

характер. При малых радиусах и малых временах наблюдается резкое повышение температуры, насыщенности и давления, затем скорость роста этих величин быстро замедляется. При больших значениях радиуса температура, насыщенность и давление сначала практически не меняются, а затем начинают медленно расти, постепенно набирая скорость роста. Таким закономерностям соответствуют выпуклые вверх участки кинетических кривых (при $R = 1$) и вогнутые (при $R = 2$ и 3) на рис. 2.

Параметры Π_1 и Π_2 являются наиболее важными в рассматриваемой модели. Они влияют на функции насыщенности θ^* и температуры T^* . Варьирование этих параметров фактически означает перебор различных сред залегания пласта. Поэтому они выбираются в качестве управляющих теплофизических параметров модели, позволяющих оценить характеристики процессов в различных грунтах.

Если принять $\Pi_1 = \Pi_2 = 0$, то это будет соответствовать отсутствию учета массопереноса в теплофизической задаче. В [16] указано, что учет массопереноса приводит к возрастанию радиуса теплового влияния, что, в свою очередь, приводит к более высоким расчетным значениям продолжительности остывания пласта и приросту дебита после обработки. В соответствии с условием сохранения теплового баланса увеличение радиуса теплового влияния приводит к снижению температуры на стенке и в непосредственной близости от скважины.

Передача тепла через пористую среду контролируется параметром Π_1 , отражающим влияние градиента насыщенности на изменение температуры. Он участвует в уравнении (8), описывающем изменение температуры. Увеличение скорости изменения температуры может быть результатом увеличения теплового потока, проходящего через пористую среду, о чем свидетельствует более высокое значение Π_1 . Влияние градиента насыщения на изменение температуры тем сильнее, чем выше значение Π_1 .

На величину насыщенности более существенно влияет параметр Π_2 . Кроме того, Π_2 влияет на температурные изменения. Коэффициент Π_2 , связанный

с влиянием температурного градиента на изменение насыщенности, входит в уравнение для насыщенности (9). Влияние температурного градиента на изменение насыщенности тем больше, чем выше значение Π_2 .

Таким образом, в модели параметры Π_1 и Π_2 определяют степень взаимосвязи температуры T^* и насыщенности θ^* . При моделировании охлаждения после выключения нагревателя они позволяют изменять и регулировать степень связи между этими 2 переменными.

Результаты проведенной серии численных экспериментов позволили выявить закономерности влияния управляющих параметров на пространственные распределения и кинетики теплофизических характеристик. Влияние параметра Π_1 на температуру и насыщенность проиллюстрировано на рис. 3 и 4. Повышение значения Π_1 приводит к более ощутимому изменению распределения насыщенности по радиальной координате, чем температуры. С точки зрения структуры модели это связано с тем, что Π_1 является частью коэффициента в уравнении (1) для производной от насыщенности θ^* по радиальной координате R . Радиальное распределение насыщенности смещается более плавно на больших расстояниях от скважины и более круто вблизи нее (малые значения радиальной координаты R) по мере увеличения Π_1 . Градиент насыщения оказывает большее влияние на колебания температуры при увеличении Π_1 , что может привести к более быстрому изменению температуры в областях с сильным градиентом насыщенности. С физической точки зрения перебор значений Π_1 соответствует перебору различных месторождений, в которых отличаются плотность и пористость грунта и нефти.

Результаты моделирования, приведенные на рис. 3, показывают, что тысячекратное увеличение значения параметра Π_1 приводит к очень незначительному снижению температуры (рис. 3а) и незначительному повышению насыщенности (рис. 3б) в зависимости от расстояния от оси нагревателя в фиксированный момент времени. Следовательно,

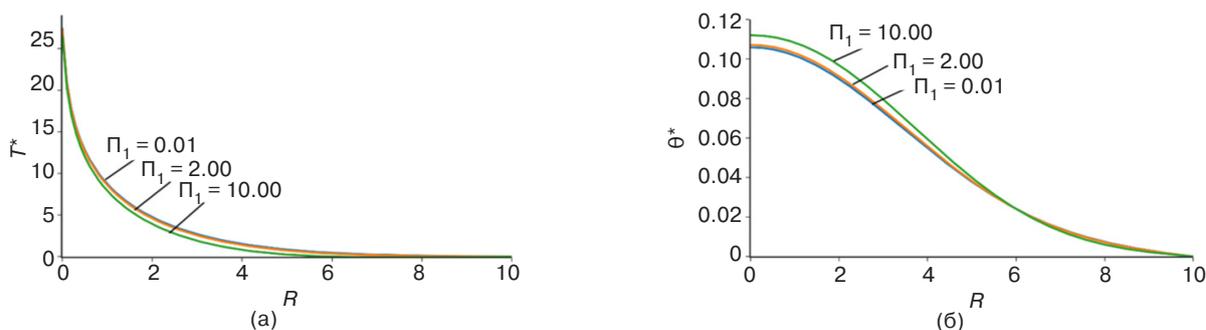


Рис. 3. Радиальные распределения температуры (а) и насыщенности (б) при различных значениях параметра Π_1 и фиксированных $Fo = 2$ (остальные значения параметров – такие же, как на рис. 1)

