

Айрат Шайхуллинович РАМАЗАНОВ<sup>1</sup>  
Денис Фавилович ИСЛАМОВ<sup>2</sup>

УДК 532.546

## **АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОНВЕКТИВНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ОСТАНОВЛЕННОЙ СКВАЖИНЕ\***

<sup>1</sup> доктор технических наук, профессор кафедры геофизики,  
Башкирский государственный университет (г. Уфа)  
ramaz@bsunet.ru

<sup>2</sup> старший преподаватель кафедры геофизики,  
Башкирский государственный университет (г. Уфа)  
islamovden@rambler.ru

### **Аннотация**

Термометрия является самым информативным методом в комплексе промыслово-геофизических исследований. Метод применяется на всех стадиях жизни скважины. Современные технологии регистрации температуры в скважине, например, при помощи распределенного оптоволоконного датчика, позволяют вести непрерывные исследования, а в частности проводить температурное зондирование разрабатываемых пластов. Данные температурного

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования по теме «Создание интеллектуальной комплексной технологии исследования и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин, включая оптоволоконные измерения для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений и экологического мониторинга состояния недр, на основе использования математического моделирования, машинного обучения, алгоритмов обработки и роботизированной аппаратуры индукционного воздействия», соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.

---

**Цитирование:** Рамазанов А. Ш. Аналитическая модель конвективного восстановления температуры в остановленной скважине / А. Ш. Рамазанов, Д. Ф. Исламов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 3 (27). С. 25-40.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40

---

зондирования могут быть использованы в качестве дополнительного (альтернативного давлению) независимого источника информации о свойствах коллектора.

Для оценки параметрической чувствительности температурного поля в скважине и для решения обратных задач термометрии необходимы математические модели, описывающие термогидродинамические процессы как в пласте, так и в скважине.

Данная статья посвящена разработке аналитической модели, описывающей изменение температуры и давления в пласте после остановки скважины с учетом некоторых приближений: нулевой сжимаемости пласта, флюида и теплопроводности. Распределение давления в пласте находится из решения уравнения пьезопроводности. А распределение температуры — из уравнения притока тепла. Для решения использовался метод характеристик.

Приводятся результаты сравнения аналитического и численного решения для изменения температуры в остановленной скважине. Из полученных результатов следует, что температура после остановки скважины чувствительна к размерам прискважинной зоны с измененной проницаемостью и к распределению проницаемости в пласте.

Предложенное аналитическое решение может быть использовано в термосимуляторах для решения обратных задач с целью оценки параметров прискважинной зоны пласта на основе фактических замеров нестационарной температуры в стволе добывающих скважин, а также для планирования промыслово-геофизических исследований методом термометрии.

#### **Ключевые слова**

Конвекция, температура, давление, математическая модель, скважина, баротермический эффект, термогидродинамические исследования.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40**

#### **Введение**

Оценка текущего коэффициента нефтеотдачи разрабатываемого пласта подразумевает знание профиля притока по всей мощности пласта и пропласткам. На практике профиль притока определяется по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с использованием механического расходомера. Однако при притоках малой интенсивности информативность данного метода резко снижается. Альтернативой механической расходомерии может послужить термометрия, которая также входит в стандартный комплекс ПГИ. Температурное поле чувствительно к протекающим в скважине и пласте процессам. В частности, оно может отражать процессы переноса вещества с очень малой интенсивностью в стволе скважины и пластах. Поэтому задача оценки профиля притока пласта по термометрии является очень актуальной [2, 3].

Также температура имеет огромный потенциал к количественной интерпретации, которая строится на основе математического моделирования в температурных симуляторах. Потенциально возможно определить профиль проницаемости прискважинной зоны пласта [7, 9-11]. В связи с этим перед интерпретатором стоит задача подбора наиболее эффективной модели, описывающей процессы, происходящие в пласте.

В работе исследуется задача о конвективном восстановлении температуры в остановленной скважине. Цель работы — разработать и обосновать упрощенную аналитическую модель неизоэтермической однофазной фильтрации жидкости в пласте, описывающую восстановление температуры после остановки скважины.

