

УДК 550.812.14

ЦИФРОВОЙ КЕРН: ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ НА ДВУХФАЗНУЮ ФИЛЬТРАЦИЮ ФЛЮИДОВ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ

Катанов Юрий Евгеньевич¹,
katanov-juri@rambler.ru

Ягафаров Алик Каюмович¹,
jagafarovak@tyuiu.ru

Аристов Артем Игоревич¹,
artizzq@gmail.com

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. Вычислительная гидродинамика является мощным инструментом для изучения геологических процессов. Уравнения течения жидкостей в пористых средах можно решать непосредственно с учетом получаемых трехмерных рентгеновских и компьютерных томографических изображений. Многочисленные исследования геологических особенностей горных пород зависят от теплопередачи в пористых материалах. Эти процессы включают теплопроводность в горном материале, конвекцию между веществом и окружающим газом, электропроводность, вязкую диссипацию жидкостей, кинетику химических реакций, а также межфазную теплопередачу на границе твердое вещество/жидкость. В то время как перенос энергии в пористых средах в условиях локального теплового равновесия хорошо изучен в масштабе закона Дарси, он реже рассматривается в поросетевых моделях. Теплопередача может быть учтена путем создания «тепловой сети» на базе поросетевой модели, представляющей совокупность флюидопроводящих каналов при соответствующем решении уравнения единого энергетического баланса. Также необходим учет конвективного переноса тепловой энергии потоком жидких фаз (нефть, вода), каждая из которых представлена отдельной сетью. Зная распределение температурного поля в текстуре каждого литологического типа породы, можно определить вероятностное смещение фронта вытеснения жидкостей в соответствующем флюидопроводящем пространстве горной породы.

Цель: нейросетевое моделирование влияния температурного поля на фильтрационные характеристики углеводородов в флюидопроводящем пространстве горных пород.

Объекты: полимиктовые песчаники тюменской свиты.

Методы. Цифровая реконструкция текстуры горных пород выполнена с привлечением методов искусственного интеллекта и нейросетей; нейросетевые алгоритмы вероятностного фронта вытеснения двухфазного потока (нефть, вода) разработаны на языке программирования Python; методический подход к исследованию распространения теплового поля в текстуре горных пород и его влияния на двухфазный поток жидкостей разработан с использованием закона Фурье, уравнений Навье–Стокса и критериев подобия углеводородных систем.

Результаты. Разработаны алгоритмы нейросетевого моделирования температурного поля в флюидопроводящем пространстве горной породы (полимиктовый песчаник), а также нейросетевые алгоритмы для оценки смещения фронта двухфазной фильтрации при соответствующем воздействии температурного распределения в текстуре цифрового керна. Изложены базовые математические модели данных алгоритмов. Исходный код алгоритмов написан на языке программирования Python с дополнительным использованием некоммерческих библиотек. Результаты нейросетевого моделирования в высокой степени имеют достоверный уровень, подтверждаемый экспериментами данными, полученными в лаборатории ядерных исследований (Тюменский государственный университет, г. Тюмень), лаборатории научно-технического центра рационального недропользования им. В.И. Шпилемана (г. Ханты-Мансийск), лаборатории цифровых исследований в нефтегазовом деле в рамках реализации технологического проекта «Цифровой керн» (Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень).

Ключевые слова:

пустотное пространство, керн, конвекция, кондукция, температура, поросетевая модель, жидкость, слайс, диффузия, модель, поток, фаза.

Введение

Объемная доля пустотного пространства и текстура матрицы горной породы придают пористым средам структурно-вещественные характеристики. Анализируя многочисленные исследования [1–8], можно утверждать, что фазовые взаимодействия между петрофизическими характеристиками горных пород носят локальный характер в соответствии с отдельными литологическими типами, а также их различными композициями (литологические разности).

При изучении физического керна используются различные численные методы для представления его текстуры с закрытыми или открытыми порами и их механическими и гидротермическими характеристиками [9, 10].

С учетом особенностей конвективной теплопередачи при минерагенической интерпретации пористых сред должны использоваться те же принципы, что применимы при моделировании структуры-текстуры любых твердых тел (междисциплинарные аналогии).

Геолого-математическое моделирование на уровне пор означает, что решаются полные уравнения Навье–Стокса для всего потока жидкости и температурного поля внутри пористой текстуры. Данный подход имеет ряд недостатков, в частности дорогостоящий вычислительный процесс из-за сложной геометрии пористых сред, а также низкую точность синтетически сгенерированного керна [11–14].

Для математического описания внутреннего состояния геологической среды используются два существующих температурных поля, относящихся к твердой и жидкой фазам в гетерогенных (неоднородных) моделях.

В гомогенных (однородных) моделях после приложения импульсного возмущения сразу же видна значительная разница в температурах жидкой и твердой фаз.

В результате развития вычислительной гидродинамики (ВГД) и улучшения возможностей воспроизведения геометрии физического керна проводится все больше численных симуляций [15–17].

В ряде научных работ [18–20] математическая модель теплопроводности геологических сред представлена с учетом эффективной проекции смещения температурного фронта на основе фрактальной геометрии.

Для повышения точности моделей пористых континуумов описаны шаги, предпринятые для вычислительного моделирования конвективной теплопередачи в геологических средах. Конвективная теплопередача, возникающая в результате принудительного потока через высокопроводящие пористые микроблоки, была предсказана с помощью ВГД-моделирования.

Идеализированная геометрическая модель пористых сред со сферической текстурой была использована для создания нескольких доменов (отдельных сегментов порового пространства), которые охватывали диапазон пор разного диаметра, типичных для графитовых пен, чтобы сделать первичные прогнозы изменения температурного поля на уровне пор [21–23].

В работах [24–26] предлагается научный подход к численному решению сопряженной тепловой задачи, основанный на алгоритмах конечных элементов. Метод дискретизации Галеркина для решения геолого-математической системы «функция потока – вихрь» дает хорошие результаты только тогда, когда параметры задачи эквивалентны низким числам Рейнольдса [27, 28].

Аналогичная проблема наблюдается при решении уравнения теплопроводности, где можно получить хорошие результаты только при низких числах Пекле (один из критериев подобия углеводородных систем). Это связано с информационной неустойчивостью, которая возникает, когда конвективный член данного уравнения начинает оказывать большее влияние, чем диффузионный член.

Поэтому разработка научного подхода, учитывающего текстурную конфигурацию керна и закономерностей смещения фронта движения жидкостей при воздействии на него температуры, является актуальной задачей. Наиболее оптимальным инструментарием для реализации основ такого научного подхода, при достаточном уровне информативной достоверности, является создание цифровых двойников керна.

