

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОЦЕССОВ В ПЛАСТЕ ПРИ ОТБОРЕ И ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТИ

© **Д.Ф. Исламов,**

аспирант,
Башкирский государственный университет,
ул. Заки Валиди, 32,
450074, г. Уфа, Российская Федерация
e-mail: islamovden@rambler.ru

© **А.Ш. Рамазанов,**

доктор технических наук,
профессор,
Башкирский государственный университет,
ул. Заки Валиди, 32,
450074, г. Уфа, Российская Федерация
e-mail: ramaz@geotec.ru

В последнее время усиливается интерес к количественной интерпретации температурных измерений в скважине. Целями количественной интерпретации становятся индивидуальные дебиты жидкости из отдельных пластов, пластовое давление в отдельных пластах, дебит заколонного перетока, гидродинамические параметры пластов, характер изменения проницаемости пласта в прискважинной зоне. В качестве исходных данных для переходных процессов используются нестационарные поля давления и температуры в скважине, а для квазистационарных условий – распределение температуры по глубине.

Работа посвящена изучению закономерностей пространственно-временного распределения температурного поля в пласте на основе численного моделирования однофазной фильтрации жидкости в пористой среде с учетом конвективного и кондуктивного теплопереноса, баротермического эффекта и теплообмена с окружающими пласт непроницаемыми горными породами. Разработана и исследована численная модель, дискретизация осуществлена методом контрольных объемов, используется метод переменных направлений. Корректность численного решения проверена путем сравнения с известными аналитическими решениями, а также путем сравнения с результатами моделирования в специализированном программном пакете.

Разработанная модель, в отличие от известных, позволяет моделировать случаи длительного восстановления температуры в остановленных скважинах. Изменение температуры происходит только за счет одномерного вертикального теплопереноса и теплопроводности среды. Методика исследования в остановленных скважинах активно используется на практике с целью определения интервалов поглощения и заколонных движений жидкости.

Ключевые слова: скважина, термометрия, фильтрация, конвекция, теплопроводность, баротермический эффект, численная модель

© D.F. Islamov, A.Sh. Ramazanov

SIMULATION OF TRANSIENT TEMPERATURE PROCESSES IN OIL RESERVOIRS AT FLUID WITHDRAWAL AND INJECTION

Bashkir State University,
32, ulitsa Zaki Validi,
450074, Ufa, Russian Federation,
e-mail: islamovden@rambler.ru;
ramaz@geotec.ru

At present a growing interest is found in quantitative interpretations of temperature surveys in oil wells. They are aimed at determining individual flow rates and underground pressure of each reservoir, behind-casing fluid movement, hydrodynamic oil reservoir parameters and permeability pattern at the near-wellbore area. Non-stationary temperature and pressure in the well are used as input data to analyze transient processes, and temperature logs are used for quasi-stationary analysis.

This paper studies spatiotemporal distribution patterns of the temperature field in the oil reservoir on the basis of numerical simulation for single-phase fluid filtration in porous media with regard to convective and

conductive heat transfer, barothermal effect and heat exchange with surrounding impermeable rocks. A numerical model has been developed and investigated, with discretization carried out by the control volume method using also the method of alternating directions. The correctness of the numerical solution is verified by comparison with the known analytical solutions as well as by comparison with simulation results obtained from specialized application software.

Unlike the known models, this newly developed model allows simulating the cases of long-term temperature recovery in shut-in wells. The change in temperature occurs only due to one-dimensional vertical heat transfer through heat conduction in the medium. The research technique in shut-in wells is actively used in practice to determine the injectivity profile and behind-casing fluid movement.

Key words: well, thermal logging, filtration, convection, heat conduction, barothermal effect, numerical model

Важное место в комплексе геофизических методов занимают термогидродинамические исследования, основанные на измерении давления, расхода и температуры в стволе скважины. Анализ термогидродинамических исследований используется для мониторинга и оптимизации режима работы скважины. С помощью температурного зондирования пластов возможно определять параметры пластов, такие как проницаемость пласта, проницаемость в прискважинной зоне пласта, радиус нарушенной зоны и др. [1].

В данной работе предлагается математическая модель тепломассопереноса в пористом, неоднородном по проницаемости пласте при фильтрации жидкости вокруг вертикальной скважины. Модель может использоваться в симуляторах для расчета температурного поля в добывающих и нагнетательных скважинах [2; 3].