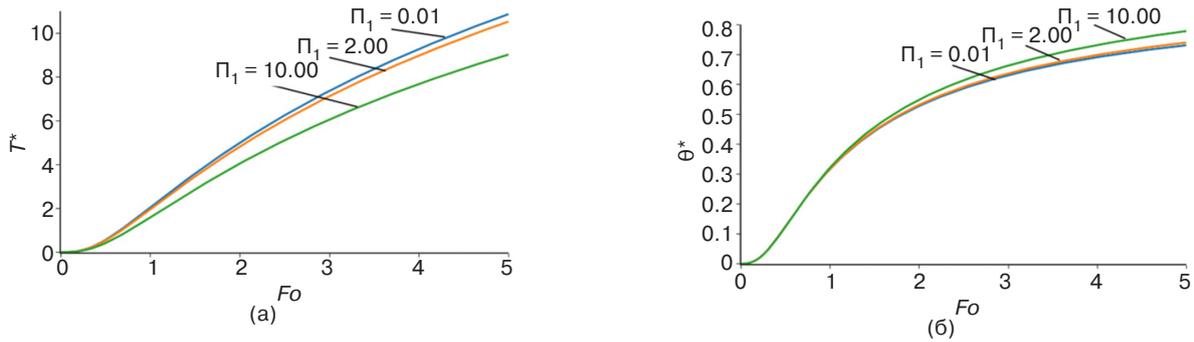


Рис. 4. Кривые кинетики температуры (а) и насыщенности (б) при различных значениях параметра Π_1 и фиксированных $R = 2$ (остальные значения параметров – такие же, как на рис. 1)

полученные результаты свидетельствуют о том, что пористость и плотность грунтов и жидкой фазы пласта слабо влияют на пространственно-радиальное распределение температуры, насыщенности и давления в пласте.

Полученные в результате моделирования кривые кинетики, приведенные на рис. 4, показывают, что тысячекратное увеличение значения параметра Π_1 приводит к незначительному снижению температуры (рис. 4а) и незначительному повышению насыщенности (рис. 4б) на фиксированном расстоянии от оси нагревателя. Разница увеличивается с ростом времени. Следовательно, влияние пористости и плотности грунтов и жидкой фазы пласта на кинетику температуры, насыщенности и давления в пласте начинает быть ощутимым при больших временах.

С физической точки зрения перебор значений Π_2 соответствует перебору различных значений термоградиентного коэффициента δ , который характеризует перенос (поток) влаги в жидкой фазе нефтеносного пласта. Результаты моделирования, приведенные на рис. 5, показывают, что тысячекратное увеличение значения параметра Π_2 приводит к очень незначительному снижению температуры (рис. 5а), но к существенному повышению насыщенности и давления (рис. 5б) в зависимости от расстояния от оси нагревателя в фиксированный

момент времени. Повышение значения Π_2 приводит к тому, что радиальное распределение температуры T^* и насыщенности θ^* изменится быстрее. Распределения T^* и θ^* смещаются более плавно на больших расстояниях от скважины и более резко – вблизи нее по мере увеличения Π_2 . При малых значениях Π_2 насыщенность меняется слабо, но при значениях термоградиентного коэффициента, соответствующих водонасыщенным пескам и глинам, насыщенность жидкой фазы нефтяного пласта начинает сильно зависеть от расстояния от оси нагревателя.

Влияние термоградиентного коэффициента, позволяющее оценить эффект переноса влаги в жидкой фазе пласта под действием градиента температуры в неизотермических условиях, на кинетику температуры и насыщенности показано на рис. 6. Рост термоградиентного коэффициента в интервале, соответствующем водонасыщенным пескам и глинам, приводит к ощутимому снижению температуры и повышению насыщенности жидкой фазы нефтяного пласта в таких грунтах.

Влияние коэффициента упругости парогазовой смеси в пласте и отношения плотностей скелета и жидкой фазы характеризуется вариацией значения параметра Π_3 . Его влияние важно и ощутимо, в первую очередь, на давление (рис. 7). Результаты моделирования показывают, что повышение значения