Методический подход к исследованию влияния температуры на фильтрационные характеристики жидкостей

Уравнения нестационарной несжимаемой вязкой жидкости, уравнение неразрывности потока и составное уравнение Навье–Стокса связаны с тепловым переносом в рамках следующей системы:

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial x_1} + \frac{\partial v}{\partial x_2} = 0; \\ \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x_1} + v \frac{\partial u}{\partial x_2} = -\frac{\partial P}{\partial x_1} + \frac{1}{\text{Re}} \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial x_2^2} \right); \\ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x_1} + v \frac{\partial v}{\partial x_2} = -\frac{\partial P}{\partial x_2} + \frac{1}{\text{Re}} \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x_2^2} \right); \\ \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x_1} + v \frac{\partial T}{\partial x_2} = \frac{1}{\text{Pr}} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial x_2^2} \right), \end{cases} \quad (1)$$

где u, v – соответственно, компоненты скоростей потока вдоль направлений x_1, x_2 , P, T – соответственно, давление и температура флюида; Re – число Рейнольдса; Pr – число Прандтля.

Геологическим средам с разными петрофизическими особенностями характерны индивидуальные механизмы взаимодействия структурно-вещественных характеристик, приводящих ко множеству моделей теплопроводности (или диффузии). Согласно теории теплопроводности, в газовом поле она происходит за счет столкновений молекул, а в жидкостях – за счет колебаний каждой молекулы внутри «тепловой клетки», образованной ее ближайшими «соседями».

Закон теплопроводности, известный как закон Фурье, гласит, что в сплошной среде кондуктивный тепловой поток q обратно пропорционален градиенту температуры ΔT :

$$q = -k \nabla T, \quad (2)$$

где k – теплопроводность (единица СИ: Вт/(м·К); когда данная характеристика имеет положительное значение, тепло перемещается от «горячих участков» к более холодным; $\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial}{\partial z} \vec{k}$ – оператор

Гамильтона; $\vec{i}, \vec{j}, \vec{k}$ – орты (единичные вектора), задающие начальные направления осей x, y, z , соответственно.

Для сопряженной теплопроводности на уровне пор физического керна рассматривается пористая область, состоящая из двух подобластей: твердое вещество керна (зерна и цементирующее вещество) S и пустотное пространство F .

Допуская, что область пустотного пространства керна заполнена флюидом, уравнение энергии для несжимаемой однофазной жидкости будет следующим:

$$\frac{\partial (\rho c_* T_*)}{\partial t} + \nabla (\rho c_* T_* v_*) - \nabla (\lambda_* \nabla T_*) = 0, \quad (3)$$

где T_* – температура жидкости, К; λ_*, x_*, v_* – соответственно, теплопроводность, удельная теплоемкость и скорость движения жидкости; ΔT_* – температурный градиент жидкости; ρ – плотность жидкости, кг/м³; $\frac{\partial (\rho c_* T_*)}{\partial t}$ – плотность изменения потока жидкости в пустотном пространстве керна по времени t .

Тогда уравнение энергии для твердого вещества керна можно представить следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho_{\tau_b} c_{\tau_b} T_{\tau_b})}{\partial t} - \nabla(\lambda_{\tau_b} \nabla T_{\tau_b}) = 0, \quad (4)$$

где c_{τ_b} , λ_{τ_b} , ρ_{τ_b} , ΔT_{τ_b} – соответственно, удельная теплоемкость, эффективная теплопроводность, плотность и температурный градиент твердого вещества керна;

$\frac{\partial(\rho_{\tau_b} c_{\tau_b} T_{\tau_b})}{\partial t}$ – плотность изменения теплопроводности в твердом веществе керна по времени t .

Поскольку между твердым веществом и заполненными флюидом пустотами нет массопереноса, любое движение жидкости внутри пачек зерен можно не учитывать.

Если же в твердом веществе керна обнаружены нанопоры, их следует учитывать в виде отдельных пространственных кластеров либо считать настолько малыми, что фронт потока жидкостей не изменит своих границ при движении в пустотном пространстве.

В базовом варианте геолого-математической модели двухфазной фильтрации (нефть, вода) не будет учитываться влияние шероховатости поверхности зерен на поток и теплоперенос.

В качестве условия отсутствия течения и скольжения на границе раздела геологических сред можно задать значение скорости потока $v_{\text{fluid}}=0$, соответствующее квазитрехмерному ограничению системы «кern–флюид».

С точки зрения теории равновесного состояния, подходящими условиями непрерывности изменения температурного поля и фильтрационных потоков, проводящих тепловую энергию на границе раздела между твердым веществом и пустотным пространством керна, являются следующие:

$$\begin{cases} T_{\tau_b} = T_{\text{ж}}; \\ \lambda_{\tau_b} \nabla T_{\tau_b} n = -\lambda_{\text{ж}} \nabla T_{\text{ж}} n, \end{cases} \quad (5)$$

где n – вектор нормализации.

Относительные инерционные и вязкие силы системы «тепловой поток – жидкость» можно представить на базе числа Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\rho v_{\text{хар}} l_{\text{хар}}}{\mu}, \quad (6)$$

где $l_{\text{хар}}$ – характерный масштаб участка керна для соответствующей скорости течения жидкостей $v_{\text{хар}}$; μ – динамическая вязкость жидкостей.

В данном исследовании учитывается ламинарное течение (низкие и умеренные числа Рейнольдса).

Отношение скорости кондуктивного переноса тепла (теплопередачи) к скорости адвективного переноса тепла известно, как число Пекле:

$$\text{Pe} = \frac{\rho c_{\text{р,ж}} v_{\text{хар}} l_{\text{хар}}}{\lambda_{\text{ж}}} = \text{Re Pr}, \quad (7)$$

где Pr – число Прандтля; Re – число Рейнольдса; $\lambda_{\text{ж}}$ – теплопроводность жидкости; $v_{\text{хар}}$ – характерная скорость жидкости; $l_{\text{хар}}$ – характеристическая длина участка течения жидкости; $c_{\text{р,ж}}$ – удельная теплоемкость жидкости; ρ – плотность жидкости, кг/м^3 .

Физический смысл числа Прандтля Pr с учетом (6) сводится к соотношению динамической вязкости, удельной теплоемкости и теплопроводности жидкости:

$$\text{Pr} = \mu c_{\text{р,ж}} \lambda_{\text{ж}}^{-1}. \quad (8)$$

Теплообмен между поверхностью керна с температурой T_W и жидкостью с температурой T_{∞} обычно описывается температурой Θ :

$$\Theta \equiv \frac{T - T_{\infty}}{T_W - T_{\infty}}, \quad (9)$$

где T_{∞} – температура входящего флюида; T_W – температура твердой поверхности керна; T – текущая температура флюида.