Допущения:

- Однофазная фильтрация в пласте;
- пласт полностью вскрытый, фильтрация одномерная;
- в пласте конвективный и кондуктивный теплоперенос, баротермический эффект;
- скорость фильтрации по линейному закону Дарси;
- распределение давления в пласте квазистационарное;

- в пласте теплопроводность и по r и по z ;
- температура считается и в пласте, и в породах;
- учитывается зависимость проницаемости от r и z ;
- в горной породе вне пласта кондуктивный теплоперенос по r и по z .

Математическая постановка:

Моделируемый пласт состоит из n пропластков. Каждый пропласток имеет свои индивидуальные параметры.

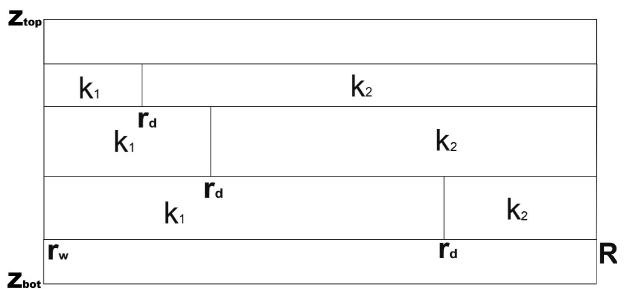


Рисунок 1 – Пример модели пласта, состоящего из трех пропластков

k_1, k_2 – проницаемости ближней и дальней зон пропластков моделируемого пласта, m^2 ; r_w – радиус скважины, m ; r_d – радиус нарушенной зоны пропластка, m ; R – радиус контура питания, m ; z_{top}, z_{bot} – кровля и подошва моделируемой области, m .

Изменение температуры в пласте описывается следующим уравнением [4]:

$$C_{res}(z) \frac{\partial T}{\partial t} + C_f(z)v(r,z) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda(r,z)r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(r,z) \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \Phi(r,z), \quad (1)$$

где $\Phi(r,z)$ – источниковое слагаемое.

$$\Phi(r,z) = -C_f(z)v(r,z)\varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f(z)\eta \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2)$$

Здесь C_{res} , C_f – объемные теплоемкости пласта и флюида, Дж/(м³·К); T – температура, К; r – радиальная координата, расстояние от оси скважины, м; z – вертикальная координата, м; t – время, с; v – скорость фильтрации флюида, м/с; λ – теплопроводность, Вт/(м·К); ε , η – коэффициент Джоуля-Томсона и адиабатический коэффициент для флюида, К/Па; φ – пористость, д. ед.; p – давление в пласте, Па.

Вне пласта, в непроницаемых породах скорость фильтрации принимается равной нулю.

Температура на внешней границе совпадает с начальной температурой в области моделирования и поддерживается постоянной

$$T(R,z,t) = T(r,z,0) = T_{res}^0. \quad (3)$$

T_{res}^0 – начальная температура в пласте, К.

Граничное условие на стенке скважины ($r=r_w$)

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha (T_w(t) - T|_{r=r_w}). \quad (4)$$

Здесь T_w – средняя по сечению ствола скважины температура, К; α – коэффициент теплопередачи через стенку скважины и цементное кольцо, Вт/(м²·К).

Для описания квазистационарного поля давления в пласте воспользуемся следующей формулой [5]

$$p(r,z) = \begin{cases} p_w(t) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_1(z)} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right), & r \leq r_d(z) \\ p_w(t) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_1(z)} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_2(z)} \ln\left(\frac{r}{r_d}\right), & r > r_d(z) \end{cases}, \quad (5)$$

где p_w – давление в скважине, Па; Q – дебит пропластка, м³/сут, σ_1 , σ_2 – гидропроводность ближней и дальней зон пропластка, м³/(Па·с).

Забойное давление в скважине связано с дебитом пласта формулой

$$p_w(t) = P_{res} - \frac{Q_0(t)}{K}. \quad (6)$$

Здесь P_{res} – пластовое давление, Па; Q_0 – дебит жидкости из пласта, м³/сут; K – продуктивность пласта, м³/(с·Па).

Продуктивность слоистого пласта вычисляется по формуле [5]

$$K = 2\pi \sum_{i=1}^n \frac{\sigma_i(z)}{\ln\left(\frac{R}{r_w}\right) + s_{d_i}(z)}. \quad (7)$$

Здесь n – это число пропластков, $\sigma_i(z) = \sigma_{2i}(z)$ – гидропроводность i -го пропластка, $s_{d_i}(z)$ – скин-фактор i -го пропластка.

