

УДК 550.3:536.2

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

Рамазанов Айрат Шайхуллинович¹,
ramaz@geotec.ru

Исламов Денис Фавилович¹,
islamovden@rambler.ru

¹ Башкирский государственный университет,
Россия, 450074, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

Актуальность работы. 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. Особый интерес представляет определение дебитов притока из отдельных пластов и параметров прискважинной зоны пластов. **Цель:** разработка и обоснование упрощенной аналитической модели неизотермической однофазной фильтрации жидкости в пласте с радиальной неоднородностью.

Методы исследования. Методом характеристик получено аналитическое решение для температурного поля в пласте после изменения дебита. При решении сделаны два допущения: не учитывается радиальная теплопроводность и сжимаемость насыщенной пористой среды. Аналитические модели сравниваются с численным решением задачи.

Результаты. Исследована задача о нестационарном температурном поле при фильтрации жидкости в неоднородном по проницаемости пласте. Показано, что влияние радиальной теплопроводности и сжимаемости для нефте- и водонасыщенных пластовых систем на нестационарное температурное поле после изменения дебита незначительно. На основе разработанной модели по кривым изменения температуры после изменения дебита можно решать обратную задачу об оценке радиуса зоны нарушения проницаемости в пласте. Возможность реализации данной методики демонстрируется на модельных кривых изменения температуры.

Ключевые слова:

Температура, давление, фильтрация, конвекция, теплопроводность, баротермический эффект, пласт, скважина, изменение дебита, неоднородный пласт.

Введение

В последнее время наблюдается усиленный интерес к исследованиям скважин автономными датчиками давления и температуры [1]. Такой подход к исследованиям дает возможность регистрировать изменение давления и температуры во времени и зондировать пласты на переходных режимах при испытании скважины [1, 2]. Обычно при количественной интерпретации данных испытаний скважин используются только данные об изменении давления. Данные температурного зондирования могут быть использованы в качестве дополнительного независимого источника информации о свойствах коллектора. Методике интерпретации и проведению исследований методом термометрии посвящены ряд статей и патентов [1–11].

В работе [1] предлагается методика исследования многопластовых скважин. Данная методика подразумевает регистрацию изменения давления и температуры на кровле и подошве каждого продуктивного пласта во время переходного режима. Для данного метода испытания многопластовой скважины требуется только одна операция изменения дебита на устье для получения интерпретируемых данных давления и температуры на переходном режиме. Обратная задача решается с помощью алгоритма регрессии Левенберга–Марквардта.

В патентах [6–11] изложены возможности практического использования данных нестационарной термометрии. Можно определять: профиль притока в скважину, дебиты отдельных продуктивных пластов в многопластовой скважине и параметры околоскважинного пространства, такие как проницаемость и скин-фактор. Решение обратных задач подразумевает численное моделирование температуры в стволе скважины.

В работе исследуется задача о нестационарном температурном поле в пласте после изменения дебита. Преследовались следующие цели: разработка и обоснование упрощенной аналитической модели неизотермической однофазной фильтрации жидкости в пласте с радиальной неоднородностью.

Постановка задачи

Неизотермичность фильтрации обуславливается теплопроводностью в радиальном направлении и баротермическим эффектом.

Допущения для пласта – пористый, неоднородный по проницаемости горизонтальный пласт, насыщенный однофазной слабосжимаемой жидкостью.

Изменение температуры в пласте за счет конвекции, теплопроводности и баротермического эффекта описывается следующим уравнением [12, 13]

$$C_{res} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f v(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - C_f \varepsilon v(r, t) \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f \eta \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1)$$

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

В начальный момент времени температура в пласте постоянная

$$T(r, 0) = T_{res}. \quad (2)$$

Температура на внешней границе области остается равной пластовой температуре

$$T(R, t) = T_{res}, \quad (3)$$

R – радиус контура питания пласта, м; T_{res} – начальная температура в пласте, К.

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

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

Здесь T_w – средняя по сечению температура в стволе скважины, К; α – коэффициент теплообмена между жидкостью в стволе скважины и стенкой скважины, Вт/(м²·К).

Теплопроводность насыщенного флюидом пласта рассчитывалась по модели Лихтенекера [20]

$$\lambda = \lambda_{sk}^{1-\varphi} \lambda_f^\varphi. \quad (5)$$

Для описания поля давления в пласте используется одномерное уравнение пьезопроводности для случая осевой симметрии

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (6)$$

где $\beta^* = \varphi \beta^l + \beta^{sk}$ – упругость насыщенного жидкостью пласта, 1/Па; β^l , β^{sk} – сжимаемость флюида и скелета пласта, 1/Па; k – проницаемость пласта, м²; μ – вязкость флюида, Па·с.

В начальный момент времени давление в пласте равно начальному пластовому и на внешней границе оно поддерживается равным пластовому давлению

$$p(r, 0) = P_{res}, \quad (7)$$

$$p(R, t) = P_{res}. \quad (8)$$

Граничное условие на стенке скважины учитывает наличие поверхностного скин-фактора и выглядит следующим образом [1]

$$p_w(t) = p(r_w, t) - S \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}, \quad (9)$$

где p_w – забойное давление, давление в стволе скважине, Па; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор на границе между скважиной и пластом.

Забойное давление в начальный момент времени

$$p_w(0) = P_w. \quad (10)$$

Переходной процесс для давления в стволе скважины моделируется следующим уравнением [4]

$$Q(t) = 2\pi \left(r \sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} - C_s \frac{dp_w}{dt}. \quad (11)$$

Здесь $Q(t)$ – дебит скважины, м³/с; $\sigma(r) = \frac{k(r)h}{\mu}$ –

гидропроводность пласта, м³/(Па·с), h – толщина пласта, м; C_s – параметр влияния ствола скважины (BCC), м³/Па.