Учитывая (6)–(9) в уравнениях баланса (1), получаем основные уравнения для компьютерного моделирования гидродинамики в пространстве цифрового керна:

$$\begin{cases} \frac{\partial v_j}{\partial x_j} = 0; \\ \frac{\partial v_i}{\partial t} + v_j \frac{\partial v_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{1}{\text{Re}} \frac{\partial^2 v_i}{\partial x_j \partial x_j}; \\ \frac{\partial \Theta}{\partial t} + v_j \frac{\partial \Theta}{\partial x_j} = \frac{1}{\text{Re Pr}} \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x_j \partial x_j}, \end{cases} \quad (10)$$

где v_j – компоненты скорости потока при смещениях

j ; $\frac{\partial v_j}{\partial x_j}$ – производная компонент потока при смещениях j по направлению x_j ; $\frac{\partial v_i}{\partial t}$ – производная компонент потока при смещениях i по времени t ; $\frac{\partial v_i}{\partial x_j}$ – производная компонент потока при смещениях i по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 v_i}{\partial x_j \partial x_j}$ – вторая производная скорости потока при смещениях i по направлению x_j ; ρ – плотность потока, кг/м^3 ; $\frac{\partial p}{\partial x_i}$ – производная давления

потока по направлению x_i ; $\frac{\partial \Theta}{\partial t}$ – производная температуры системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по времени t ; $\frac{\partial \Theta}{\partial x_j}$ – производная температуры системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 \Theta}{\partial x_j \partial x_j}$ – вторая производная температуры системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по направлению x_j ; Re – число Рейнольдса; Pr – число Прандтля.

Функции распределения фильтрационного ψ и вихревого ζ потоков, определяемые соответствующими

щими скоростями течения, для несжимаемых двухфазных жидкостей можно представить в следующем виде:

$$\zeta = \frac{\partial v}{\partial x_1} - \frac{\partial u}{\partial x_2}, \quad (11)$$

где $\frac{\partial v}{\partial x_1}$ – производная второго компонента скорости потока (вода) по направлению x_1 ; $\frac{\partial u}{\partial x_2}$ – производная первого компонента скорости потока (нефть) по направлению x_2 .

Посредством локальной интерполяции для каждой пары двух пространственных точек в поле двухфазного потока и в дальнейшем, при переходе к глобальной интерполяции единых линий тока, получаем совокупность функций потока, определяющих суммарный объемный расход жидкостей. Компоненты скорости рассчитываются с помощью частных производных скалярной функции потока (полуэмпирическая форма):

$$\begin{cases} u = \frac{\partial \psi}{\partial x_2}; \\ v = -\frac{\partial \psi}{\partial x_1}, \end{cases} \quad (12)$$

где $\frac{\partial \psi}{\partial x_2}$ – производная функции потока по направлению x_2 ; $\frac{\partial \psi}{\partial x_1}$ – производная функции потока по направлению x_1 .

Используя (11), (12), уравнения Навье–Стокса для несжимаемых жидкостей (10) приобретают следующий модифицированный вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2} = -\zeta; \\ \frac{\partial \zeta}{\partial t} + v_j \frac{\partial \zeta}{\partial x_j} = \frac{1}{\text{Re}} \frac{\partial^2 \zeta}{\partial x_j \partial x_j}; \\ \frac{\partial \Theta}{\partial t} + v_j \frac{\partial \Theta}{\partial x_j} = \frac{1}{\text{Re Pr}} \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x_j \partial x_j}, \end{cases} \quad (13)$$

где $\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1^2}$ – производная функции фильтрационного потока второго порядка по направлению x_1 ; $\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2}$ – производная функции фильтрационного потока второго порядка по направлению x_2 ; $\frac{\partial \zeta}{\partial t}$ – производная функции вихревого потока по времени t ; $\frac{\partial \zeta}{\partial x_j}$ – производная функции вихревого потока по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 \zeta}{\partial x_j \partial x_j}$ – производная функции вихревого потока

второго порядка по направлению x_j ; $\frac{\partial \Theta}{\partial t}$ – производная температуры системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по времени t ; $\frac{\partial \Theta}{\partial x_j}$ – производная температуры системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по направлению x_j ; $\frac{\partial^2 \Theta}{\partial x_j \partial x_j}$ – производная температуры второго порядка системы «твердое вещество керна – пустотное пространство» по направлению x_j .

Тогда коэффициент поверхностного трения потока жидкостей можно определить следующим образом:

$$c_f = \frac{2}{\text{Re}} \zeta_w, \quad (14)$$

где Re – число Рейнольдса; ζ_w – вихревой поток на поверхности твердого вещества керна.

Для компьютерной реализации математического аппарата (1)–(14) были разработаны нейросетевые алгоритмы с использованием языка программирования Python, с привлечением некоммерческих библиотек для решения уравнений методом конечных элементов (PoreSpy, SfePy).

В качестве входных данных для алгоритмов используются графические образы шлифов горных пород, томографические образы и рентгенограммы образцов керна в форматах JPEG, BMP, TIFF, PNG.

В качестве выходных данных формируются RAW-массивы графических образов насыщенного флюидами пространства цифрового керна с соответствующей кодификацией значений температуры и скорости фильтрации в каждой пространственной точке.

Результаты и обсуждения

Исходные данные графических образов керна материала горных пород, на примере текстуры полимиктовых песчаников, были подвергнуты процедуре бинаризации: флюидопроводящее пространство и минерально-компонентный состав (зерна породы и цементирующее вещество) организованы в одном направлении для формирования гиперкуба цифрового керна (рис. 1).

Последовательность дальнейшего цифрового преобразования керна данных можно описать следующим образом (рис. 2, цифровые двойники 1–7):

- на основании первичной геолого-геофизической информации и данных томографии формируется поле центров областей конфузоров/диффузоров (то есть резких сужений/расширений флюидопроводящих каналов) текстуры керна (1) посредством нейросетевого моделирования;
- на базе языка программирования Python с учетом (1) создаются геологические цифровые двойники горных пород для сегментированной текстуры керна (2), симуляции изменения флюидонасыщенности/капиллярного давления (3), распределения температурного поля (4) и двухфазной фильтрации (в вертикальном направлении) (5) в пространстве текстурного каркаса цифрового керна (6).

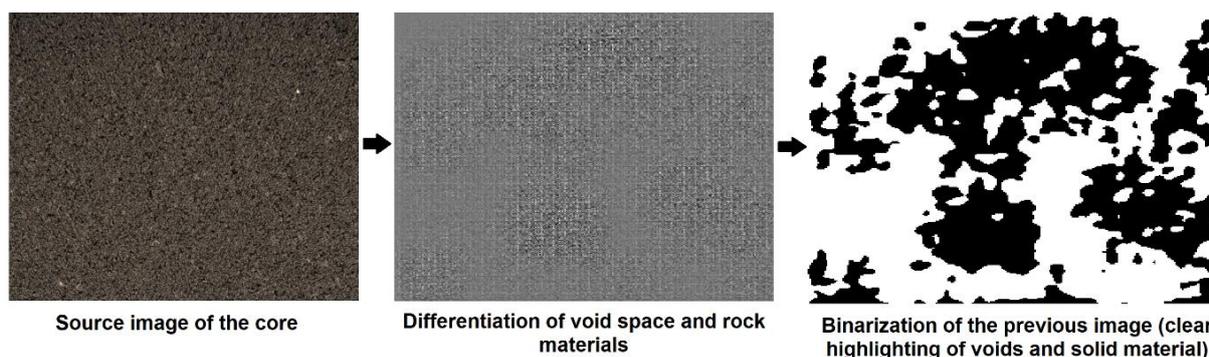


Рис. 1. Процедура начального цифрового преобразования керновых данных (*Source image of the core* – исходное изображение керна; *Differentiation of void space and rock materials* – дифференциация пустотного пространства и материалов горных пород; *Binarization of the previous image (clear highlighting of voids and solid material)* – бинаризация предыдущего изображения (четкое освещение пустот и твердых материалов))

Fig. 1. Procedure of initial digital conversion of core data

Также представлена вынужденная латеральная миграция (преимущественно в горизонтальном направлении) цифрового флюида (7) в пространстве цифрового керна (6).