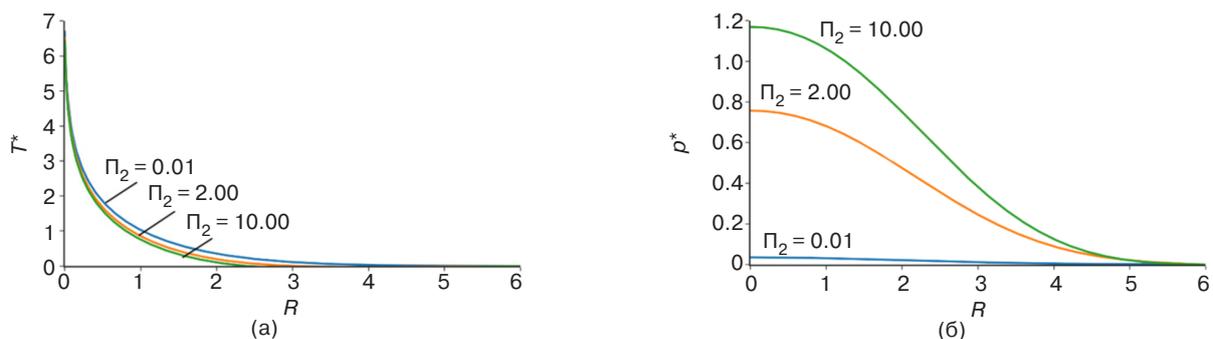


Рис. 5. Радиальные распределения температуры (а) и насыщенности (б) при различных значениях параметра Π_2 и фиксированных $Fo = 2$ (остальные значения параметров – такие же, как на рис. 1)

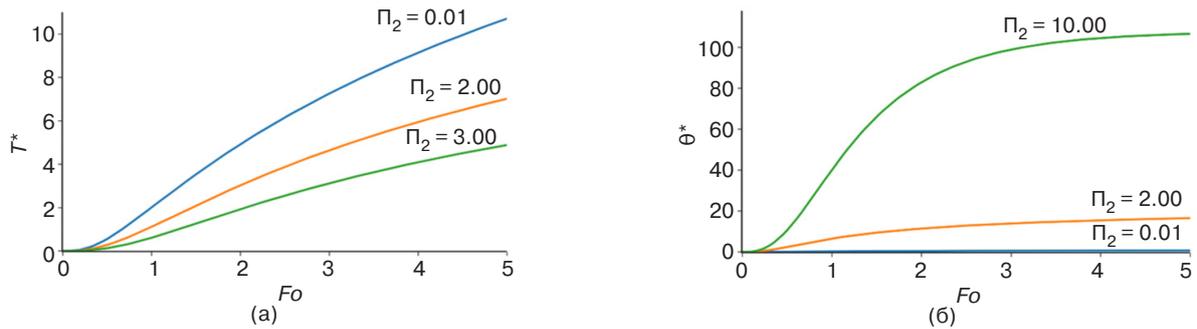


Рис. 6. Кривые кинетики температуры (а) и насыщенности (б) при различных значениях параметра Π_2 и фиксированных $R = 2$ (остальные значения параметров – такие же, как на рис. 1)

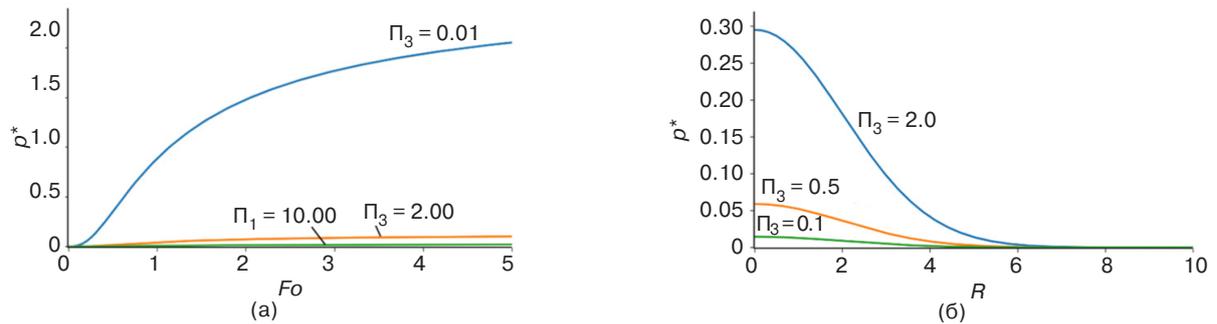


Рис. 7. Кривые кинетики (а) и радиального распределения давления (б) при различных значениях параметра Π_3 и фиксированных $R = 2$ (а), $Fo = 2$ (б) (остальные значения параметров как на рис. 1)

параметра Π_3 приводит в целом к понижению давления. Это снижение при малых временах практически незаметно, однако оно становится сильно заметным при больших временах на фиксированном расстоянии от оси нагревателя (рис. 7а). Такое же существенное снижение при увеличении коэффициента упругости парогазовой смеси наблюдается на малых расстояниях от оси нагревателя в фиксированный момент времени (рис. 7б). На больших расстояниях от оси нагревателя изменение параметра Π_3 перестает оказывать влияние на давление в пласте.

Влияние интенсивности диффузионно-капиллярного массопереноса относительно диффузионного переноса тепла в пласте характеризуется

вариацией критерия Лыкова Lu . Зависимости кинетики и радиального распределения насыщенности при варьировании критерия Лыкова Lu представлена на рис. 8. Результаты моделирования показывают, что увеличение значения критерия Лыкова уже при малых временах приводит к резкому росту насыщенности (рис. 8а). Повышение интенсивности диффузионно-капиллярного массопереноса относительно диффузионного переноса тепла в пласте приводит к повышению насыщенности в фиксированный момент времени при малых расстояниях от оси нагревателя (рис. 8б). На больших расстояниях от оси нагревателя изменение рассматриваемой интенсивности не оказывает влияние на насыщенность.