Скин-фактор i -го пропластка обусловлен только изменением проницаемости в при-скважинной зоне

$$s_{d_i}(z) = \left(\frac{k_{2_i}}{k_{1_i}} - 1 \right) \ln \frac{r_{d_i}}{r_w}. \quad (8)$$

Решение

Задача (1) решалась численно, методом конечных разностей. Дискретизация уравнений осуществлена методом контрольного объема [6]. Сетка в радиальном направлении неравномерная, а в направлении вертикальной координаты z равномерная.

Тестирование

1. Для проверки корректности численного расчета теплопроводности использовано известное решение задачи об остывании бесконечной нагретой плиты толщиной $2h$ [7].

Изменение температуры происходит только за счет одномерного вертикального теплопереноса за счет теплопроводности среды. Температуропроводность пласта, покрывающих и подстилающих пород совпадает. Радиус расчетной области – 10 метров, толщина – 15 метров. Начальная температура слоя – от 5 до 10 метров 1°C , а вне этого слоя – 0°C . Температуропроводность всей системы – $8,5 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$. Результат сравнения приведен на момент времени 100 часов после начала процесса (рис. 2).

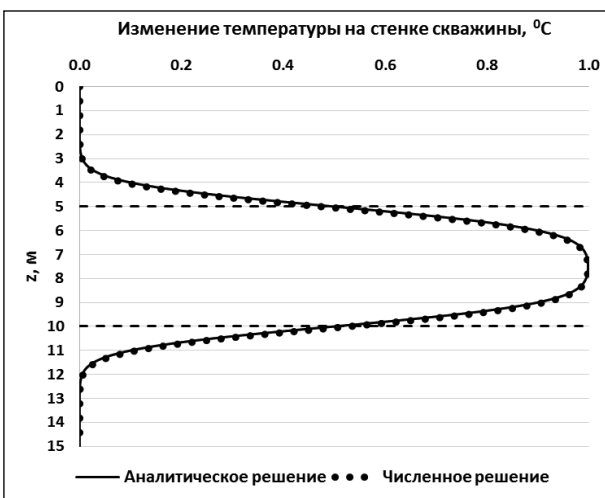


Рисунок 2 – Распределение температуры на стенке скважины по всей толщине моделируемой области на момент времени 100 часов после начала процесса

Среднее квадратичное отклонение численного решения от аналитического не превысило $0,01^\circ\text{C}$.

2. Корректность расчета изменения температуры за счет баротермического эффекта проверена на известном аналитическом решении Э.Б. Чекалюка задачи о температуре пласта при фильтрации жидкости в стационарном поле давления [4]. Результаты численного моделирования и расчета по аналитической модели Э.Б. Чекалюка отличаются не более чем на $0,0025^\circ\text{C}$.

Разработанная модель, в отличие от известных, позволяет моделировать случаи длительного восстановления температуры в оставленных скважинах. Методика исследования в остановленных скважинах активно используется на практике с целью определения интервалов поглощения и заколонных движений жидкости.

Примеры моделирования

1. Моделируется работа скважины в режиме **отбора** с постоянным дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение суток, с последующей остановкой. Общее время моделирования – 48 ч. Радиус скважины – 0,1 м. Пласт неоднородный, толщиной 5 м. Радиус нарушенной зоны пласта – 0,5 м. Проницаемость – 10^{-14} м^2 ($0,1 < r < 0,5 \text{ м}$), 10^{-13} м^2 ($r > 0,5 \text{ м}$). Радиус контура питания пласта – 10 м. Непроницаемые покрывающие и подстилающие породы – толщиной 10 м. Начальное давление в скважине и в пласте – 20 МПа. Пористость пласта – 0,2. Вязкость флюида – $10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Теплопроводность всех зон – $1,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Коэффициент Джоуля-Томсона и адиабатический коэффициент для нефти равны соответственно $4 \cdot 10^{-7}$, $1,4 \cdot 10^{-7} \text{ К}/\text{Па}$. Удельные теплоемкости скелета пласта и нефти – 800 и 2000 Дж/(кг·К). Плотность скелета пласта и нефти – 2200 и 900 кг/м³. Начальная температура пласта – 10°C .