### Постановка задачи

В силу того, что профиль температуры в длительно работающей скважине практически не зависит от удельного дебита, подходящим условием для оценки профиля притока по термометрии является переходной режим, например остановка скважины. Термодинамические эффекты в данном случае преимущественно будут обусловлены конвективным теплопереносом в период послепритока.

Исходя из вышесказанного сделаны следующие допущения для пласта: горизонтальный, пористый, насыщенный однофазной жидкостью; параметры флюида и пласта не изменяются с изменением температуры; пренебрегается радиальной теплопроводностью по сравнению с конвективным теплопереносом; жидкость и скелет пласта несжимаемы.

Распределение давления в однородном упругом пласте находится из решения уравнения пьезопроводности [1]

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r > r_w, \quad t > 0, \quad (1)$$

где  $\chi$  — коэффициент пьезопроводности,  $p$  — давление,  $r$  — радиальная координата,  $t$  — время,  $r_w$  — радиус скважины.

В начальный момент времени (в момент остановки скважины) в пласте уже существует распределение давления, обусловленное длительным отбором жидкости с постоянным дебитом до остановки

$$p_0(r) = P_{res} - \frac{Q_0}{2\pi\sigma} \ln \left( \frac{R}{r} \right). \quad (2)$$

Здесь  $P_{res}$  — пластовое давление,  $Q_0$  — начальный дебит,  $\sigma = (kh)/\mu$  — гидропроводность,  $R$  — радиус контура питания,  $k$  и  $h$  — проницаемость и толщина пласта,  $\mu$  — вязкость жидкости. Давление на контуре питания остается неизменным.

Граничное условие на стенке скважины после остановки скважины:

$$C_s \left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_{r=r_w} = 2\pi\sigma \left. \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right|_{r=r_w}, \quad (3)$$

где  $C_s$  — параметр влияния ствола скважины (ВСС). Например, для восстановления давления по технологии КВУ в скважине с открытым устьем ВСС рассчитывается по следующей формуле:  $C_s = S/(\rho g \cos \alpha)$ , здесь  $S$  — площадь сечения скважины,  $\rho$  — плотность жидкости,  $g$  — ускорение свободного падения,  $\alpha$  — угол наклона скважины от вертикали.

Примем, что перераспределение давления в пласте после остановки скважины в области  $[r_w, R]$  происходит мгновенно, что равносильно модели жесткого пласта.

Тогда математическая постановка задачи для давления принимает следующий вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0, \quad (4)$$

$$p|_{t=0} = p_0(r), \quad (5)$$

$$\frac{C_s}{2\pi\sigma_w} \frac{\partial p}{\partial t} \Big|_{r=r_w} = \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w}, \quad (6)$$

$$p(r, t) \Big|_{r=R} = P_{res}. \quad (7)$$

Общее решение уравнения (4) можно записать как

$$p(r, t) = C_1 \ln r + C_2, \quad (8)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  — константы интегрирования.

С учетом граничного условия (7) решение (8) примет следующий вид:

$$p(r, t) = P_{res} - C_1 \ln \frac{R}{r}. \quad (9)$$

Пусть  $C_1 = C_1(t)$ . Подставив (9) в граничное условие (3), получаем:

$$\frac{dC}{C(t)} = - \frac{2\pi\sigma}{\ln \frac{R}{r_w} C_s} dt. \quad (10)$$

Поскольку для однородного пласта коэффициент продуктивности есть

$$K = \frac{2\pi\sigma}{\ln \frac{R}{r_w}},$$

то после интегрирования (10) имеем:

$$p(r, t) = P_{res} - C_3 e^{-\frac{Kt}{C_s}} \ln \frac{R}{r}. \quad (11)$$

Учтем начальное условие в (11), и для давления в пласте после остановки скважины получаем следующее выражение:

$$p(r, t) = P_{res} - [P_{res} - p_0(r)] e^{-zt}, \quad (12)$$

где

$$z = \frac{K}{C_s}. \quad (13)$$

Формула (12) известна как формула Маскета для КВД [5], она применима и для радиально-неоднородной модели пласта.

В уравнении энергии для насыщенной пористой среды пренебрегаем процессом теплопроводности, тогда распределение температуры в пласте с учетом конвективного теплопереноса, эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта найдем из уравнения [8]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = -\varepsilon u(r, t) \frac{\partial p}{\partial r} + \eta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (14)$$

где  $u(r, t) = cv(r, t) = -c \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$ ,  $c = \frac{C_f}{C_{res}}$ ,  $\eta^* = c\phi\eta$ ,  $T(r, t)$  — изменение температуры относительно начальной пластовой температуры.