В итоге имеем следующую математическую модель, которую условно можно разделить на две задачи, для температуры (1)–(5) и давления (6)–(11) [13]

$$\begin{cases} C_{res} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f v(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - C_f \varepsilon v(r, t) \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f \eta \frac{\partial p}{\partial t}; \\ T(r, 0) = T_{res}; \\ T(R, t) = T_{res}; \\ -\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha (T_w(t) - T \Big|_{r=r_w}). \end{cases} \quad (12)$$

Необходимые для расчета температуры $v(r, t)$ и $p(r, t)$ находятся из решения краевой задачи пьезопроводности [13]

$$\begin{cases} \beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right); \\ p(r, 0) = P_{res}; \\ p(R, t) = P_{res}; \\ p_w(t) = p(r_w, t) - S \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}; \\ p_w(0) = P_w; \\ Q(t) = 2\pi \left(r \sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} - C_s \frac{dp_w}{dt}. \end{cases} \quad (13)$$

Задача (12), (13) в данном виде не имеет аналитического решения, поэтому решалась численно, методом прогонки. Для дискретизации использовался метод контрольных объемов. Для температуры учитывается разностная схема против потока [13]. Сетка по координате r неравномерная. Координаты контрольных объемов связаны соотношением: $r_i = \theta r_{i-1}$, $\theta = \left(\frac{R}{r_w} \right)^{\frac{1}{N-1}}$ (i – индекс узловой точки контрольного объема, N – количество узлов).

На основе численной модели разработан симулятор, который позволяет строить модельные кривые изменения давления и температуры на стенке скважины в зависимости от параметров пласта и скважины для переменного дебита [13].

Аналитическое решение

Для того чтобы задачи (12) и (13) имели аналитическое решение приняты следующие допущения:

- пренебрегаем радиальной теплопроводностью по сравнению с конвективным теплопереносом ($\lambda=0$);
 - флюид и скелет пласта несжимаемы ($\beta^*=0$);
 - пренебрегаем влиянием процессов в стволе скважины на поле давления в пласте ($C_s=0$);
 - пренебрегаем поверхностным скином, $p_w(t)=p(r_w, t)$.
- С учетом этих допущений температурное поле в пласте описывается следующей задачей [14]

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} + u(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = -\varepsilon u(r, t) \frac{\partial p}{\partial r} + \eta^* \frac{\partial p}{\partial t}; \\ T|_{t=0} = f(r), \end{cases} \quad (14)$$

где

$$u(r, t) = cv(r, t) = -c \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}; \quad \eta^* = \varphi \frac{C_f}{C_{res}} \eta; \quad c = \frac{C_f}{C_{res}}.$$

Задача (14) решена методом характеристик. Характеристики $r(t, r_1)$ являются решением задачи [14–16]

$$\begin{cases} \frac{dr}{dt} = u(r, t); \\ r|_{t=0} = r_1. \end{cases} \quad (15)$$

Температура вдоль характеристик согласно (15) рассчитывается по формуле [17]

$$\begin{aligned} T(r(t, r_1), t) = & f(r_1) + \varepsilon [P_{res} - p(r(t, r_1), t)] + \\ & + (\varepsilon + \eta^*) \int_0^t \frac{\partial p(r(\tau, r_1), \tau)}{\partial \tau} d\tau. \end{aligned} \quad (16)$$

Распределение давления $p(r, t)$, необходимые $\frac{\partial p}{\partial r}$, $\frac{\partial p}{\partial t}$ и $u(r, t)$, находятся из решения задачи (13), которая с учетом принятых выше допущений принимает более простой вид

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0; \\ p(r, 0) = P_{res}; \\ p(R, t) = P_{res}; \\ Q(t) = 2\pi \left(r\sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}. \end{cases} \quad (17)$$

Пусть распределение проницаемости в пласте и дебит жидкости из пласта описываются кусочно-постоянными функциями

$$k(r) = \begin{cases} k_1, & r \leq r_d; \\ k_2, & r > r_d; \end{cases} \quad (18)$$

$$Q(t) = \begin{cases} Q_1, & t \leq t_p; \\ Q_2, & t > t_p. \end{cases} \quad (19)$$

Скважина в течение времени t_p работает с дебитом Q_1 , а затем дебит скважины становится Q_2 . Проницаемость пласта k_2 , а в ближней к скважине зоне, в зоне нарушения пласта, $-k_1$.

Тогда, согласно (17)–(19), распределение давления в неоднородном пласте при работе с дебитом $Q_1 (t < t_p)$ рассчитывается по формуле [18]

$$p_1(t) = \begin{cases} P_{w1} + \frac{Q_1}{2\pi\sigma_1} \ln \frac{r}{r_w}, & r \leq r_d; \\ p_1(r_d) + \frac{Q_1}{2\pi\sigma_2} \ln \frac{r}{r_d}, & r > r_d, \quad r \leq R; \\ P_{res}, & r > R. \end{cases} \quad (20)$$

Распределение давления в неоднородном пласте после однократного изменения дебита с учетом (18), (19) (для $t > t_p$) рассчитывается по формуле [18]

$$p_2(t) = \begin{cases} P_{w2} + \frac{Q_2}{2\pi\sigma_1} \ln \frac{r}{r_w}, & r \leq r_d; \\ p_2(r_d) + \frac{Q_2}{2\pi\sigma_2} \ln \frac{r}{r_d}, & r > r_d, \quad r \leq R; \\ P_{res}, & r > R, \end{cases} \quad (21)$$

r_d – радиус зоны нарушения проницаемости пласта; σ_1 – гидропроводность ближней зоны ($r \leq r_d$) и σ_2 – гидропроводность дальней зоны ($r > r_d$) пласта; P_{w1} и P_{w2} – забойное давление при работе скважины с дебитами Q_1 и Q_2 [19].

Забойные давления в (20) и (21) рассчитываются по формулам (22) и (23)

$$P_{w1} = P_{res} - \frac{Q_1}{2\pi\sigma_2} \left(\ln \frac{R}{r_w} + S_d \right), \quad (22)$$

$$P_{w2} = P_{res} - \frac{Q_2}{2\pi\sigma_2} \left(\ln \frac{R}{r_w} + S_d \right), \quad (23)$$

где $S_d = \left(\frac{k_2}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w}$ – скин-фактор за неоднородность пласта [18].