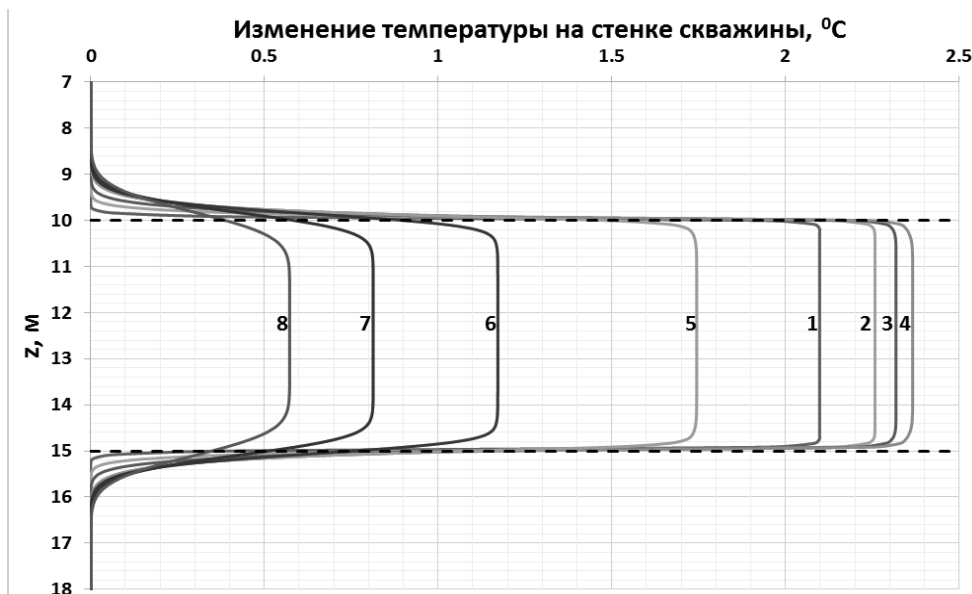


Рисунок 3 – График изменения температуры на стенке скважины, по всей толщине моделируемой области. Шифр кривых: 1–1 час, 2–5 часов, 3–12 часов, 4–24 часа после пуска скважины; 5–1 час, 6–5 часов, 7–12 часов, 8–24 часа после остановки скважины

На рисунке 3 можно отметить, что в остановленной скважине, даже в случае отсутствия послепритока, происходит восстановление исходного распределения температуры за счет радиальной теплопроводности. Глубина проникновения тепла в кровлю и подошву за все время моделирования составило 2,1 метра.

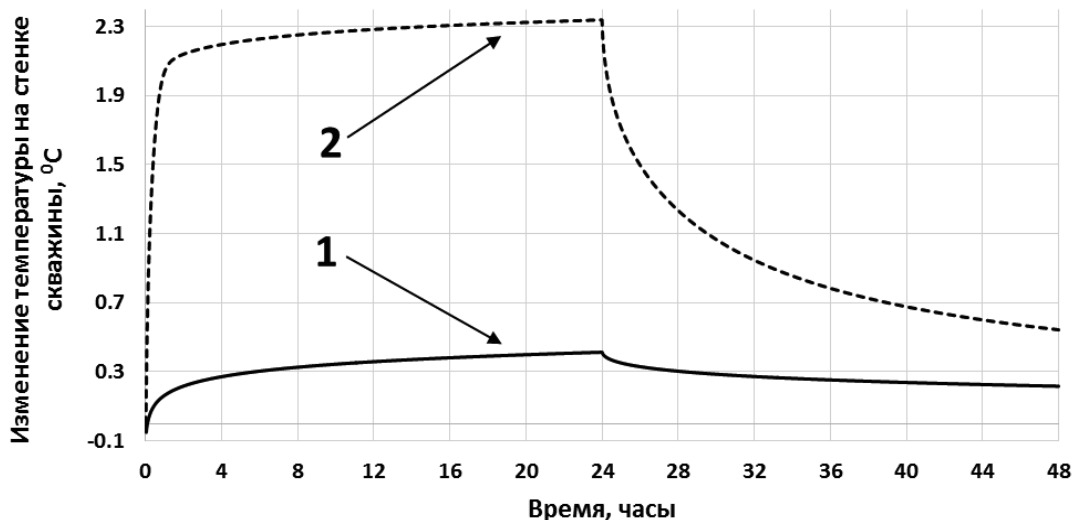


Рисунок 4 – График изменения температуры на стенке скважины, напротив середины проницаемого пласта ($z=12.5$ м): 1–однородный пласт, 2–неоднородный пласт ($r_d=0.5$ м)

2. Моделируется изменение температуры в пласте при закачке с постоянным расходом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение суток и после прекращения закачки. Начальная температура пласта – $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура закачиваемой жидкости $0 \text{ }^\circ\text{C}$. Остальные свойства модели те же, что для примера 1.