Начальное условие, распределение нарушенной температуры в пласте относительно начальной пластовой в момент остановки скважины можно представить в виде функции

$$T|_{t=0} = f(r). \quad (15)$$

Считая, что скорость фильтрации подчиняется закону Дарси, с учетом (12) для  $u(r, t)$  получаем:

$$u(r, t) = -c \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_0}{\partial r} e^{-zt}, \quad (16)$$

или с учетом (2):

$$u(r, t) = -\frac{q_0^*}{2\pi r} e^{-zt}, \quad (17)$$

где  $q_0^* = c \frac{Q_0}{h}$ .

Для решения уравнения (14) применим метод характеристик [6]. Будем рассматривать температуру для контрольного объема, движущегося со скоростью конвективного теплопереноса с расстояния  $r_1$  к скважине.

Задача для характеристик имеет вид

$$\frac{dr}{dt} = -\frac{q_0^*}{2\pi r} e^{-zt}, \quad (18)$$

$$r|_{t=0} = r_1. \quad (19)$$

Решение уравнения (18) (характеристики) нетрудно представить в виде

$$r_t^2 = r_1^2 - \frac{q_0^*}{\pi z} (1 - e^{-zt}). \quad (20)$$

Для  $r_t = r_w$  в момент времени  $t$  после остановки скважины к стенке скважины приходит температурный сигнал с расстояния  $r_1$  в пласте:

$$r_1 = \sqrt{r_w^2 + \frac{q_0^*}{\pi z} (1 - e^{-zt})}. \quad (21)$$

В этом смысле  $r_1$  можно назвать радиусом исследования или радиусом термозондирования [8].

Не все характеристики доходят до скважины, максимальная величина радиуса термозондирования после остановки скважины есть

$$r_1^{\max} = \sqrt{r_w^2 + \frac{q_0^*}{\pi z}}. \quad (22)$$

Вдоль характеристик имеем:

$$\frac{dT(r_i, t)}{dt} = -\varepsilon \frac{\partial p(r_i, t)}{\partial t} + (\varepsilon + \eta^*) \frac{\partial p(r_i, t)}{\partial t}, \quad (23)$$

$$T|_{t=0} = f(r_1). \quad (24)$$

Интегрирование уравнения (23) дает

$$T(r_i, t) = f(r_1) + \varepsilon [p(r_1, 0) - p(r_1, t)] + (\varepsilon + \eta^*) \int_0^t \frac{\partial p(r_i, \tau)}{\partial \tau} d\tau. \quad (25)$$

С учетом формулы (12) для давления получаем решение в лагранжевых переменных в виде:

$$T(r_i, t) = f(r_1) + \varepsilon [p_0(r_1) - p(r_i, t)] + (\varepsilon + \eta^*) z \int_0^t [P_{res} - p_0(r_\tau)] e^{-z\tau} d\tau \quad (26)$$

или

$$T(r_i, t) = f(r_1) + \varepsilon [p_0(r_1) - p(r_i, t)] + (\varepsilon + \eta^*) z \left( -\frac{\pi}{q_0^*} \right) \int_{r_1^2}^{r_i^2} [P_{res} - p_0(\sqrt{x})] dx. \quad (27)$$

Перейдем в полученном решении к эйлеровым переменным.

$$\text{Если } r_i = r, \text{ то } r_1(t) = r_T(t) = \sqrt{r^2 + \frac{q_0^*}{\pi z} (1 - e^{-zt})}. \quad (28)$$

Окончательно решение для температуры в эйлеровых переменных имеет следующий вид:

$$T(r, t) = f(r_T) + \varepsilon [p_0(r_T) - p(r_w, t)] + \frac{\pi z}{q_0^*} (\varepsilon + \eta^*) \int_{r_T^2}^{r_w^2} [P_{res} - p_0(\sqrt{x})] dx. \quad (29)$$

**Сравнение с численным решением**

Корректность аналитического решения проверена путем сравнения с результатами численного моделирования, с учетом принятых для аналитической модели допущений. Для этого был смоделирован случай отбора жидкости из однородного пласта с последующей остановкой. Сравнивались кривые изменения температуры в период после остановки. Для сравнения расчетов по двум моделям используются параметры из таблиц 1-2. Численные расчеты проводились с учетом и без учета теплопроводности и сжимаемости [4].