Стоит отметить, что симуляции флюидонасыщенности/капиллярного давления (3) рассматриваются как функции $f(x_1, x_2)$, зависящие от двух переменных (x_1 – флюидонасыщенность, x_2 – капиллярное давление), данные по которым были получены посредством лабораторных исследований.

В качестве начальных условий для модифицированных уравнений Навье–Стокса при моделировании температурного поля в флюидопроводящем пространстве горной породы установлены следующие значения:

- температура минерально-компонентного состава породы 335 К;
- температура пустотного пространства, в котором сосредоточены флюиды, 300 К;

- температура источников теплового поля 340 К;
- число Рейнольдса 100;
- кинематическая вязкость $1,48 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$;
- коэффициент термодиффузии $22,07 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;
- теплопроводность 10 Вт/(м·К);
- фактор верхней релаксации 1.

Для прогнозирования температуры в пустотном пространстве горной породы, с учетом расположения в нем источников тепла, было получено множество однокадровых графических изображений цифрового керна на 256 на 256 пространственных точек (вокселей – пространственных пикселей). В качестве источников тепла использовались сосредоточения центроидов областей конфузоров/диффузоров керна, индивидуальный размер которых определяется их текстурной конфигурацией (технология извлечения семантической информации из графических образов).

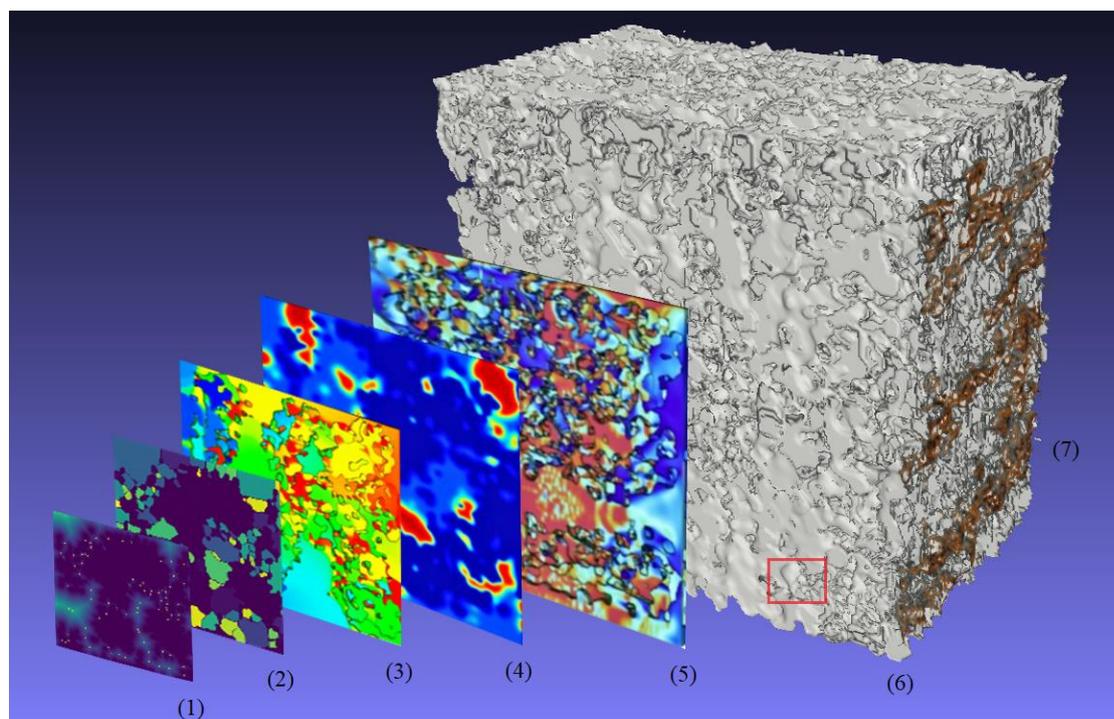


Рис. 2. Цифровая трансформация керновых данных

Fig. 2. Digital transformation of core data

При нейросетевом моделировании распространения температурного поля движущимся флюидом в пустотном пространстве горной породы, с учетом закона Фурье, цифровой двойник двухфазного потока был реконструирован таким образом, чтобы тепловой поток мог смещаться от передней до задних граней гиперкуба цифрового ядра. При этом были заданы следующие начальные условия:

- температура входящего потока 330 К;
- температура выходящего потока 290 К;
- теплопроводность потока 0,024 Вт/м·К;
- теплоемкость потока 75,28 Дж/(моль·К);
- ацентрический фактор 11,5 Дж/(моль·К);
- точка «кипения» 373,15 К;
- молекулярная масса 0,018 кг/моль;
- критическая температура 647,15 К;
- динамическая вязкость 75,28 Па·с;
- минерализация 0 г/кг;
- критическое давление 3771000 Па.

Принцип взаимодействия текстурных элементов цифрового ядра в поле изменения температур представлен на рис. 3.

На рис. 4 представлена динамика вероятностного смещения температурного поля в текстуре полимиктового песчаника для выделенной «красной области» (рис. 2) отдельного участка цифрового ядра с соответствующей кодификацией каждого вокселя мине-

рально-компонентного вещества и флюидопроводящего пространства до последней итерации нейросетевой симуляции.