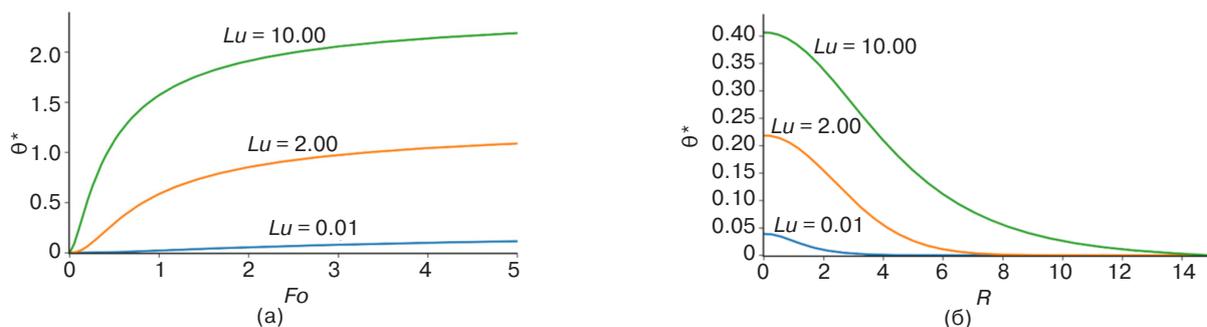


Рис. 8. Кривые кинетики (а) и радиального распределения (б) насыщенности при различных значениях параметра Lu и фиксированных $R = 2$ (а), $Fo = 2$ (б) (остальные значения параметров – такие же, как на рис. 1)

Отметим, что на температурные профили вариация критерия Лыкова практически не оказывает влияния. Незначительное снижение на доли единицы (в безразмерных температурных единицах T^*) наблюдалось только при достаточно больших временах (порядка 5 единиц в безразмерных единицах времени Fo).

Также следует отметить, что такой параметр модели, как тепловой поток на оси нагревателя, определяемый согласно (12) отношением N/λ , влияет на величину теплофизических характеристик только как числовой множитель, т.е. температура, насыщенность и давление прямо пропорциональны удельному тепловому потоку на оси нагревателя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрена математическая модель, которая описывает закономерности теплофизических процессов в пласте при нагревании с учетом диффузионно-капиллярного массопереноса жидкости и пара. Модель обеспечивает описание происходящих физических явлений и учитывает сложное взаимодействие процессов теплопереноса, изменения насыщенности жидкой фазы и давления.

Для компьютерной реализации модели было разработано программное обеспечение с использованием библиотек Python (Pandas, Dash, NumPy) с целью удобства визуализации и анализа результатов моделирования. В программу входят различные модули численного решения теплофизической начально-краевой задачи, позволяющие выбирать алгоритмы решения по явной или неявной схемам, шаги дискретизации и другие параметры для оптимизации вычислительной процедуры. Программное обеспечение содержит удобный пользовательский интерфейс для ввода параметров, отображения результатов в виде таблиц и графиков, возможности экспорта данных.

С использованием разработанного программного обеспечения были проведены численные эксперименты для изучения того, как различные факторы, такие как свойства пласта, характеристики нагревателя, начальные и граничные условия, влияют на процесс остывания пласта. Результаты были проанализированы и интерпретированы. В частности, установлено, что профиль пространственного распределения температуры достаточно быстро спадает при малых радиусах с последующим замедлением убывания и выхода на равновесное значение. Профили пространственного распределения насыщенности и давления при малых радиусах убывают и на больших расстояниях достигают равновесных значений. С течением времени рассматриваемые

теплофизические характеристики монотонно возрастают.

Показано, что пористость и плотность грунтов и жидкой фазы пласта слабо влияют на пространственные распределения температуры, насыщенности и давления в пласте. Также установлено, что влияние пористости и плотности грунтов и жидкой фазы пласта на кинетику данных теплофизические характеристики начинает быть ощутимым при больших временах.

Результаты моделирования показали, что при малых значениях термоградиентного коэффициента насыщенность меняется слабо, но при его значениях, соответствующих водонасыщенным пескам и глинам, насыщенность жидкой фазы нефтяного пласта начинает сильно зависеть от расстояния от оси нагревателя. Рост этого коэффициента в данном интервале приводит к ощутимому снижению температуры и повышению насыщенности жидкой фазы нефтяного пласта в таких грунтах.

Установлено, что увеличение коэффициента упругости парогазовой смеси приводит к понижению давления на малых расстояниях от оси нагревателя, однако на больших расстояниях давление перестает меняться. Увеличение интенсивности диффузионно-капиллярного массопереноса относительно диффузионного переноса тепла в пласте приводит к резкому росту насыщенности на малых расстояниях от оси нагревателя, однако на больших расстояниях насыщенность перестает меняться.