Таблица 1

**Параметры флюида и скелета пласта**

Table 1

**Fluid and formation skeleton parameters**

Параметр	Значение	
	Жидкость	Скелет пласта
Проницаемость, мД	—	100
Пористость	—	0,2
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	2 000	800
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	900	2 200
Коэффициент Джоуля — Томсона, К/атм	0,04	—
Адиабатический коэффициент, К/атм	0,014	—
Вязкость, сПз	1	—
Сжимаемость, 1/Па	$1 \cdot 10^{-9}$	$1 \cdot 10^{-10}$
Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,2	2

Таблица 2

**Параметры пласта и граничные условия**

Table 2

**Formation parameters and boundary conditions**

Параметр	Значение
Радиус скважины, м	0,1
Радиус контура питания, м	100
Толщина пласта, м	5
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	100
Начальное давление, атм	200

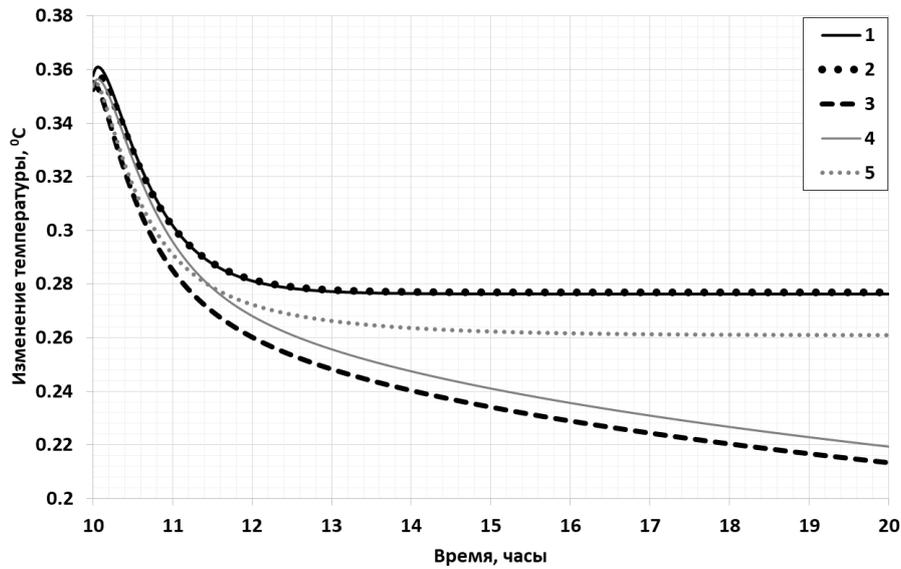


Рис. 1. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 1. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

На рис. 1 представлены следующие графики:

- 1 — аналитическое решение.
- 2 — численное моделирование без учета теплопроводности и сжимаемости.
- 3 — численное моделирование с учетом теплопроводности и сжимаемости.
- 4 — численное моделирование с учетом теплопроводности, но без сжимаемости.
- 5 — численное моделирование без учета теплопроводности, но со сжимаемостью.

Результаты моделирования без учета теплопроводности и сжимаемости полностью совпадают. Максимальное отклонение не превышает  $0,005^\circ\text{C}$ .

Учет теплопроводности и сжимаемости в численном решении с увеличением времени приводит к расхождениям с аналитическим решением. Однако в период послепритока (в данном случае в первый час) после остановки скважины графики ведут себя практически одинаково.

Небольшой рост температуры (на 1%) в течение первых минут после остановки объясняется тем, что в период до остановки скважины забойная температура росла со временем, и та порция жидкости, которая поступает в скважину в первые моменты после прекращения отбора, в прежнем режиме имела бы температуру выше забойной в момент остановки. Поэтому и после остановки скважины вследствие медленного повышения забойного давления температура в течение некоторого времени продолжает расти.

Этот эффект особенно заметен для малых времен работы скважины до остановки. На рис. 2 представлены графики изменения температуры, полученные при помощи аналитической модели для различных времен работы скважины до остановки.