Тогда

$$u(r, t) = \begin{cases} -c \frac{Q_1}{2\pi h} \frac{1}{r}, & t \leq t_p; \\ -c \frac{Q_2}{2\pi h} \frac{1}{r}, & t > t_p \end{cases} \quad (24)$$

и

$$\frac{\partial p}{\partial t} = (p_1(r) - P_{res})\delta(t) + (p_2(r) - p_1(r))\delta(t - t_p). \quad (25)$$

С учетом (24), (25), на основе (16) нетрудно получить для температуры на стенке скважины после изменения дебита следующую формулу

$$\begin{aligned} T(r_w, t) = & f(r_{T2}) + \varepsilon [p_1(r_{T2}) - P_{w2}] - \\ & - (\varepsilon + \eta^*) [p_1(r_{T2}) - p_2(r_{T2})], \end{aligned} \quad (26)$$

где

$$f(x) = T_{res} + \varepsilon [P_{res} - p_1(x)] - (\varepsilon + \eta^*) [P_{res} - p_1(r_{T1})];$$

$$r_{T1} = \sqrt{x^2 + c \frac{Q_1 t_p}{\pi h}}; r_{T2} = \sqrt{r_w^2 + \tilde{n} \frac{Q_2 (t - t_p)}{\pi h}}.$$

Корректность аналитического решения проверена путем сравнения с результатами численного решения задач (12) и (13), с учетом принятых для аналитической модели допущений. Для этого был смоделирован случай отбора жидкости из однородного пласта с переменным дебитом. Среднее квадратичное отклонение (СКО) не превысило 10^{-4} К.

Анализ результатов моделирования

А) Влияние теплопроводности и сжимаемости пласта на температуру

Смоделировано численно и аналитически изменение температуры при отборе жидкости из водонасыщенного и нефтенасыщенного пласта. Параметры насыщающего пласт флюида представлены в таблице. При численном моделировании учитывалась теплопроводность ($\lambda \neq 0$) и сжимаемость ($\beta \neq 0$) пласта.

Общие параметры моделирования: радиус скважины 0,1 м; радиус контура питания пласта 100 м; дебит на устье скважины 100 м³/сут в течение 10 часов и 50 м³/сут в последующее время; начальное давление в скважине и в пласте 200 атм; параметр ВСС 0 м³/Па; начальная температура в пласте 20 °С; проницаемость пласта 100 мД; пористость пласта 0,2; толщина пласта 5 м; сжимае-

мость скелета пласта $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па; теплопроводность скелета пласта 2 Вт/(м·К); удельная теплоемкость скелета пласта 800 Дж/(кг·К); плотность скелета пласта 2200 кг/м³.

Таблица. Параметры насыщающего пласт флюида
Table. Parameters of the reservoir saturating fluid

Параметр Parameter	Вода Water	Нефть Oil
Коэффициент Джоуля–Томсона, К/Па Joule–Thomson coefficient, K/Pa	$2 \cdot 10^{-7}$	$4 \cdot 10^{-7}$
Адиабатический коэффициент, К/Па Adiabatic coefficient, K/Pa	$3 \cdot 10^{-8}$	$1,4 \cdot 10^{-7}$
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К) Heat capacity, J/(kg·K)	4150	2000
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	1000	800
Вязкость, Па·с Viscosity, Pa·s	10^{-3}	10^{-2}
Сжимаемость, 1/Па Compressibility, 1/Pa	$4 \cdot 10^{-10}$	$15 \cdot 10^{-10}$
Теплопроводность, Вт/(м·К) Thermal conductivity, W/(m·K)	0,55	0,14

Теплопроводность и сжимаемость пласта в аналитической модели равны нулю.

Как видно из рис. 1, результаты численного моделирования и расчетов по аналитической модели практически совпадают. В начальный период отбора проявляется незначительное влияние сжимаемости, которое длится менее двух часов (рис. 2). СКО до изменения дебита 0,0017 К, а после изменения дебита СКО составило 0,0010 К.

Водонасыщенный пласт

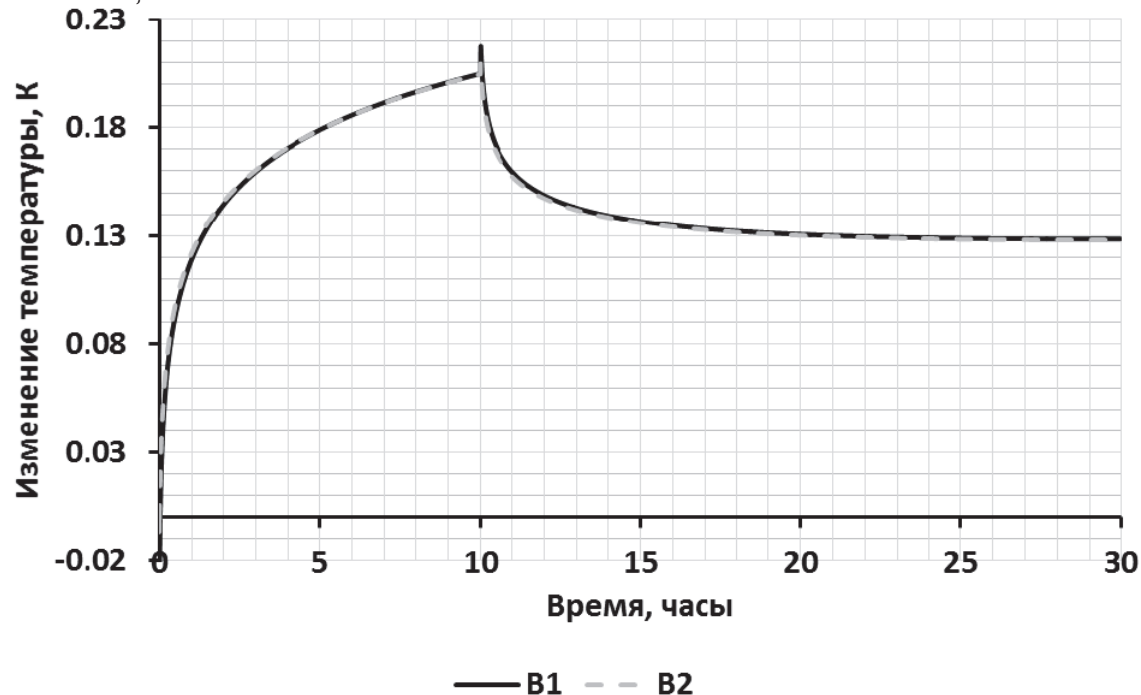


Рис. 1. График изменения температуры на стенке скважины для водонасыщенного пласта: B1 – аналитическая модель, B2 – численная модель