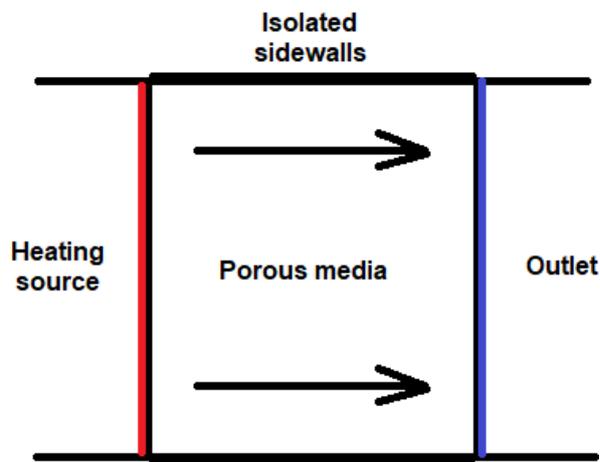


Рис. 3. Схема функционирования текстурных элементов цифрового ядра для нейросетевой модели распространения температурного поля (Isolated sidewalls – изолированные боковые стенки; Heating source – источник тепла; Porous media – пористая среда; Outlet – выход)

Fig. 3. Scheme of functioning of digital core texture elements for the neural network model of temperature field propagation

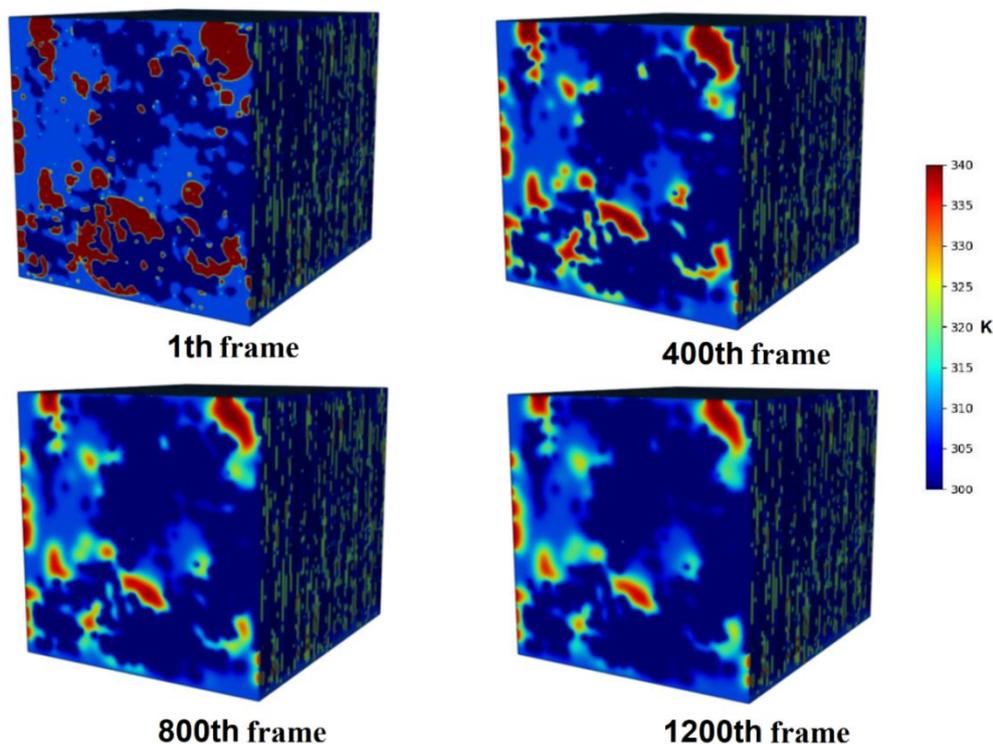


Рис. 4. Изменение температурного поля в участке цифрового ядра: 1, 400, 800 и 1200 кадры (frames) нейросетевой симуляции

Fig. 4. Variation of the temperature field in the digital core section: 1, 400, 800 and 1200 frames of the neural network simulation

Результаты итоговой нейросетевой симуляции системы «цифровой керн – цифровой флюид – цифро-

вое температурное поле» представлены гиперкубом на рис. 5.

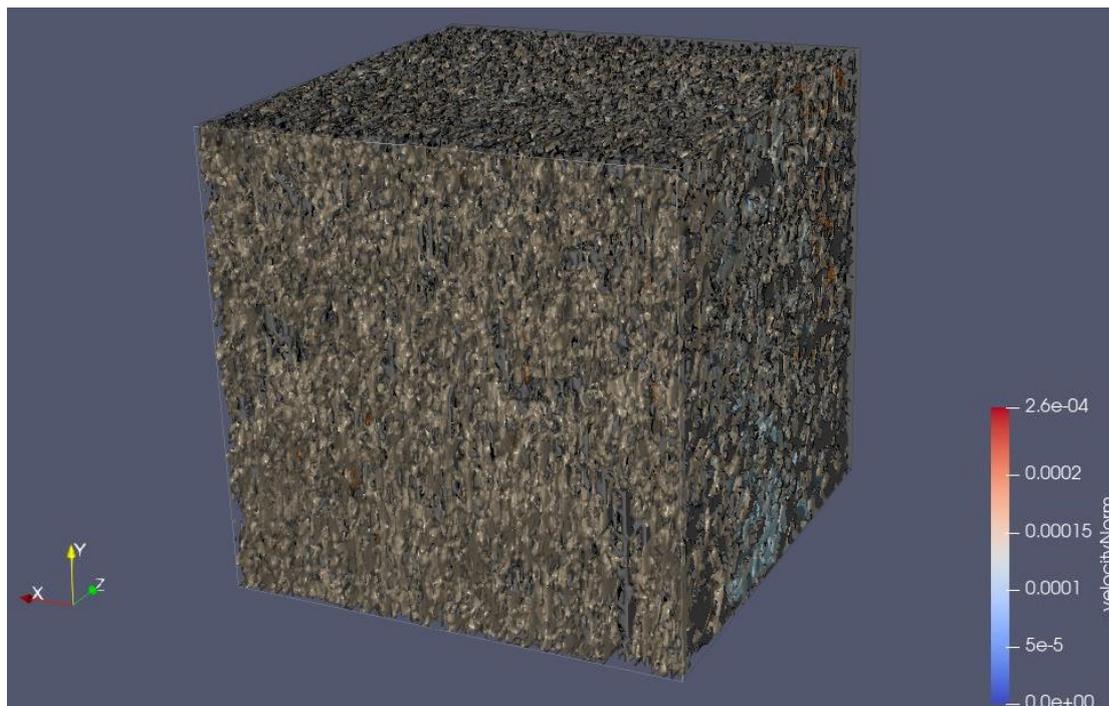


Рис. 5. Распределение двухфазного потока (нефть, вода) с учетом изменения температурного поля в системе «цифровой керн – цифровой флюид»

Fig. 5. Distribution of two-phase flow (oil, water) taking into account temperature field changes in the «digital core – digital fluid» system

Для моделирования процесса дренирования и капиллярной пропитки были добавлены два буферных слоя на уровне входа и выхода в образце цифрового керна, чтобы обеспечить закачку и вытеснения флюидов.

Процесс дренирования двухфазного потока сквозь текстуру полимиктового песчаника, полностью насыщенного нефтью (смачиваемая фаза), начался со входного слоя цифрового керна, изначально насыщенного водой (несмачивающая фаза) с приложением равномерной силы в направлении оси x .

Учитывая высокое капиллярное давление, отдельные конфузоры/диффузоры сегментированной текстуры песчаника не были заполнены несмачивающей фазой.

Мениск флюидов с низкой начальной кривизной вводится в физическую область керна и движется в направлении x, y, z с низкой скоростью до достижения равновесного положения в сегментированной текстуре.