Рост температуры для случая работы скважины 0,5 часов составил 13%.

Если на предыдущих графиках сначала наблюдается рост температуры с последующим снижением, то уменьшение дебита скважины до остановки приводит к тому, что время снижения температуры уменьшается. В частности, при дебите  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$  температура после роста выходит на постоянное значение (рис. 3).

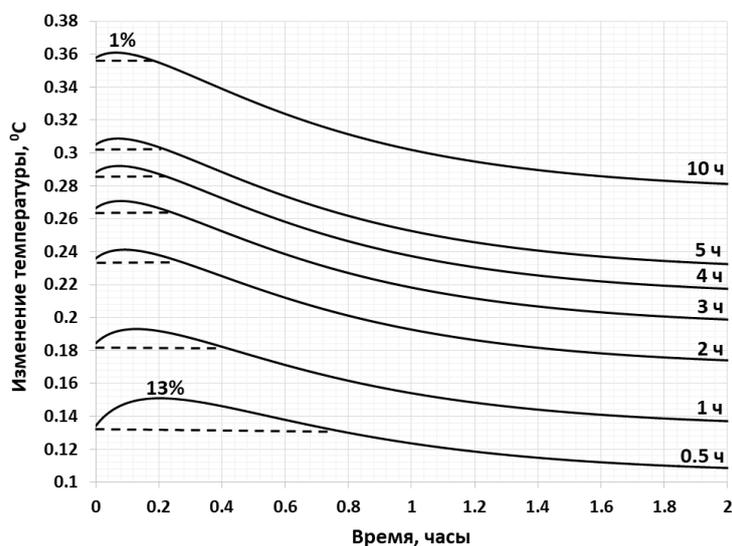


Рис. 2. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 2. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

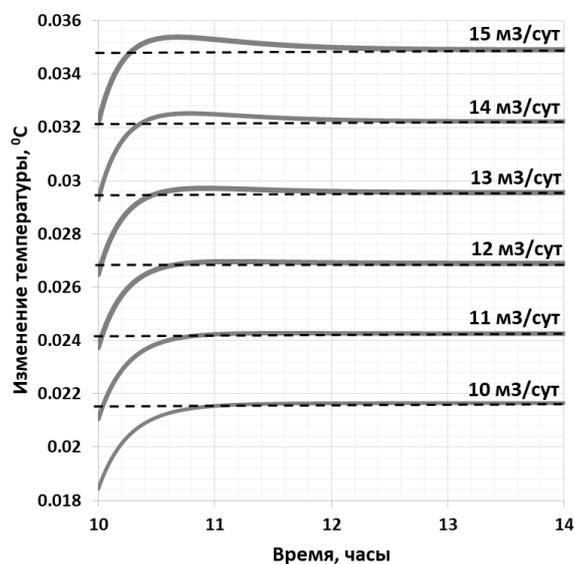


Рис. 3. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 3. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

Разработанная модель используется для проверки возможности получения информации о пласте по температуре. Моделируется конвективное восстановление температуры после прекращения отбора из однородного и радиально-неоднородного по проницаемости пласта.

Параметры для моделирования взяты из таблиц 1-2, толщина пласта взята равной 10 м.

На рис. 4 представлены графики изменения температуры для различных случаев проницаемости пласта. Результаты моделирования показывают, что чем больше проницаемость, тем быстрее температура восстанавливается за счет конвективного теплопереноса. Также видно, что происходит уменьшение амплитуды температурной аномалии. Это можно использовать для исследования профиля притока.

На рис. 5 представлены графики изменения температуры для различных случаев радиуса нарушенной зоны при значении проницаемости нарушенной зоны 50 мД.

Результаты моделирования показывают, что чем больше радиус нарушенной зоны, тем больше разогрев до остановки. Конкретно в данном случае при увеличении радиуса зоны неоднородности с 0,2 до 0,5 м амплитуда температурной аномалии возросла на 40%. Характер конвективного восстановления температуры для всех случаев одинаков.

На рис. 6 представлены графики изменения температуры для различных случаев проницаемости нарушенной зоны при значении радиуса нарушенной зоны 0,5 м.