Fig. 1. Sandface temperature changes for water-saturated reservoir: B1 is the analytical model, B2 is the numerical model

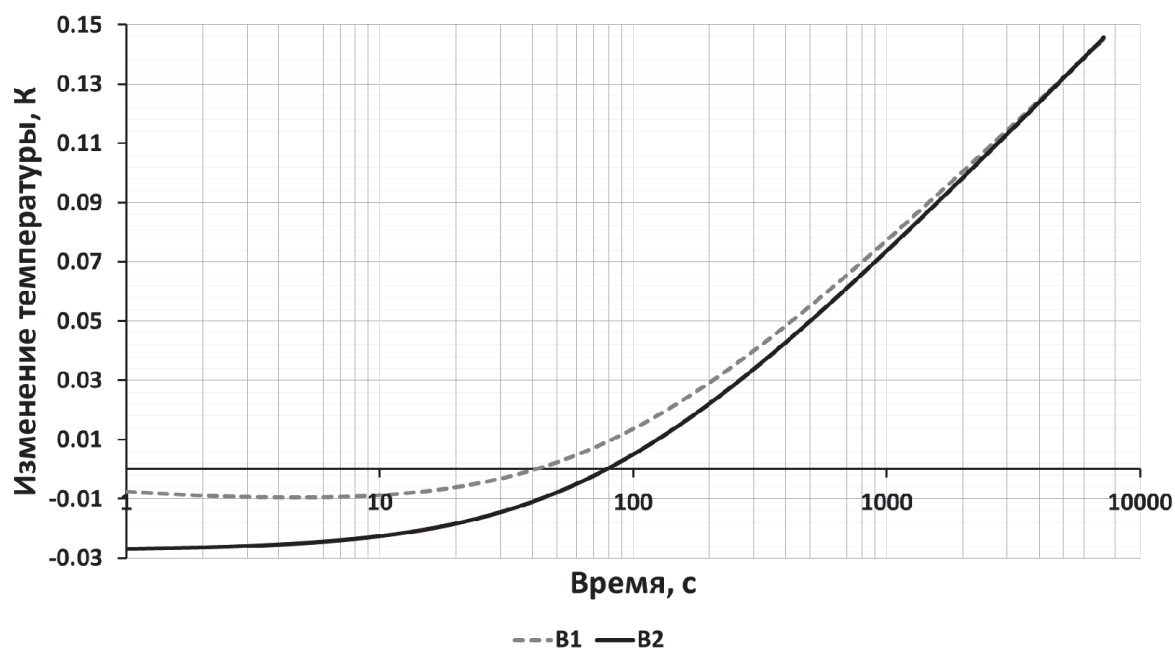


Рис. 2. График изменения температуры $T - T_{res}$ на стенке скважины для водонасыщенного пласта в период притока. Обозначения – на рис. 1

Fig. 2. Sandface temperature changes ($T - T_{res}$) for inflow period from the water-saturated reservoir. Symbols as in Fig. 1

Нефтенасыщенный пласт

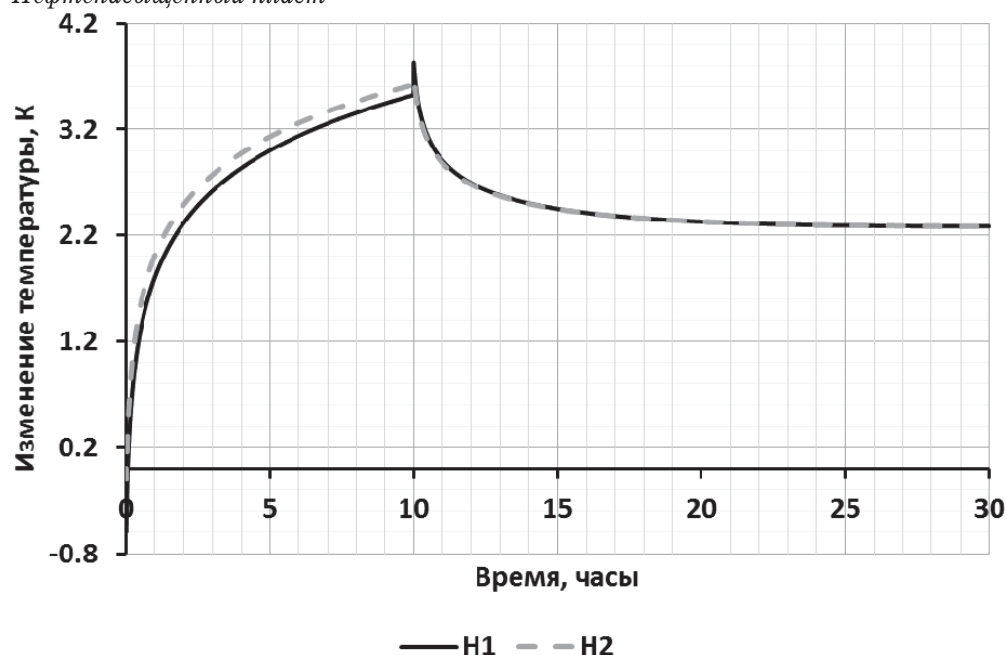


Рис. 3. График изменения температуры на стенке скважины для нефтенасыщенного пласта: H1 – аналитическая модель, H2 – численная модель

Fig. 3. Sandface temperature changes for the oil-saturated reservoir: H1 is the analytical model, H2 is the numerical model

Как видно из рис. 3, результаты численного моделирования с учетом теплопроводности и сжимаемости и по аналитической модели качественно одинаковы. Величина изменения температуры по численной модели несколько выше результатов расчета по аналитической модели. Этот эффект

для нефтенасыщенного пласта проявляется сильнее, чем в случае водонасыщенного пласта. Это объясняется влиянием сжимаемости пласта, сжимаемость нефти почти в четыре раза больше сжимаемости воды. СКО до изменения дебита 0,149 К, а после изменения дебита СКО составило 0,012 К.