Результаты данной работы могут быть полезными для нефтедобывающей отрасли, поскольку понимание закономерностей теплофизических процессов в пласте при нагревании позволит создавать более эффективные методы управления процессом добычи, что повысит ее рентабельность. Предложенная модель и ее анализ также расширяют представления о возможностях применения математического и компьютерного моделирования процессов в нефтедобывающей отрасли.

Вклад авторов

С.Е. Савотченко – постановка задачи, формулировка модели, вывод уравнений, анализ результатов, написание статьи.

В.А. Захаров – дискретизация модели, разработка алгоритма численного метода, разработка программы, проведение компьютерных экспериментов, визуализация.

Authors' contributions

S.E. Savotchenko – problem statement, formulating the model, deriving equations, analyzing the results, writing the text of the article.

V.A. Zakharov – discretization of the model, developing the algorithm for a numerical method, developing the software for the model, computer experiments, and visualization.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н., Скобликов Р.М., Фёдоров А.О., Ходжиев Ё.Н., Швелёв А.П. Анализ влияния теплофизических параметров пласта и флюида на процесс пароциклического воздействия на нефтяные пласты. *Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2023;9(3–35):6–27. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27>
2. Загривный Э.А., Рудаков В.В., Батаев С.Н. Электротермический комплекс для тепловых методов добычи высоковязкой нефти. *Записки Горного института*. 2004;158:226–229.
3. Аминев Д.А., Кравченко М.Н. Методы теплового воздействия на пласт на этапе прогрева скважины с понижением давления. В сб.: *СНК-2020: материалы Юбилейной LXX открытой международной студенческой научной конференции Московского Политеха*. Москва. 2020. С. 198–201.
4. Думанский Ю.Г., Хлебников П.А., Мокропуло И.П., Гилаев Г.Г. Добыча высоковязких нефтей методом теплового воздействия на пласты на месторождении Оха. В сб.: *Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: сборник трудов конференции*. 1997. С. 142–165.
5. Лапатын В.В. Анализ эффективности теплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью с помощью пары одновременно работающих горизонтальных скважин. *Актуальные проблемы социально-гуманитарного и научно-технического знания*. 2023;4(35):18–20.
6. Усманов А.Р. Тепловые методы воздействия на пласт. *Академический журнал Западной Сибири*. 2018;14(6–77):141–142.
7. Гиззатуллина А.А. Тепловое воздействие на высоковязкую нефть в пласте с помощью пары горизонтальных скважин работающих одновременно. В сб.: *XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: Сборник трудов конференции в 4 томах*. Т. 2. 2019. С. 1178–1179. <https://www.elibrary.ru/qfwigl>
8. Салаватов Т.Ш., Мамедов Ф.Ф. Перспективы использования установок альтернативных источников энергии с целью теплового воздействия на пласт и призабойную зону. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2019;4:37–44.
9. Янгиров Р.Р. Динамика температурного поля в пласте при тепловом воздействии на продуктивный пласт на примере русского месторождения. В сб.: *Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: Сборник научных трудов XIII Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE)*. 2019. С. 181–183. <https://www.elibrary.ru/zgqxbb>
10. Игтисамова Г.Р., Габдуллина Г.И. Расчет параметров кустовой насосной станции с автономным энерго-обеспечением и тепловым, водогазовым воздействием на пласт. В сб.: *Актуальные вопросы высшего образования – 2020: Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием)*. 2020. С. 230–237. <https://www.elibrary.ru/dfeidr>
11. Гиззатуллина А.А., Фаткуллин А.А., Абдулманов А.А. Математическое моделирование теплового воздействия на высоковязкую нефть в пласте через горизонтальную скважину. В сб.: *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции*. 2020. С. 45–49. <https://www.elibrary.ru/fvllkz>
12. Карташов Э.М., Кудинов В.А. *Аналитическая теория теплопроводности и прикладной термоупругости*. М.: URSS; 2018. 656 с.
13. Карташов Э.М. Модельные представления теплового удара в динамической термоупругости. *Russ. Technol. J.* 2020;8(2):85–108. <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2020-8-2-85-108>
14. Саяхов Ф.Л., Фатыхов М.А., Дыбленко В.М., Симкин Э.М. Расчет основных показателей процесса высокочастотного нагрева призабойной зоны нефтяных скважин. *Изв. вузов. Серия Нефть и газ*. 1977;6:15–21. <https://elibrary.ru/nzemgp>
15. Сургучев М.Л., Симкин Э.М., Жданов С.А. Влияние методов теплофизического воздействия на призабойные зоны на увеличение нефтеотдачи пласта. *Нефтяное хозяйство*. 1977;10:48–50.
16. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. *Использование физических полей для извлечения нефти из пластов*. М.: Недра; 1985. 231 с.
17. Дуркин С.М., Меньшикова И.Н. Оценка влияния способа учета пород-неколлекторов на процесс теплового воздействия на пласт при численном моделировании. *Инженер-нефтяник*. 2017;3:38–41. <https://elibrary.ru/zhneuf>
18. Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Набиуллина А.А. Обоснование на основе численного моделирования выбора методов теплового воздействия на керогеносодержащие пласты. В сб.: *Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию академика А.Э. Конторовича*. 2019. С. 37–39. <https://elibrary.ru/mukjjh>
19. Тупышев М.К. Динамика гидратообразования в призабойной зоне скважин при разработке низкотемпературных газовых залежей. *Георесурсы, геэнергетика, геополитика*. 2010;2(2):20. <https://elibrary.ru/sikwul>
20. Шарафутдинов Р.Ф., Канафин И.В., Хабилов Т.Р. Численное исследование температурного поля в скважине с многопластовой системой при движении газированной нефти. *Прикладная механика и техническая физика*. 2019;60(5–357):125–135. <https://doi.org/10.15372/PMTF20190512>
21. Рамазанов А.Ш., Паршин А.В. Температурное поле в нефте-водонасыщенном пласте с учетом разгазирования нефти. *Нефтегазовое дело*. 2006;1:22. <https://elibrary.ru/twwnpx>
22. Рамазанов А.Ш., Паршин А.В. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти. *Теплофизика высоких температур*. 2012;50(4):606–608. <https://elibrary.ru/kovvto>
23. Шагапов В.Ш., Тазетдинов Б.И. Моделирование динамики образования и разложения газогидратных частиц при их всплытии в воде. *Вестник Самарского государственного университета. Естественнонаучная серия*. 2013;9-2(110):133–139. <https://elibrary.ru/txwiiiv>
24. Рамазанова Э.Н., Аливердиев А.А., Григорьев Е.Б., Заричняк Ю.П., Алиев Р.М., Бейбалаев В.Д. Температурное поле нефтяного пласта с учетом влияния тепловых методов воздействия и теплопроводности горных пород. *Вести газовой науки*. 2023;2(54):68–73. <https://elibrary.ru/wrwewp>

25. Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Лагунов П.С., Гуляев П.Н., Петухов А.С., Лютоев П.А. Влияние теплофизических свойств пласта и флюида на технологические параметры пароциклического воздействия. *Инженерно-физический журнал*. 2023;96(5):1323.
26. Ефимцев С.В., Нустров В.С., Охезин С.П., Подоплелов В.В. Некоторые задачи фильтрации в деформируемых средах. *Известия УрГУ. Серия Математика и механика*. 2003;5(26):66–76. <https://elibrary.ru/vlomwf>
27. Макарычев С.В., Мазиров М.А. *Теплофизика почв: методы и свойства*. Суздаль; 1996. Т. 1. 231 с.
28. Лаптев А.Г., Николаев Н.А., Башаров М.М. *Методы интенсификации и моделирования теплообменных процессов*. М.: Теплотехник; 2011. 287 с.
29. Голдобин Д.С., Краузин П.В. Насыщение затопленных почв двухкомпонентной смесью газов. *Вестник ПНИПУ. Механика*. 2013;4:33–41.
30. Goldobin D.S., Krauzin P.V. Formation of bubbly horizon in liquid-saturated porous medium by surface temperature oscillation. *Phys. Rev. E*. 2015;92(6):063032(1–8). <http://dx.doi.org/10.1103/PhysRevE.92.063032>