Результаты моделирования показывают, что чем меньше проницаемость нарушенной зоны, тем больше разогрев до остановки, а также тем медленнее температура восстанавливается за счет конвективного теплопереноса.

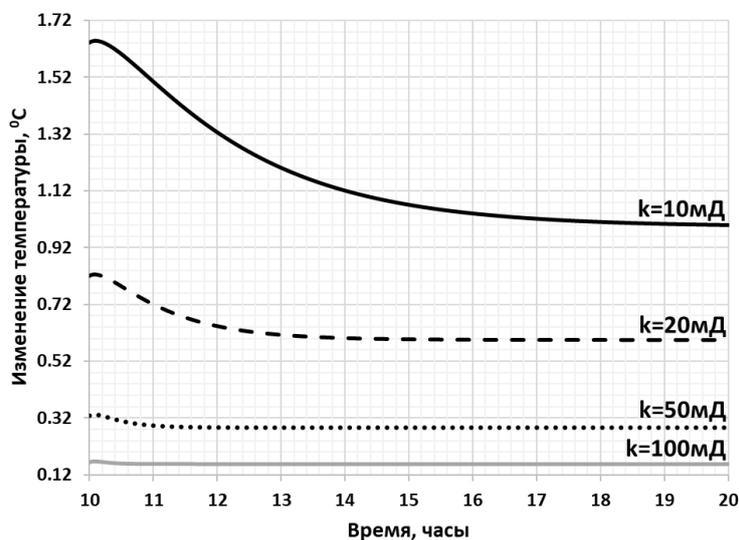


Рис. 4. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 4. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

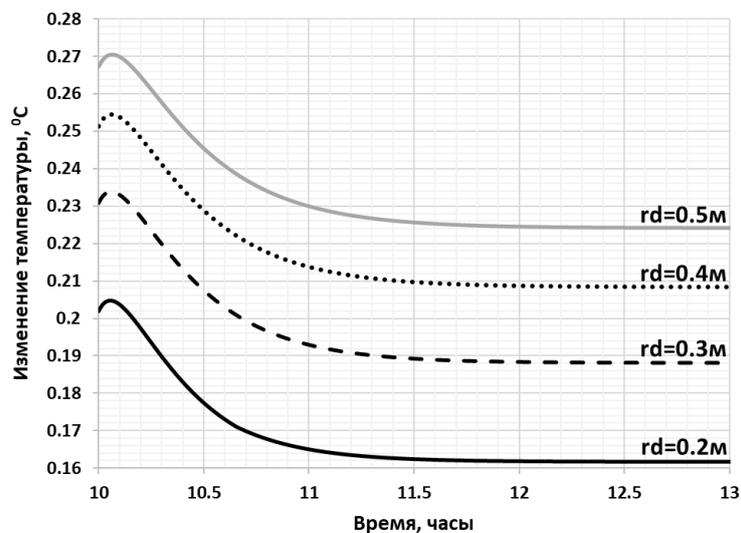


Рис. 5. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 5. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

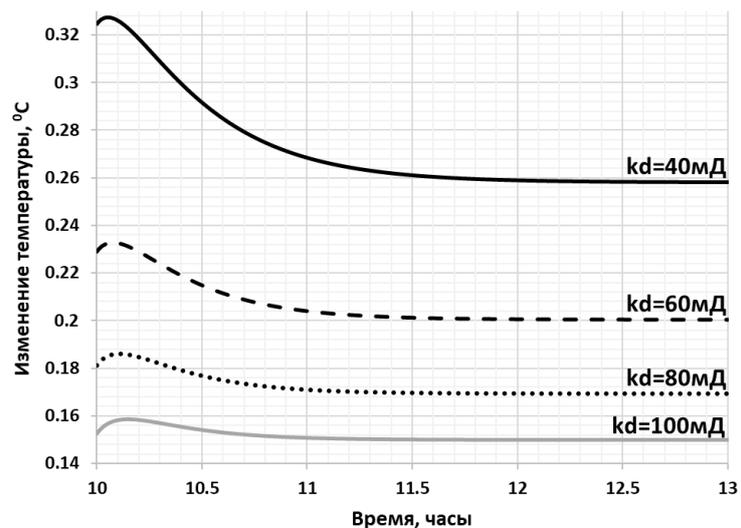


Рис. 6. Изменение температуры на стенке скважины ( $r = r_w$ )

Fig. 6. Sandface temperature change ( $r = r_w$ )

### Заключение

Разработана аналитическая модель конвективного восстановления температуры в остановленной скважине. Путем сравнения с результатами численного моделирования показана возможность практического использования аналитической модели. Установлено, что учет теплопроводности в численном решении

с увеличением времени приводит к расхождениям с аналитическим решением. Однако в период влияния послепритока после остановки скважины графики температуры ведут себя практически одинаково.