Б) Фильтрация в однородном и неоднородном по проницаемости пласте

В длительно работающих скважинах температура слабо изменяется со временем, и поэтому зондировать среду по изменениям температуры сложно. Самый простой способ добиться изменения температуры – это изменить дебит.

Для проверки возможности получения информации о пласте по температуре моделируется случай отбора жидкости с переменным дебитом из однородного и неоднородного по проницаемости пласта.

Параметры моделирования: радиус скважины 0,1 м; радиус нарушенной зоны пласта 0,5 м; радиус контура питания пласта 10 м; дебит на устье скважины 100 м³/сут в начальные 10 часов и 50 м³/сут в последующее время; начальное давление в скважине и в пласте 200 атм; начальное распределение температуры в пласте 20 °С; проницаемость пласта в зоне нарушения 50 мД, в пласте 100 мД; пористость пласта 0,2; толщина пласта 5 м; вязкость флюида 1сПз; коэффициенты Джоуля–Томсона и адиабатический для воды: 0,02, 0,003 К/атм; удельные теплоемкости скелета пласта и воды 800, 4150 Дж/(кг·К); плотность скелета пласта и воды 2200, 1000 кг/м³.

Как видно на рис. 4, температура после уменьшения дебита падает. В случае неоднородного пла-

ста изменение температуры больше, поскольку величина депрессии вследствие уменьшения проницаемости в прискважинной зоне пласта больше, чем для однородного пласта. Чтобы определить границы нарушенной зоны, решена обратная задача с использованием следующего алгоритма (на основе нашего решения (26)):

1) построить график:

$$\left| T(r, t) \Big|_{t > t_p} - T(r, t_p) \right| \text{ от } \ln(t - t_p);$$

2) выделить прямолинейные участки на графике;
 3) найти время, которому соответствует излом на графике;

4) по формуле (27) вычислить радиус нарушенной зоны пласта

$$r_{T_2} = \sqrt{r_w^2 + c \frac{Q_2(t - t_p)}{\pi h}}. \quad (27)$$

Время после изменения дебита, соответствующее точке излома, составило 0,96 часа (Δt_p), а радиус нарушенной зоны – 0,497 м. Разница между заданным радиусом нарушения и полученным в результате решения обратной задачи составляет 0,48 %.

Еще одно доказательство того, что нестационарная температура притекающего из пласта флюида после изменения дебита несет в себе информа-

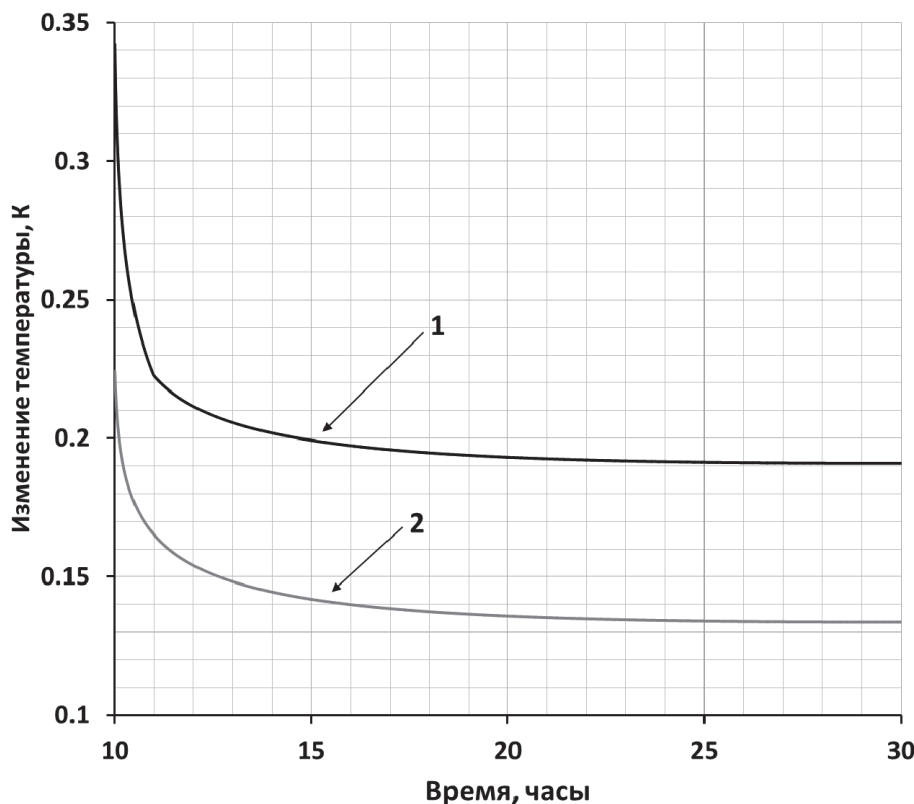


Рис. 4. График изменения температуры на стенке скважины после изменения дебита (1 – неоднородный пласт, 2 – однородный пласт)

Fig. 4. Sandface temperature change after change in flow rate (1 is the heterogeneous reservoir, 2 is the homogeneous reservoir)