REFERENCES

1. Gilmanov A.Ya., Kovalchuk T.N., Skoblikov R.M., Fedorov A.O., Khodzhiyev Ye.N., Shevelev A.P. Analysis of the influence of thermophysical parameters of the reservoir and fluid on the process of cyclic steam stimulation. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika = Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2023;9(3–35):6–27 (in Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27>
2. Zagrivnyi E.A., Rudakov V.V., Bataev S.N. Electro thermal complex for thermal methods of extraction of high-viscosity oil. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*. 2004;158:226–229 (in Russ.).
3. Aminev D.A., Kravchenko M.N. Methods of thermal impact on the reservoir at the stage of well heating with pressure reduction. In: *SNK-2020: Proceedings of the Anniversary 70th Open International Student Scientific Conference of the Moscow Polytech*. Moscow. 2020. P. 198–201 (in Russ.).
4. Dumanskii Yu.G., Khlebnikov P.A., Mokropulo I.P., Gilaev G.G. Production of highly viscous oils by the method of thermal impact on reservoirs at the Okha field. In: *Development of Resources of Hard-to-Recover and High-Viscosity Oils: Conference Proceedings*. 1997. P. 142–165 (in Russ.).
5. Lapatin V.V. Analysis of the efficiency of thermal impact on a reservoir with highly viscous oil using a pair of simultaneously operating horizontal wells. *Aktual'nye problemy sotsial'no-gumanitarnogo i nauchno-tekhnicheskogo znaniya = Actual Problems of Social, Humanitarian and Scientific-Technical Knowledge*. 2023;4(35):18–20 (in Russ.).
6. Usmanov A.R. Thermal methods of influence on the formation. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri = Academic Journal of West Siberia*. 2018;14(6–77):141–142 (in Russ.).
7. Gizzatullina A.A. Thermal impact on highly viscous oil in the reservoir using a pair of horizontal wells operating simultaneously. In: *12th All-Russian Congress on Fundamental Problems of Theoretical and Applied Mechanics: Conference Proceedings in 4 v. V. 2*. 2019. P. 1178–1179 (in Russ.). <https://www.elibrary.ru/qfwigl>
8. Salavatov T.Sh., Mamedov F.F. The prospects of using devices of alternative energy sources towards thermal treatment of formation and bottomhole zone. *Azerbaijdzhanskoe neftyanoe khozyaistvo = Azerbaijan Oil Industry*. 2019;4:37–44 (in Russ.).
9. Yangirov R.R. Dynamics of the temperature field in the reservoir during thermal impact on the productive reservoir on the example of the Russian field. In: *West Siberian Oil and Gas Congress: Collection of Scientific Papers of the 13 International Scientific and Technical Congress of the Student Section of the Society of Petroleum Engineers (SPE)*. 2019. P. 181–183 (in Russ.). <https://www.elibrary.ru/zgqxbb>
10. Igtisanova G.R., Gabdullina G.I. Calculation of the parameters of the kust pump station with autonomous energy provision and heat, water-gas reservoir stimulation. In: *Actual Issues of Higher Education – 2020: Proceedings of the All-Russian Scientific and Methodological Conference (with International Participation)*. 2020. P. 230–237 (in Russ.). <https://www.elibrary.ru/dfeidr>
11. Gizzatullina A.A., Fatkullin A.A., Abdulmanov A.A. Mathematical modeling of heat influence on a high-viscous oil in a layer through a horizontal well. In: *Contemporary technologies in the oil and gas industry – 2020: Collection of Works of the International Scientific and Technical Conference*. 2020. P. 45–49 (in Russ.). <https://www.elibrary.ru/fvllkz>
12. Kartashov E.M., Kudinov V.A. *Analiticheskaya teoriya teploprovodnosti i prikladnoi termouprugosti (Analytical Theory of Heat Conduction and Applied Thermoelasticity)*. Moscow: URSS; 2018. 656 p. (in Russ.).
13. Kartashov E.M. Model representations of heat shock in terms of dynamic thermal elasticity. *Russ. Technol. J*. 2020;8(2): 85–108 (in Russ.). <https://doi.org/10.32362/2500-316X-2020-8-2-85-108>
14. Sayakhov F.L., Fatykhov M.A., Dyblenko V.M., Simkin E.M. Calculation of the main indicators of the process of high-frequency heating of the bottomhole zone of oil wells. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Seriya Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*. 1977;6:15–21 (in Russ.). <https://elibrary.ru/nzemgp>
15. Surguchev M.L., Simkin E.M., Zhdanov S.A. Influence of methods of thermophysical impact on bottomhole zones on increasing oil recovery. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 1977;10:48–50 (in Russ.).
16. Vakhitov G.G., Simkin E.M. *Ispol'zovanie fizicheskikh polei dlya izvlecheniya nefi iz plastov (The Use of Physical Fields to Extract Oil from Reservoirs)*. Moscow: Nedra; 1985. 231 p. (in Russ.).
17. Durkin S.M., Menshikova I.N. Assessment of the impact of method of accounting of non-reservoir rocks in the process of thermal stimulation by numerical simulation. *Inzhener-neftyanik*. 2017;3:38–41 (in Russ.). <https://elibrary.ru/zhneuf>