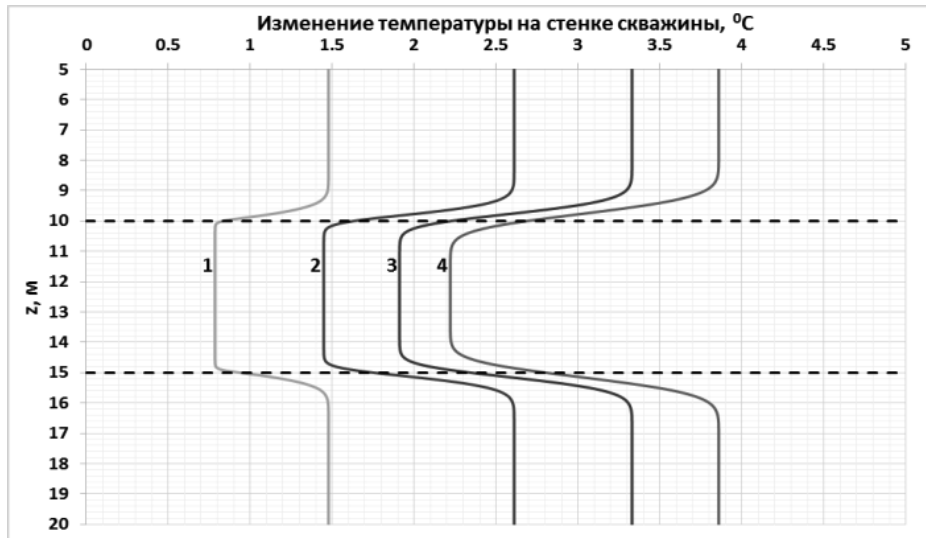


Рисунок 5 – График изменения температуры на стенке скважины, по всей толщине моделируемой области: 1–1 час, 2–5 часов, 3–12 часов, 4–24 часа после остановки закачки

Для сравнения смоделированы случаи фильтрации жидкости в неоднородном пласте с различными радиусами нарушенных зон и в однородном пласте с проницаемостью 10^{-13} м², для одинакового расхода. С увеличением радиуса нарушенной зоны разогрев на стенке скважины после закачки

тоже соответственно увеличивается за счет влияния дроссельного разогрева закачиваемой в пласт жидкости [4; 8]. Как видно из рисунка 6, температуру после закачки можно использовать для определения радиуса нарушенной зоны пласта.

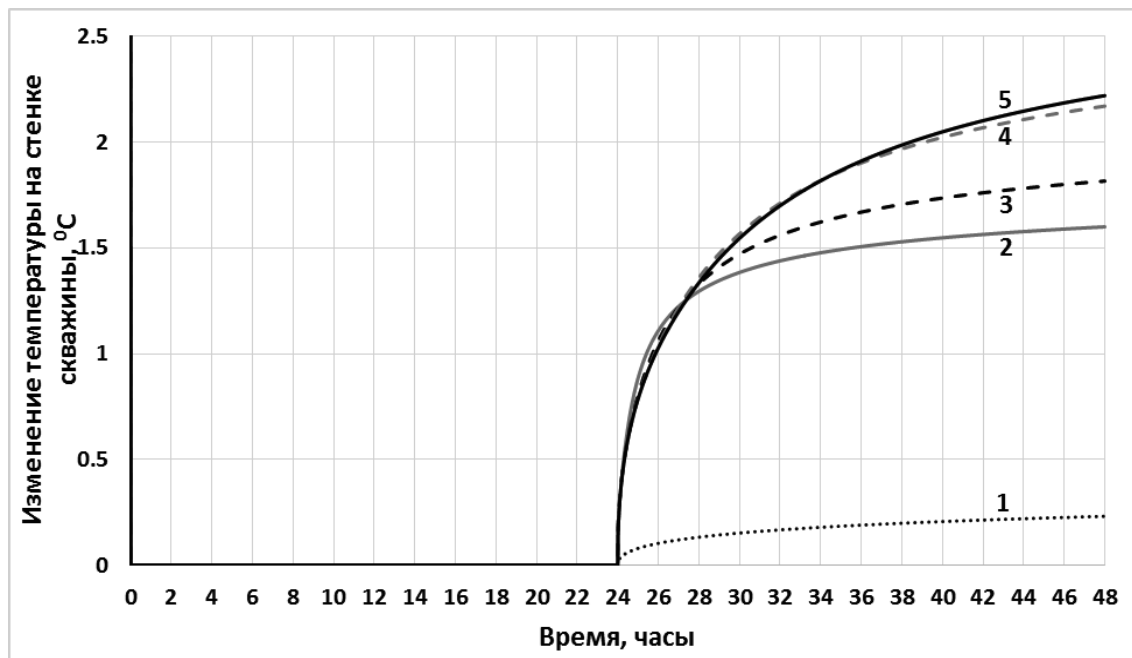


Рисунок 6 – Графики температуры на стенке скважины, напротив середины проницаемого пласта ($z=12.5$ м), после прекращения закачки: 1–однородный пласт, 2 – $r_d=0.2$ м, 3 – $r_d=0.3$ м, 4 – $r_d=0.4$ м, 5 – $r_d=0.5$ м