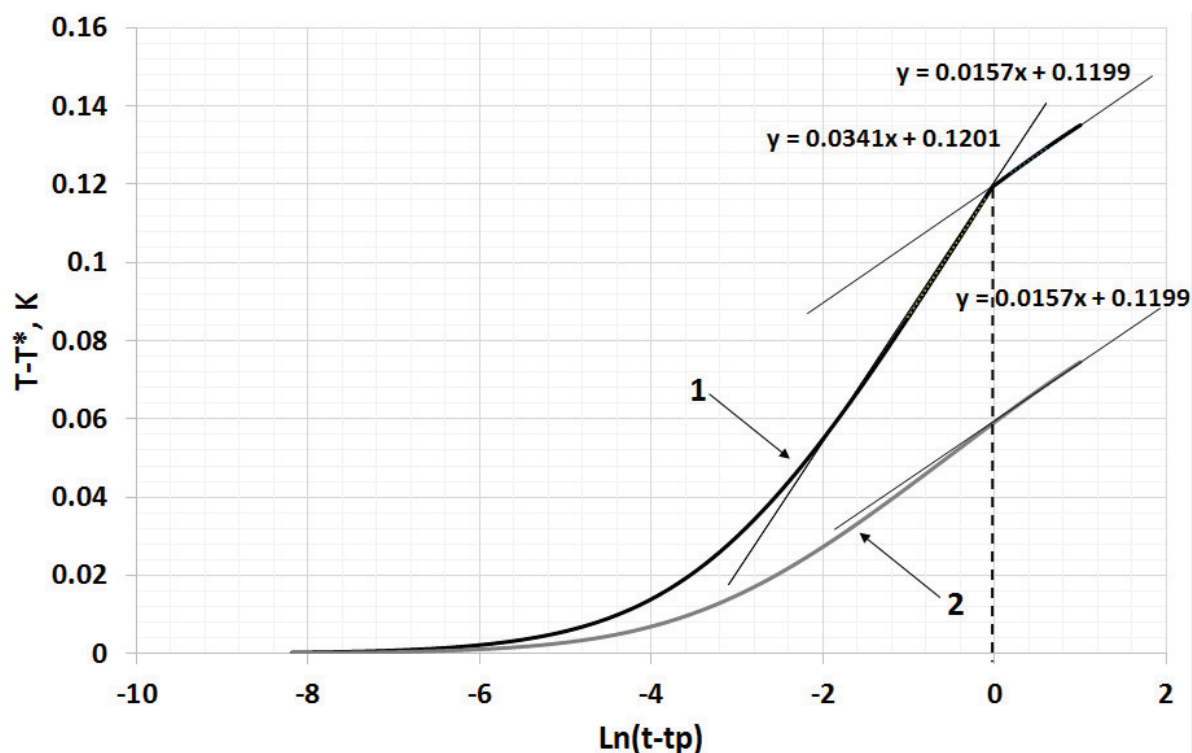


Рис. 5. График изменения температуры на стенке скважины после изменения дебита (1 – неоднородный пласт, 2 – однородный пласт). T – температура в момент изменения дебита, $T = T(t_p)$

Fig. 5. Sandface temperature change after change in flow rate (1 is the heterogeneous reservoir, 2 is the homogeneous reservoir). T is the temperature at flow rate change, $T = T(t_p)$

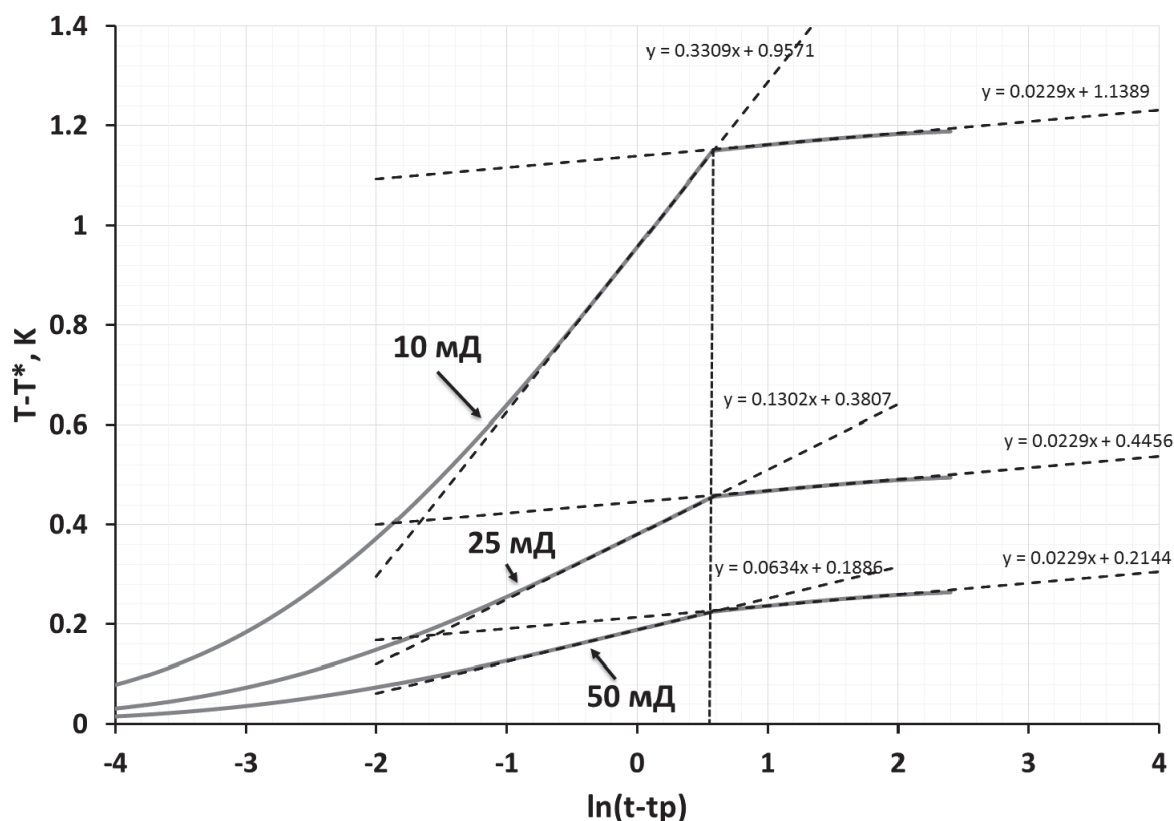


Рис. 6. График изменения температуры на стенке скважины после изменения дебита (проницаемость прискважинной зоны пласта 10, 25, 50 мД)

Fig. 6. Sandface temperature change after changing flow rate (permeability of near wellbore zone 10, 25, 50 md)

цию о радиусе нарушенной зоны, проиллюстрировано на рис. 6. На примере трех модельных кривых показано, что наклон всех кривых в полулогарифмических координатах после излома совпадает, и равен 0,0229 К. Это объясняется одинаковыми проницаемостями дальних зон – 100 мД.