18. Dieva N.N., Kravchenko M.N., Nabiullina A.A. Justification based on numerical modeling of the choice of thermal impact methods on kerogen-containing reservoirs. In: Actual Problems of Oil and Gas Geology in Siberia: *Proceedings of the 2nd All-Russian Scientific Conference of Young Scientists and Students Dedicated to the 85th Anniversary of Academician A.E. Kontorovich*. 2019. P. 37–39 (in Russ.). <https://elibrary.ru/mukjjh>
19. Tupysev M.K. Dynamics of hydrate formation in near-wellbore zone of wells while the development of low-temperature gas deposits. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*. 2010;2(2):20 (in Russ.). <https://elibrary.ru/sikwul>
20. Sharafutdinov R.F., Kanafin I.V., Khabirov T.R. Numerical Investigation of the temperature field in a multiple-zone well during gas-cut oil motion. *J. Appl. Mech. Tech. Phys.* 2019;60(5):889–898. <https://doi.org/10.1134/S0021894419050122>
[Original Russian Test: Sharafutdinov R.F., Kanafin I.V., Khabirov T.R. Numerical Investigation of the temperature field in a multiple-zone well during gas-cut oil motion. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*. 2019;60(5–357):125–135 (in Russ.). <https://doi.org/10.15372/PMTF20190512>]
21. Ramazanov A.Sh., Parshin A.V. Temperature distribution in oil-water-saturated reservoir with account of oil degassing. *Neftegazovoe delo = Oil and Gas Business*. 2006;1:22 (in Russ.). <https://elibrary.ru/twvwnpx>
22. Ramazanov A.S., Parshin A.V. Analytical model of temperature variations during the filtration of gas-cut oil. *High Temp.* 2012;50(4):567–569. <https://doi.org/10.1134/S0018151X12040189>
[Original Russian Test: Ramazanov A.Sh., Parshin A.V. Analytical model of temperature variations during the filtration of gas-cut oil. *Teplofizika vysokikh temperatur*. 2012;50(4):606–608 (in Russ.). <https://elibrary.ru/kovvto>]
23. Shagapov V.Sh., Tazetdinov B.I. Modeling the dynamics of formation and decomposition of gas hydrate particles during their surfacing in water. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvennonauchnaya seriya = Vestnik of Samara University. Natural Science Series*. 2013;9-2(110):133–139 (in Russ.). <https://elibrary.ru/rxwivv>
24. Ramazanova E.N., Aliverdiev A.A., Grigor'ev E.B., Zarichnyak Yu.P., Aliev R.M., Beibalaev V.D. Temperature field of an oil reservoir considering the effect of thermal methods of impact and thermal conductivity of rocks. *Vesti gazovoi nauki*. 2023;2(54):68–73 (in Russ.). <https://elibrary.ru/wrwwep>
25. Gil'manov A.Y., Shevelev A.P., Lagunov P.S., et al. Influence of the Thermophysical Properties of the Reservoir and Fluid on the Technological Parameters of the Cyclic Steam Stimulation. *J. Eng. Phys. Thermophy.* 2023;96(5):1311–1319. <https://doi.org/10.1007/s10891-023-02797-8>
[Original Russian Test: Gil'manov A.Ya., Shevelev A.P., Lagunov P.S., Gulyaev P.N., Petukhov A.S., Lyutov P.A. Influence of the Thermophysical Properties of the Reservoir and Fluid on the Technological Parameters of the Cyclic Steam Stimulation. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*. 2023;96(5):1323–1331 (in Russ.).]
26. Efimtsev S.V., Nustrov B.C., Okhezin S.P., Podoplelov V.V. Some problems of filtration in deformable media. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya Matematika i mekhanika*. 2003;5(26):66–76 (in Russ.).
27. Makarychev S.V., Mazirov M.A. *Teplofizika pochv: metody i svoystva (Thermal Physics of Soils: Methods and Properties)*. Suzdal; 1996. V. 1. 231 p. (in Russ.).
28. Laptev A.G., Nikolaev N.A., Basharov M.M. *Metody intensivifikatsii i modelirovaniya teplomassoobmennykh protsessov (Methods of Intensification and Modeling of Heat and Mass Transfer Processes)*. Moscow: Teplotekhnika; 2011. 287 p. (in Russ.).
29. Goldobin D.S., Krauzin P.V. Saturation of aquifers with two-component gas mixture. *Vestnik PNIPU. Mekhanika = PNRPU Mechanics Bulletin*. 2013;4:33–41 (in Russ.).
30. Goldobin D.S., Krauzin P.V. Formation of bubbly horizon in liquid-saturated porous medium by surface temperature oscillation. *Phys. Rev. E*. 2015;92(6):063032(1–8). <http://dx.doi.org/10.1103/PhysRevE.92.063032>

Об авторах

Савотченко Сергей Евгеньевич, д.ф.-м.н., доцент, профессор кафедры высшей математики, Институт перспективных технологий и промышленного программирования, ФГБОУ ВО «МИРЭА – Российский технологический университет» (119454, Россия, Москва, пр-т Вернадского, д. 78); профессор кафедры высшей математики и физики, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ) (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23). E-mail: savotchenkose@mail.ru. Scopus Author ID 6603577988, SPIN-код РИНЦ 2552-4344, <https://orcid.org/0000-0002-7158-9145>

Захаров Василий Александрович, аспирант, кафедра высшей математики и физики, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ) (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23). E-mail: vasilyblack10@gmail.com. <https://orcid.org/0009-0008-1978-2993>

About the Authors

Sergey E. Savotchenko, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor, High Mathematics Department, Institute for Advanced Technologies and Industrial Programming, MIREA – Russian Technological University (78, Vernadskogo pr., Moscow, 119454 Russia); Professor, Department of Higher Mathematics and Physics, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI) (23, Miklukho-Maklaya ul., Moscow, 117997 Russia). E-mail: savotchenkose@mail.ru. Scopus Author ID 6603577988, RSCI SPIN-code 2552-4344, <https://orcid.org/0000-0002-7158-9145>

Vasily A. Zakharov, Postgraduate Student, Department of Higher Mathematics and Physics, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI) (23, Miklukho-Maklaya ul., Moscow, 117997 Russia). E-mail: vasilyblack10@gmail.com. <https://orcid.org/0009-0008-1978-2993>