Процесс дренирования происходит при постепенном увеличении межфазной кривизны $\Delta\kappa$ мениска на каждом шаге симуляции с соответствующим расчетом капиллярного давления P_c в каждой пространственной точке фронта движения потока с межфазным натяжением σ :
$$P_c = \frac{\sigma}{\Delta\kappa}.$$

Маскирование нейросетевой симуляции осуществляется на каждом временном шаге с некоторым гидродинамическим перекрытием p и может быть выражено следующим аналитическим выражением:

$$\varphi(x, t) + p \leq \psi,$$

где перекрытие p измеряется для каждого шага гидродинамической сетки Δx ; $\varphi(x, t)$ – функция «level-set», определяемая в каждой точке гидродинамической сетки в области цифрового керна, задаваемая расстоянием до границы раздела фаз в общем потоке при соприкосновении с твердым веществом (зерна и цементующее вещество).

Иными словами, расположение пор (первичных и вторичных) и твердого вещества керна определяется функцией ψ . Значения $\psi > 0$ соответствуют флюидопроводящему пространству, а $\psi < 0$ – твердой матрице породы и, следовательно, величина $\psi = 0$ соответствует входам в поры.

Аналогично местоположение несмачивающей/смачивающей жидкостей определяется функцией φ , значения которой $\varphi < 0$ соответствуют смачивающей жидкости, а $\varphi > 0$ представляют смачивающую жидкость при ее сосредоточении в твердом веществе.

Контактный угол поверхности твердого вещества цифрового керна был определен как $\psi_s = 0,4$.

Несмачивающая и смачивающая фазы в состоянии условной неподвижности идентифицируются циклично реконструируемыми «масками» подсетей, которые необходимы для обновления нормальных и криволинейных скоростей потока с помощью функций Хевисайда $H(\psi)$. Связность несмачивающей и смачивающей фаз проверяется в каждой точке текстуры цифрового керна при повторной инициализации «level-set». $H(-\psi_w)$ принимает значение 1, когда ψ_w отрицательно, и 0, когда ψ_w положительно.

Таким образом, обновленные нормальная и криволинейная скорости потока могут быть выражены в следующем виде:

$$\begin{cases} a = H(-\psi_o)H(-\psi_w) \times \\ \times (H(-\psi)\kappa_0 - S(\psi)H(\psi) \cos \beta |\nabla \psi|); \\ b = H(-\psi_o)H(-\psi_w)H(-\psi)\kappa_\phi, \end{cases}$$

где a – скорость перемещения границы раздела фаз в нормальном направлении, рассматриваемая величиной капиллярного давления; b – скорость воздействия сил межфазного натяжения; $H(\psi)$ – функция Хевисайда; ψ_o – функция «level-set» для фазы нефти; ψ_w – функция «level-set» для фазы воды; β – угол между нормальными поверхностями ϕ и ψ ; κ_0 – нормальная скорость потока на границе раздела фаз внутри порового пространства; $S(\psi)$ – сигма-функция, обеспечивающая распространение контактного угла флюидов и твердой поверхности цифрового керна в сторону от внешней границы воздействия; κ_ϕ – нулевая кривизна для функции «level-set» относительно несмачивающей/смачивающей фаз.

Для аппроксимации пространственных производных используются принципиально неосциллирующие схемы третьего порядка, для которых градиенты нормальных и конвективных членов исследуются с центрированной конечной разностью второго порядка.

Производная по времени аппроксимируется с помощью точной схемы интегрирования Рунге–Кутты третьего порядка с уменьшением полной вариации, а шаг по времени ограничивается условиями Куранта–Фридрихса–Льюиса.

Заключение

Выполненные исследования по нейросетевому моделированию системы «цифровой керн – цифровой флюид – температурное поле» позволяют сформулировать следующие положения:

- разработаны цифровые двойники системы «керн – флюид – температурное поле» для процессов теплопереноса и двухфазной фильтрации, способ-

ствующие решению обратных задач микроструктурных процессов в пористых средах;

- интерпретация результатов моделирования дает возможность определить вероятностные фронты движения углеводородов (нефть, вода) в флюидо-проводящем пространстве горных пород для соответствующих кондукционных направлений в твердом веществе цифрового керна;
- полученные результаты нейросетевого моделирования позволяют разработать алгоритмы взаимосвязи температурных явлений и структурно-текстурных деформаций в горной породе, вызванных выпадением/растворением осадков, тепловым расширением, набуханием цементирующего вещества (глины) при взаимодействии с жидкостями (дилатация, дисторсия).

Разработанные алгоритмы являются высокопроизводительными и могут быть скомпилированы для запуска в macOS, Microsoft Windows и любой Linux-подобной операционной системе (Ubuntu, Linux Mint и т. д.).

Ошибка вычисления системы уравнений для нейросетевого моделирования температурного поля в твердом веществе породы составила по абсолютной величине $9,148375e-09$ ед. Текущая точность расчета 92 %.

Текущая точность вычисления влияния температурного поля на движущийся двухфазный поток (втекающий и вытекающий через текстурные грани гиперкуба цифрового керна) в пустотном пространстве горной породы составляет 93 %.

Согласно результатам нейросетевого моделирования (рис. 5), скорость фильтрации двухфазного потока в цифровом керне размером 30×30 мм изменяется в диапазоне $(0,0e+00; 2,6e-04)$ м/с.

Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Vu J. Modelling of convective heat transfer in porous media. Thesis of Master of Engineering Science degree in Mechanical and Materials Engineering. – London, 2017. – 84 p.
2. Direct numerical simulation of pore-scale trapping events during capillary-dominated two-phase flow in porous media / M. Shams, K. Singh, B. Bijeljic, M.J. Blunt // *Transport in Porous Media*. – 2021. – № 2 (138). – P. 443–458.
3. A (dual) network model for heat transfer in porous media / T. Koch, K. Weishaupt, J. Müller, B. Weigand, R. Helmig // *Transport in Porous Media*. – 2021. – № 1 (140). – P. 107–141.
4. Cimrman R. SfePy-write your own FE application // *Proc. of the 6th EUR. Conf. on Python in Science*. – West Bohemia, 2014. – P. 65–69.
5. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, М.Е. Савина, Г.А. Шлеин // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2020. – № 1. – С. 19–29.
6. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension) // *Journal of Mines, Metals and Fuels*. – 2020. – № 9 (69). – P. 285–292.
7. Comprehensive approach for porous materials analysis using a dedicated preprocessing tool for mass and heat transfer modeling / P. Madejski, P. Krakowska, M. Habrat, E. Puskarczyk, M. Jędry-