Выводы:

1. Решена задача о температурном поле при фильтрации в пласте с учетом конвективного и кондуктивного теплопереноса, баротермического эффекта и теплообмена с окружающими пласт непроницаемыми горными породами.
2. Разработан численный алгоритм для расчета температуры в пласте, окружающих пласт горных породах и на стенке скважины.
3. Корректность расчетов проверена путем сравнения с известными аналитическими решениями.
4. Разработанную модель можно использовать для расчета длительного восстановления температуры в скважине и для решения обратной задачи об определении параметров пласта по изменению температуры в скважине и с учетом истории изменения дебита.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы термогидродинамических методов исследования нефтяных пластов: дис. ... д-ра тех. наук. Уфа, 2004. 269 с.
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А., Шарафутдинов Р.Ф., Шако В.В., Сидорова М.В., Крючатов Д.Н. Количественная интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов // Доклад SPE-171233, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE по разведке и добыче. Москва, 14–16 октября 2014 г.
3. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М.В., Котляр Л.А. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора // Доклад SPE-176589, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции SPE. Москва, 26–28 октября 2015.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
5. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. М.: Недра, 1993. 416 с.
6. Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. М.: Издательство МЭИ, 2003. 312 с.
7. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука, 1964. 488 с.
8. Steffensen P.J., Smith R.C. The importance of Joule-Thomson heating (or cooling) in temperature log Interpretation. Paper SPE 4636 presented at the SPE 48 Annual Meeting, Las Vegas, Sept. Oct., 1973. 14 p.

R E F E R E N C E S

1. Ramazanov A.Sh. Teoreticheskie osnovy termogidrodinamicheskikh metodov issledovaniya neftyanykh plastov [Theoretical basis of thermohydrodynamic methods of oil reservoir investigation]. Dr. Sci. Thesis in Technology. Ufa, 2004. 269 p. (In Russian).
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., Sharafutdinov R.F., Shako V.V., Sidorova M.V., Kryuchatov D.N. Kolichestvennaya interpretatsiya nestatsionarnykh temperaturnykh dannykh v mnogoplastovoy skvazhine na osnove temperaturnykh simulyatorov [Quantitative interpretation of non-stationary temperature data in a multi-well borehole based on temperature simulators]. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, October 14–16, 2014, 23 p. (In Russian).
3. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Sidorova M.V., Kotlyar L.A. Interpretatsiya termogidrodinamicheskikh issledovaniy pri ispytanii skvazhiny na osnove chislennogo simulyatora [Interpretation of thermohydrodynamic studies in well testing on the basis of a numerical simulator]. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October 26–28, 2015, 24 p. (In Russian).
4. Chekalyuk E.B. Termodinamika neftyanogo plasta [Oil reservoir thermodynamics]. Moscow, Nedra, 1965. 238 p. (In Russian).
5. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaya gidromekhanika [Subsurface hydromechanics].

- High school textbook. Moscow, Nedra, 1993, 416 p. (In Russian)
6. Patankar S.V. Chislennoe reshenie zadach teploprovodnosti i konvektivnogo teploobmena pri techenii v kanalakh [Numerical solution of the problems on heat conduction and convective heat transfer in channel flows]. Moscow, MEI, 2003. 312 p. (In Russian).
 7. Carslaw H., Jaeger D. Conduction of heat in solids. Russian edition: Teploprovodnost tverdykh tel [Thermal conductivity of solids]. Moscow, Nauka, 1964, 488 p.
 8. Steffensen P.J., Smith R.C. The importance of Joule-Thomson heating (or cooling) in temperature log interpretation. Paper SPE 4636 presented at the SPE 48 Annual Meeting, Las Vegas, Sept. Oct., 1973. 14 p.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-35-00275 «Исследование однофазной неизотермической фильтрации жидкости в пористой среде с учетом баротермического эффекта»).