В рамках моделирования конвективного восстановления температуры после прекращения отбора из однородного и радиально-неоднородного по проницаемости пласта установлено, что:

- в случае однородного пласта чем больше проницаемость, тем быстрее температура восстанавливается за счет конвективного теплопереноса;
- в случае радиально-неоднородного по проницаемости пласта радиус нарушенной зоны влияет на разогрев до остановки скважины и, тем самым, на начальное условие для процесса конвективного восстановления;
- в случае радиально-неоднородного по проницаемости пласта чем меньше проницаемость нарушенной зоны, тем больше разогрев до остановки, а также тем медленнее температура восстанавливается за счет конвективного теплопереноса.

Предложенное аналитическое решение может быть использовано в термосимуляторах для решения обратных задач с целью оценки параметров прискважинной зоны пласта на основе фактических замеров нестационарной температуры в стволе добывающих скважин, а также для планирования промыслово-геофизических исследований методом термометрии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Р. Д. Каневская, В. М. Максимов. М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2006. 488 с.
2. Валиуллин Р. А. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора: доклад / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов, Т. Р. Хабиров и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26-28 октября 2015 г., Москва, Россия). 2015. Paper SPE-176589-RU. DOI: 10.2118/176589-RU
3. Валиуллин Р. А. Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин / Р. А. Валиуллин, Р. Ф. Шарафутдинов, В. Я. Федотов, М. Ф. Закиров, А. М. Шарипов, К. Р. Ахметов, Ф. Ф. Азизов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 93-96.
4. Исламов Д. Ф. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте / Д. Ф. Исламов, А. Ш. Рамазанов // Вестник Башкирского университета. 2016. Том 21. № 1. С. 4-8.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2004. 628 с.
6. Рамазанов А. Ш. Аналитическая модель нестационарной температуры в неоднородном пласте / А. Ш. Рамазанов, Д. Ф. Исламов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Том 328. № 5. С. 39-48.

7. Рамазанов А. Ш. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы: доклад / А. Ш. Рамазанов, Р. А. Валиуллин, А. А. Садретдинов и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE (26-28 октября 2010 г., Москва, Россия). 2010. Paper SPE-136256-RU. DOI: 10.2118/136256-RU
8. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. М.: Недра, 1965. 238 с.
9. Mao Y. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization / Y. Mao, M. Zeidouni // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition (8-10 May, Abu Dhabi, UAE). 2017. Paper SPE-185990-MS. DOI: 10.2118/185990-MS
10. Mao Y. Near wellbore characterization from temperature transient analysis / Y. Mao, M. Zeidouni // SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation (7 November, Kuala Lumpur, Malaysia). 2017. Paper SPE-189234-MS. DOI: 10.2118/189234-MS
11. Muradov K. Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the Golden Eagle field / K. Muradov, D. Davies, C. Durham, R. Waterhouse // SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition (12-15 June, Paris, France). 2017. Paper SPE-185817-MS. DOI: 10.2118/185817-MS

**Ayrat Sh. RAMAZANOV<sup>1</sup>**  
**Denis F. ISLAMOV<sup>2</sup>**

UDC 532.546

**ANALYTICAL MODEL  
OF CONVECTIVE TEMPERATURE RECOVERY  
IN SHUT-IN WELL\***

<sup>1</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor,  
Department of Geophysics,  
Bashkir State University (Ufa)  
ramaz@bsunet.ru

<sup>2</sup> Senior Lecturer,  
Department of Geophysics,  
Bashkir State University (Ufa)  
islamovden@rambler.ru

**Abstract**

Thermometry is the most informative method in the complex of field geophysical research. The method is applied at all stages of the well's life. Modern technologies for recording the temperature in the well, for example, using a distributed fiber-optic sensor, allow continuous research, and in particular, to carry out temperature probing of the developed formations. Temperature sensing data can be used as an additional (alternative to pressure) independent source of information on reservoir properties.