- chowski // *Journal of Thermal Science*. – 2018. – № 5 (27). – P. 479–486.
8. Quintard M., Kaviany M., Whitaker S. Two-medium treatment of heat transfer in porous media: numerical results for effective properties // *Advances in water resources*. – 1997. – № 2 (20). – P. 77–94.
9. Liu Z., Wu H. Pore-scale study on flow and heat transfer in 3D reconstructed porous media using micro-tomography images // *Applied Thermal Engineering*. – 2016. – № 100. – P. 602–610.
10. Heat conduction in porous media characterized by fractal geometry / Z. Deng, X. Liu, Y. Huang, C. Zhang, Y. Chen // *Energies*. – 2017. – № 8 (10). – P. 1230–1243.
11. Ahmed B., Javed T. A study of full Navier-Stokes equations of peristaltic flow in a porous-saturated tube under the inducement of magnetic field: finite element analysis // *Chaos, Solitons & Fractals*. – 2019. – № 125. – P. 79–87.
12. Numerical simulation of fluid flow and heat transfer of supercritical CO₂ in micro-porous media / H.S. Choi, H.C. Park, C. Huh, S.G. Kang // *Energy Procedia*. – 2011. – № 4. – P. 3786–3793.
13. Abou-Zeid M.Y., Shaaban A.A., Alnour M.Y. Numerical treatment and global error estimation of natural convective effects on gliding motion of bacteria on a power-law nanoslime through a non-Darcy porous medium // *Journal of Porous Media*. – 2015. – V. 65. – № 12. – P. 647–655.
14. Determining fluid flow zones in a geothermal reservoir from thermal conductivity and temperature / S. Haffen, Y. Géraud, M. Diraision, C. Dezayes // *Geothermics*. – 2013. – № 46. – P. 32–41.

15. The effect of heat transfer and polymer concentration on non-Newtonian fluid from pore-scale simulation of rock X-ray micro-CT / M. Tembely, A.M. AlSumaiti, M.S. Jouini, K. Rahimov // *Polymers*. – 2017. – № 9 (10). – P. 509–527.
16. Liu S., Masliyah J.H. Dispersion in porous media // *Handbook of porous media*. – Liverpool: CRC Press, 2005. – P. 99–160.
17. Liu H., Zhao X. Thermal conductivity analysis of high porosity structures with open and closed pores // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2022. – № 183. – P. 122089.
18. Nazari M., Mahmoudi Y., Hooman K. Introduction to fluid flow and heat transfer in porous media // *Convective heat transfer in porous media*. – Belfast: CRC Press, 2019. – P. 3–18.
19. Dynamic fluid connectivity during steady-state multiphase flow in a sandstone / C.A. Reynolds, H. Menke, M. Andrew, M.J. Blunt, S. Krevor // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2017. – № 31 (114). – P. 8187–8192.
20. Dullien F.A. Porous media: fluid transport and pore structure. – Ann Arbor: Academic press, 1979. – 416 p.
21. Leary P., Malin P., Niemi R. Fluid flow and heat transport computation for power-law scaling poroperm media // *Geofluids*. – 2017. – № 3. – P. 1–12.
22. Maes J., Menke H.P. GeoChemFoam: direct modelling of flow and heat transfer in micro-CT images of porous media // *Heat and Mass Transfer*. – 2022. – № 58. – P. 1–11.
23. Adivarahan P., Kunii D., Smith J.M. Heat transfer in porous rocks through which single-phase fluids are flowing // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1962. – № 2 (03). – P. 290–296.
24. Numerical simulation on convective heat transfer characteristics in porous media based on the digital rock technology / J. Liu, P. Yu, Y. Li, C. Wan, D. Du // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2022. – № 196. – P. 123323.
25. Afshari S., Hejazi S.H., Kantzas A. Pore-scale modeling of coupled thermal and solutal dispersion in double diffusive-advective flows through porous media // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2020. – № 147. – P. 118730.
26. Sosnowski P. Numerical investigation of evaporation and condensation of thin films in conjugated heat transfer systems. – Trieste, Italy: School of Doctorate in Environmental and Industrial Fluid Mechanics XXV Cycle, 2013. – 129 p.
27. Markov S.I., Shurina E.P., Itkina N.B. A multi-scale discontinuous Galerkin method for mathematical modeling of heat conduction processes with phase transitions in heterogeneous media // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing. – 2019. – V. 1333. – № 3. – P. 032052.
28. Carnevale L., Anjos G., Mangiacavchi N. Stream function-vorticity formulation applied in the conjugated heat problem using the fem with unstructured mesh // *Group of Environmental Studies for Water Reservoirs – GESAR*. – 2018. – № 121. – P. 20940.

Поступила: 27.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 03.03.2023 г.

Информация об авторах

Катанов Ю.Е., кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, лаборатория капитального ремонта скважин и интенсификации притока, лаборатория цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

Ягафаров А.К., доктор геолого-минералогических наук, заслуженный геолог РФ, академик РАЕН им. В.И. Вернадского, почётный нефтяник Тюменской области, профессор, Тюменский индустриальный университет.

Аристов А.И., лаборант-исследователь лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

UDC 550.812.14

DIGITAL CORE: TEMPERATURE FIELD INFLUENCE ON TWO-PHASE FILTRATION OF FLUIDS IN ROCKS

Yuri E. Katanov¹,
katanov-juri@rambler.ru

Alik K. Yagafarov¹,
jagafarovak@tyuiu.ru

Artem I. Aristov¹,
artizzq@gmail.com

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikaite street, Tyumen, 625039, Russia.

Relevance. Computational fluid dynamics is a powerful tool for studying geological processes. Fluid flow equations in porous media can be solved directly with the resulting three-dimensional X-ray and computer tomographic images. Numerous studies of the geological features of rocks depend on heat transfer in porous materials. These processes include heat conduction in the rock material, convection between matter and surrounding gas, electrical conductivity, viscous dissipation of fluids, kinetics of chemical reactions, and interfacial heat transfer at the solid/liquid interface. While energy transfer in porous media under conditions of local thermal equilibrium is well studied on the scale of Darcy's law, it is less often considered in porous models. Heat transfer can be accounted for by creating a «heat network» based on a porous network model representing a set of fluid-conducting channels with an appropriate solution to the unified energy balance equation. It is also necessary to take into account convective transfer of thermal energy by the flow of liquid phases (oil, water), each of which is represented by a separate network. Knowing temperature field distribution in the texture of each lithological type of rock, it is possible to determine the probabilistic displacement of the fluid displacement front in the corresponding fluid-conducting space of the rock.

Objective: neural network modeling temperature field effect on the filtration characteristics of hydrocarbons in the fluid-conducting space of rocks.

Objects: polymictic sandstones of the Tyumen Formation.

Methods. Digital reconstruction of rock texture was performed using artificial intelligence methods and neural networks; neural network algorithms of probabilistic displacement front of two-phase flow (oil, water) were developed in Python programming language; methodical approach to the study of thermal field propagation in rock texture and its influence on two-phase fluid flow was developed using Fourier law, Navier–Stokes equations and similarity criteria of hydrocarbon systems.

Results. We developed the algorithms for neural network modeling of the temperature field in the fluid-conducting space of a rock (polymictic sandstone) as well as neural network algorithms to estimate the displacement of two-phase filtration front under the corresponding influence of the temperature distribution in the texture of a digital core. The basic mathematical models of these algorithms are outlined. The source code of the algorithms is written in the Python programming language with additional use of non-commercial libraries. The results of neural network modeling have a high degree of reliability, confirmed by experiments with the data obtained in the laboratory of core studies (University of Tyumen, Tyumen), the laboratory of the V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil (Khanty-Mansiysk), laboratory of digital research in oil and gas in the framework of the technological project «Digital core» (Industrial University of Tyumen, Tyumen).