Выводы

1. Для описания нестационарного температурного поля при однофазной фильтрации жидкости в пласте с радиальной неоднородностью после изменения дебита скважины разработана аналитическая модель. Она основана на модели жесткого пласта для поля давления, учитывает

конвективный теплоперенос и баротермический эффект.

2. Сравнение расчетов по аналитической модели с численным решением, учитывающим теплопроводность и сжимаемость среды, показало, что влияние теплопроводности и сжимаемости на результаты моделирования незначительно.
3. В результате исследования модели показано, что по кривым изменения температуры во времени, зарегистрированной после изменения дебита, можно оценить радиус нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-29-15130 офи_м).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements / W. Sui, D. Zhu, A.D. Hill, C.A. Ehlig-Economides // Paper SPE 116270. – Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008. – P. 387–404.
2. Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation / A.Sh. Ramazanov, R.A. Valiullin, A.A. Sadretdinov, V.V. Shako, V.P. Pimenov, V.N. Fedorov, K.V. Belov // Paper SPE 136256. Russia Oil & Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 26–28 October 2010. – P. 739–760.
3. Onur M., Cinar M. Temperature Transient Analysis of Slightly Compressible, Single-Phase Reservoirs // Paper SPE 180074. SPE ATCE. – Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016. – P. 1309–1356.
4. Onur M., Cinar M. Interpretation and Analysis of Transient Sandface and Wellbore Temperature Data // Paper SPE 181710. SPE ATCE. – Dubai, UAE, 26–28 September 2016. – P. 121–167.
5. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey / A. Ramazanov, R. Valiullin, R. Sharafutdinov, T. Khabirov, A. Sadretdinov, M. Zakirov, D. Islamov // Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences: Abstract Book of 7th Saint Petersburg International Conferences & Exhibition. – Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016. – 4 p.
6. Способ определения профиля притока флюидов и параметров околоскважинного пространства: пат. Рос. Федерация № 2460878; заявл. 30.09.10; опубл. 10.09.12, Бюл. № 25. – 11 с.
7. Способ определения профиля притока флюидов многопластовых залежей: пат. Рос. Федерация № 2474687; заявл. 26.10.11; опубл. 10.02.13, Бюл. № 4. – 18 с.
8. Способ определения профиля притока и параметров околоскважинного пространства в многопластовой скважине: пат. Рос. Федерация № 2505672; заявл. 31.12.09; опубл. 27.01.14, Бюл. № 3. – 12 с.
9. Способ определения профиля притока флюидов многопластовых залежей в скважине: пат. Рос. Федерация № 2531499; заявл. 23.08.13; опубл. 20.10.14, Бюл. № 29. – 21 с.
10. Способ определения параметров забоя и призабойной зоны скважины: пат. Рос. Федерация № 2535324; заявл. 24.12.12; опубл. 10.12.14, Бюл. № 34. – 13 с.
11. Способ определения скорости фильтрации пластовых флюидов: пат. Рос. Федерация № 2537446; заявл. 18.10.13; опубл. 10.01.15, Бюл. № 1. – 11 с.
12. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
13. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте // Вестник Башкирского университета. – 2016. – № 1. – С. 4–8.
14. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М. Аналитическая модель для расчета температурного поля в нефтяном пласте при нестационарном притоке жидкости // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Ramazanov/Ramazanov_2.pdf (дата обращения: 19.03.2017).
15. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М., Ахметов Р.К. Температурное поле в пласте с учетом термодинамических эффектов при работе скважины с переменным дебитом // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Ramazanov/Ramazanov_4.pdf (дата обращения: 19.03.2017).
16. Duru O., Horne R.N. Combined Temperature and Pressure Data Interpretation: Applications to Characterization of Near-Wellbore Reservoir Structures // Paper SPE 146614. SPE ATCE. – Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. – P. 98–116.
17. Рамазанов А.Ш., Филиппов А.И. Температурные поля при нестационарной фильтрации жидкости // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1983. – № 4. – С. 175–178.
18. Hawkins M.F. Jr. A note on the skin effect // Trans. AIME. – 1956. – V. 207. – P. 356–357.
19. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
20. Lichtenecker K., Rother K. Die Herleitung des logarithmischen Mischung-gesetzes aus allgemeinen Prinzipien des stationären Stroming // Phys. Z. – 1931. – № 32. – P. 255–260.

Поступила 29.03.2017 г.

Информация об авторах

Рамазанов А.Ш., доктор технических наук, профессор кафедры геофизики Башкирского государственного университета.

Исламов Д.Ф., аспирант кафедры геофизики Башкирского государственного университета.

UDC 550.3:536.2

ANALYTICAL MODEL OF NON-STATIONARY TEMPERATURE IN HETEROGENEOUS RESERVOIR

Airat Sh. Ramazanov¹,

ramaz@geotec.ru

Denis F. Islamov¹,

islamovden@rambler.ru

¹ Bashkir State University,

32, Zaki Validi street, Ufa, 450074, Russia.

The relevance of the research. At present time the interest in quantitative interpretation of temperature surveys is growing. Individual flow rate and reservoir pressure of each layer, behind-casing flow rate, hydrodynamic layer parameters, characterization of permeability changing at near-wellbore zone become the purposes of quantitative interpretation. Non-stationary temperature and pressure in the well are used as input data for transient processes analysis, and temperature logs are used for quasi-stationary analysis. Determination of individual layer flow rates and near-wellbore zone parameters are of particular interest.