---

\* This work was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education on the topic "Creation of an intelligent integrated technology for research and interpretation of data from production geophysical studies of wells, including fiber-optic measurements for monitoring the development of oil and gas fields and environmental monitoring of the state of subsoil, based on the use of mathematical modeling, machine learning, processing algorithms and robotic induction equipment", agreement No. 075-11-2021-061 of 25 June 2021.

---

**Citation:** Ramazanov A. Sh., Islamov D. F. 2021. "Analytical model of convective temperature recovery in a shut-in well". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 3 (27), pp. 25-40.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40

To assess the parametric sensitivity of the temperature field in the well and to solve inverse problems of thermometry, mathematical models are needed to describe the thermohydrodynamic processes both in the reservoir and in the well.

This article is devoted to the development of an analytical model describing the change in temperature and pressure in the reservoir after a well shut-in, taking into account some approximations: zero compressibility of the reservoir, fluid and thermal conductivity. The pressure distribution in the reservoir is found from the solution of the piezoconductivity equation. And the temperature distribution from the heat flow equation. The method of characteristics was used for the solution.

The results of comparison of analytical and numerical solutions for temperature changes in a shut-in well are presented. It follows from the results obtained that the temperature after well shut-in is sensitive to the size of the near-wellbore zone with altered permeability and to the distribution of permeability in the formation.

The proposed analytical solution can be used in thermosimulators to solve inverse problems in order to estimate the parameters of the near-wellbore formation zone based on actual measurements of unsteady temperature in the wellbore of production wells, as well as for planning production geophysical studies using the thermometry method.

#### **Keywords**

Convection, temperature, pressure, mathematical model, well, barothermal effect, thermohydrodynamic studies.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40**

#### **REFERENCES**

1. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 2006. *Underground fluid mechanics*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Research. 488 p. [In Russian]
2. Valiullin R. A., Ramazanov A. Sh., Khabirov T. R. 2015. Interpretation of non-isothermal testing data based on the numerical simulation. SPE Russian Petroleum Technology Conference (26-28 October, Moscow, Russia). Paper SPE- 176589-RU DOI: 10.2118/176589-RU [In Russian]
3. Valiullin R. A., Sharafutdinov R. F., Fedotov V. Ya., Zakirov M. F., Sharipov A. M., Akhmetov K. R., Azizov F. F. 2015. "The use of non-stationary thermometry for diagnosing the state of wells". *Oil industry*, no. 5, pp. 93-96. [In Russian]
4. Islamov D. F., Ramazanov A. Sh. 2016. "Non-stationary temperature field for fluid flow in heterogeneous reservoir". *Bashkir University Herald*. vol. 21, no. 1. pp. 4-8. [In Russian]
5. Musket M. 2004. *The flow of homogeneous fluids in a porous medium*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Research. 628 p. [In Russian]
6. Ramazanov A. Sh., Islamov D. F. 2017. "Analytical model of non-stationary temperature in heterogeneous reservoir". *Tomsk Polytechnic University Herald. Geo Assets Engineering*, vol. 328, no. 5, pp. 39-48. [In Russian]

7. Ramazanov A. Sh., Valiullin R. A., Sadretdinov A. A. 2010. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE Russia Oil and Gas Technical Conference and Exhibition (26-28 October, Moscow, Russia). Paper SPE-136256-RU DOI: 10.2118/136256-RU [In Russian]
8. Chekalyuk E. B. 1965. Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra. 238 p. [In Russian]
9. Mao Y., Zeidouni M. 2017. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition (8-10 May, Abu Dhabi, UAE). Paper SPE-185990-MS. DOI: 10.2118/185990-MS.
10. Mao Y., Zeidouni M. 2017. Near wellbore characterization from temperature transient analysis. SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation (7 November, Kuala Lumpur, Malaysia). Paper SPE-189234-MS. DOI: 10.2118/189234-MS
11. Muradov K., Davies D., Durham C., Waterhouse R. 2017. Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the golden eagle field. SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition (12-15 June, Paris, France). Paper SPE-185817-MS DOI: 10.2118/185817-MS