Key words:

void space, core, convection, conduction, temperature, porous network model, fluid, slice, diffusion, model, flow, phase.

The article was prepared within the frames of technological project «Digital core», implemented in the world level Western Siberian interregional scientific and educational center.

REFERENCES

1. Vu J. *Modelling of convective heat transfer in porous media*. Thesis for the Master of Engineering Science degree in Mechanical and Materials Engineering. London, 2017. 84 p.
2. Shams M., Singh K., Bijeljic B., Blunt M.J. Direct numerical simulation of pore-scale trapping events during capillary-dominated two-phase flow in porous media. *Transport in Porous Media*, 2021, no. 2 (138), pp. 443–458.
3. Koch T., Weishaupt K., Müller J., Weigand B., Helmig R. A (dual) network model for heat trapping in porous media. *Transport in Porous Media*, 2021, no. 1 (140), pp. 107–141.
4. Cimrman R. SfePy-write your own FE application. *Proc. of the 6th EUR. Conf. on Python in Science*. West Bohemia, 2014. pp. 65–69.
5. Katanov Yu.E., Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Savina M.E., Shlein G.A. Study of the effect of capillary phenomena in the filtration of two-phase immiscible liquids in porous media. Proceedings of the higher educational institutions. *Oil and Gas*, 2020, no. 1, pp. 19–29. In Rus.
6. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension). *Journal of Mines, Metals and Fuels*, 2020, no. 9 (69), pp. 285–292.
7. Madejski P., Krakowska P., Habrat M., Puskarczyk E., Jędrychowski M. Comprehensive approach for porous materials analysis using a dedicated preprocessing tool for mass and heat transfer modeling. *Journal of Thermal Science*, 2018, no. 5 (27), pp. 479–486.
8. Quintard M., Kaviany M., Whitaker S. Two-medium treatment of heat transfer in porous media: numerical results for effective properties. *Advances in water resources*, 1997, no. 2 (20), pp. 77–94.
9. Liu Z., Wu H. Pore-scale study on flow and heat transfer in 3D reconstructed porous media using micro-tomography images. *Applied Thermal Engineering*, 2016, no. 100, pp. 602–610.

10. Deng Z., Liu X., Huang Y., Zhang C., Chen Y. Heat conduction in porous media characterized by fractal geometry. *Energies*, 2017, no. 8 (10), pp. 1230–1243.
11. Ahmed B., Javed T. A study of full Navier-Stokes equations of peristaltic flow in a porous-saturated tube under the inducement of magnetic field: finite element analysis. *Chaos, Solitons & Fractals*, 2019, no. 125, pp. 79–87.
12. Choi H.S., Park H.C., Huh C., Kang S.G. Numerical simulation of fluid flow and heat transfer of supercritical CO₂ in micro-porous media. *Energy Procedia*, 2011, no. 4, pp. 3786–3793.
13. Abou-Zeid M.Y., Shaaban A.A., Alnour M.Y. Numerical treatment and global error estimation of natural convective effects on gliding motion of bacteria on a power-law nanoslime through a non-Darcy porous medium. *Journal of Porous Media*, 2015, vol. 65, no. 12, pp. 647–655.
14. Haffén S., Géraud Y., Diraison M., Dezayes C. Determining fluid flow zones in a geothermal reservoir from thermal conductivity and temperature. *Geothermics*, 2013, no. 46, pp. 32–41.
15. Tembely M., AlSumaiti A.M., Jouini M.S., Rahimov K. The effect of heat transfer and polymer concentration on non-Newtonian fluid from pore-scale simulation of rock X-ray micro-CT. *Polymers*, 2017, no. 9 (10), pp. 509–527.
16. Liu S., Masliyah J.H. Dispersion in porous media. *Handbook of porous media*. Liverpool, CRC Press, 2005. pp. 99–160.
17. Liu H., Zhao X. Thermal conductivity analysis of high porosity structures with open and closed pores. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2022, no. 183, pp. 122089.
18. Nazari M., Mahmoudi Y., Hooman K. Introduction to fluid flow and heat transfer in porous media. *Convective heat transfer in porous media*. Belfast, CRC Press, 2019. pp. 3–18.
19. Reynolds C.A., Menke H., Andrew M., Blunt M.J., Krevor S. Dynamic fluid connectivity during steady-state multiphase flow in a sandstone. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2017, no. 31 (114), pp. 8187–8192.
20. Dullien F.A. *Porous media: fluid transport and pore structure*. Ann Arbor, Academic press, 1979. 416 p.
21. Leary P., Malin P., Niemi R. Fluid flow and heat transport computation for power-law scaling poroperm media. *Geofluids*, 2017, no. 3, pp. 1–12.
22. Maes J., Menke H.P. GeoChemFoam: direct modelling of flow and heat transfer in micro-CT images of porous media. *Heat and Mass Transfer*, 2022, no. 58, pp. 1–11.
23. Adivarahan P., Kunii D., Smith J.M. Heat transfer in porous rocks through which single-phase fluids are flowing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1962, no. 2 (03), pp. 290–296.
24. Liu J., Yu P., Li Y., Wan C., Du D. Numerical simulation on convective heat transfer characteristics in porous media based on the digital rock technology. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2022, no. 196, pp. 123323.
25. Afshari S., Hejazi S.H., Kantzas A. Pore-scale modeling of coupled thermal and solutal dispersion in double diffusive-advective flows through porous media. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, no. 147, pp. 118730.
26. Sosnowski P. *Numerical investigation of evaporation and condensation of thin films in conjugated heat transfer systems*. Trieste, Italy, School of Doctorate in Environmental and Industrial Fluid Mechanics XXV Cycle, 2013. 129 p.
27. Markov S.I., Shurina E.P., Itkina N.B. A multi-scale discontinuous Galerkin method for mathematical modeling of heat conduction processes with phase transitions in heterogeneous media. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2019, vol. 1333, no. 3, pp. 032052.
28. Carnevale L., Anjos G., Mangiacavchi N. Stream function-vorticity formulation applied in the conjugated heat problem using the fem with unstructured mesh. *Group of Environmental Studies for Water Reservoirs – GESAR*, 2018, no. 121, pp. 20940.

Received: 27 February 2023.

Reviewed: 3 March 2023.

Information about the authors

Yuri E. Katanov, Cand. Sc., associate professor, leading researcher, Industrial University of Tyumen.

Alik K. Yagafarov, Dr. Sc., Honored Geologist of the Russian Federation, Academician of V.I. Vernadsky Russian Academy of Natural Sciences, Honored Oil Worker of the Tyumen Region, professor, Industrial University of Tyumen.

Artem I. Aristov, laboratory researcher, Industrial University of Tyumen.