The main aim of the work is to develop and provide rationale for simplified analytical model of non-isothermal single-phase fluid filtration in heterogeneous reservoir.

The methods used in the study. Analytical solution for temperature field in the layer after flow rate change is obtained by the method of characteristics. Two assumptions were made in solving the problem: radial thermal conduction and compressibility of saturated porous medium are ignored. Analytical models are compared with the numerical solution of the problem.

The results. The paper studies the problem of unsteady temperature field in heterogeneous reservoir during fluid filtration. Radial heat conduction and compressibility of oil- or water-saturated reservoirs influence insignificantly the unsteady temperature field after the flow rate changes. It is possible to solve the inverse problem on evaluation of the damage zone radius of permeability in the reservoir basing on the model curves of the temperature change after flow rate change. The paper gives a detailed algorithm for solving the inverse problem. The possibility of that method realization is demonstrated on model curves of the temperature change.

Key words:

Temperature, pressure, filtration, convection, thermal conduction, compressibility, barothermal effect, reservoir, well, heterogeneous reservoir.

The research was financially supported by the RFBR (project no. 16–29–15130 офу_м).

REFERENCES

1. Sui W., Zhu D., Hill A.D., Ehlig-Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements. *Paper SPE 116270 presented at the SPE ATCE*. Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008. pp. 387–404.
2. Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Pimenov V.P., Fedorov V.N., Belov K.V. Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation. *Paper SPE 136256 presented at the SPE Russia Oil & Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, 26–28 October 2010. pp. 739–760.
3. Onur M., Cinar M. Temperature Transient Analysis of Slightly Compressible, Single-Phase Reservoirs. *Paper SPE 180074 presented at the SPE ATCE*. Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016. pp. 1309–1356.
4. Onur M., Cinar M. Interpretation and Analysis of Transient Sandface and Wellbore Temperature Data. *Paper SPE 181710 presented at the SPE ATCE*. Dubai, UAE, 26–28 September 2016. pp. 121–167.
5. Ramazanov A., Valiullin R., Sharafutdinov R., Khabirov T., Sadretdinov A., Zakirov M., Islamov D. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey. *Abstract Book of 7th Saint Petersburg International Conferences & Exhibition. Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences*. Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016. 4 p.
6. Shako V.V., Pimenov V.P., Kuchuk F.D. *Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov i parametrov okoloskvazhinnogo prostranstva* [Method for determining profile of fluid influx and parameters of borehole environment]. Patent RF, no. 2460878, 2012.
7. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B. *Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov mnogoplastovykh zalezhey* [Method for determining profile of fluid influx of multiformation deposits]. Patent RF, no. 2474687, 2013.
8. Shako V.V., Pimenov V.P. *Sposob opredeleniya profilya pritoka i parametrov okoloskvazhinnogo prostranstva v mnogoplastovoy skvazhine* [Method for determining of influx profile and borehole environment parameters in multilayer well]. Patent RF, no. 2505672, 2014.
9. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B., Sidorova M.V. *Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov mnogoplastovykh zalezhey v skvazhine* [Method for determining fluid movement profile of stacked pools in well]. Patent RF, no. 2531499, 2014.
10. Spesivtsev P.E., Shako V.V., Teveni B. *Sposob opredeleniya parametrov zaboya i prizaboynoy zony skvazhiny* [Method for determining parameters for well bottom hole and bottom hole area]. Patent RF, no. 2535324, 2014.
11. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B., Sidorova M.V. *Sposob opredeleniya skorosti filtratsii plastovykh flyuidov* [Method for determining filtration rate of formation fluids]. Patent RF, no. 2537446, 2015.
12. Chekalyuk E.B. *Termodinamika neftyanogo plasta* [Thermodynamics of oil reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1965. 238 p.
13. Islamov D.F., Ramazanov A.Sh. Non-stationary temperature field for fluid flow in heterogeneous reservoir. *Vestnik Bashkirskogo universiteta – Bullet of Bashkir University*, 2016, no. 1, pp. 4–8. In Rus.
14. Ramazanov A.Sh., Nagimov V.M. *Analiticheskaya model dlya rascheta temperaturnogo polya v neftyanom plaste pri nestatsionarnom pritoke zhidkosti* [Analytical Model for Calculating Temperature Distribution in Oil Reservoir during Unsteady Fluid In-

- flow]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoe delo»*, 2007, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/authors/Ramazanov/Ramazanov_2.pdf (accessed 19 March 2017).
15. Ramazanov A.Sh., Nagimov V.M., Akhmetov R.K. Temperaturnoe pole v plaste s uchetom termodinamicheskikh ehffektov pri rabote skvazhiny s peremennym debitom [Analytical model of temperature prediction for a given production history]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoe delo»*, 2013, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/authors/Ramazanov/Ramazanov_2.pdf (accessed 19 March 2017).
16. Duru O., Horne R.N. Combined Temperature and Pressure Data Interpretation: Applications to Characterization of Near-Wellbore Reservoir Structures. *Paper SPE 146614 presented at the SPE ATCE*. Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. pp. 98–116.
17. Ramazanov A.Sh., Filippov A.I. Temperature field in non-stationary filtration. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 1983, no. 4, pp. 175–178. In Rus.
18. Hawkins M.F. Jr. A note on the skin effect. *Trans. AIME*, 1956, vol. 207, pp. 356–357.
19. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground Fluid Mechanics]. Moscow, Nedra Publ., 1993. 416 p.
20. Lichtenecke, K., Rother K. Die Herleitung des logarithmischen Mischungsgesetzes aus allgemeinen Prinzipien der stationären Stromung [The derivation of the logarithmic mixture law on General principles of the stationary flow]. *Physikal*, 1931, no. 32, pp. 255–260.

Received: 29 March 2017.

Information about the authors

Airat Sh. Ramazanov, Dr. Sc., professor, Bashkir State University.

Denis F. Islamov, postgraduate, Bashkir State University.