

УДК 622.276.5.001.5

**ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ
МНОГОДАТЧИКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

¹М.Х. Хайруллин, ²Е.Р. Бадертдинова

¹ИММ КазНЦ РАН

²Казанский национальный исследовательский технологический университет

**THERMO-HYDRODYNAMIC RESEARCHES OF HORIZONTAL
WELLS BASED ON MULTIDETECTIVE TECHNOLOGIES**

¹M.Kh. Khairullin, ²E.R. Badertdinova

¹IME KazSC RAS

²Kazan National Research Technological University

E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Аннотация. В данной работе строится математическая модель термогидродинамических процессов, происходящих в нефтяном пласте и стволе горизонтальной скважины. На основе теории некорректных задач предлагается численный метод решения обратной коэффициентной задачи по определению коллекторских свойств нефтяного пласта, эксплуатируемого горизонтальной скважиной. В качестве исходной информации берутся кривые изменения температуры, снятые одновременно несколькими глубинными приборами, установленными на разных участках горизонтальной части ствола скважины.

По предложенному методу оценивается неоднородность пласта вдоль горизонтальной части ствола скважины. Этим методом проведена интерпретация кривых изменения температуры, зарегистрированных в горизонтальной скважине № 18326 РТ.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, давление, температура, проницаемость, многодатчиковые технологии, обратная задача

Abstract. In this paper, a mathematical model of the thermohydrodynamic processes occurring in the oil reservoir and in the trunk of a horizontal well is constructed. On the basis of the theory of ill-posed problems, a numerical method is proposed for solving the inverse coefficient problem for determining the reservoir properties of an oil reservoir operated by a horizontal well. As the initial information, curves are taken of the temperature changes taken simultaneously by several deep instruments installed at different parts of the horizontal part of the wellbore.

According to the proposed method, the heterogeneity of the formation along the horizontal part of the wellbore is evaluated. This method was used to interpret temperature curves recorded in horizontal well No. 18326 RT.

Key words: Horizontal well, pressure, temperature, permeability, multi-sensor technology, inverse problem

1. Измерения температуры и давления в стволе горизонтальной скважины чувствительной глубинной аппаратурой дают достаточно полную информацию о термогидродинамических процессах, происходящих в пласте и стволе. Изменение температуры в стволе горизонтальной скважины является интегральным показателем процессов тепломассопереноса, происходящих как в самой скважине, так и в пласте.

Предполагается, что ствол горизонтальной скважины параллелен кровле и подошве пласта, процесс распределения давления в стволе является квазистационарным, приток флюида к стволу при пуске является радиальным [1], движение жидкости в стволе – одномерным. При этих предположениях из законов сохранения массы, импульса и энергии

следует:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -\frac{2w}{r_c}, \quad w = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \Big|_{r=r_c}, \quad 0 < x \leq L, \quad (1)$$

$$-\frac{\partial p_1}{\partial x} = \rho \frac{\partial(v^2)}{\partial x} + \frac{\psi}{4r_c} \rho v |v|, \quad 0 < x \leq L, \quad (2)$$

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\alpha_m - w \rho C_p)}{\rho C_p r_c} (T_2|_{r=r_c} - T_1), \quad 0 < x \leq L, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (3)$$

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c < r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (4)$$

$$C_{\text{п}} \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (5)$$

с начальными

$$p_2(x, r, 0) = p_0(x, r), \quad T_2(x, r, 0) = T_0(x, r), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k \quad (6)$$

и граничными условиями

$$\int_S \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} dS = q, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (7)$$

$$p(x, R_k, t) = p_k, \quad T_2(x, R_k, t) = T_k. \quad (8)$$

Здесь $p_1 = p_1(x)$, $T_1 = T_1(x, t)$ - давление и температура в стволе горизонтальной скважины, $p_2 = p_2(x, r, t)$, $T_2 = T_2(x, r, t)$ - давление и температура в пласте, p_k - пластовое давление, T_k - пластовая температура, q - дебит горизонтальной скважины, S - поверхность ствола горизонтальной скважины, r_c - радиус ствола скважины, R_k - радиус контура питания, β^* - упругоемкость пласта, $v(x)$ - скорость флюида в стволе ГС, ρ - плотность флюида, ε - коэффициент Джоуля - Томсона, ψ - коэффициент гидравлического сопротивления, α_m - коэффициент теплопередачи ствола горизонтальной скважины, C_p -

удельная теплоемкость флюида, w – скорость фильтрации, L – длина ствола горизонтальной скважины, t_{exp} – время работы скважины.

Уравнение сохранения массы (1) получено в работе [2]. Вывод уравнения сохранения количества движения при сделанных допущениях приводится в работах [3]. Уравнения (4) - (5) описывают неизотермическую фильтрацию флюида в окрестности горизонтальной скважины.

Метод решения краевой задачи (1) - (8) основывается на сопряжении внешней (пласт) и внутренней (ствол горизонтальной скважины) задач. Система (1) - (8) решается численно методом конечных разностей. Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат $\xi = \ln r$ [4]. Полученная нелинейная система разностных уравнений решается итерационно.

2. Рассматривается модельный нефтяной пласт, который разрабатывается горизонтальной скважиной. Горизонтальная скважина запускается в эксплуатацию с постоянным отбором жидкости из пласта.

Исходные данные: $C_{\text{п}} = 1,48 \cdot 10^6 \text{ Дж}/(\text{м}^3 \text{ К})$, $C_{\text{р}} = 1929 \text{ Дж}/(\text{кг К})$, $T_{\text{к}} = 300 \text{ К}$, $p_{\text{к}} = 15 \text{ МПа}$, $\beta^* = 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, $\mu = 25 \text{ мПа с}$, $\rho = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\varepsilon = 0,4 \text{ К}/\text{МПа}$, $L = 100 \text{ м}$, $r_{\text{с}} = 0,1 \text{ м}$, $R_{\text{к}} = 5 \text{ м}$, $q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Предполагается, что проницаемость пласта является кусочно-постоянной функцией. В каждой зоне однородности пласта расположен глубинный прибор (рис. 1). Рассматриваются следующие варианты зон неоднородности пласта:

1. $k_1 > k_2$, $k_1 = 0,05 \text{ мкм}^2$, $k_2 = 0,01 \text{ мкм}^2$,
2. $k_1 < k_2$, $k_1 = 0,01 \text{ мкм}^2$, $k_2 = 0,05 \text{ мкм}^2$.

В ствол горизонтальной скважины жидкость поступает из зон неоднородности нефтяного пласта с различной температурой за счёт

эффекта Джоуля-Томсона (рис. 1). Изменение температуры в стволе горизонтальной скважины объясняется калориметрическим эффектом.

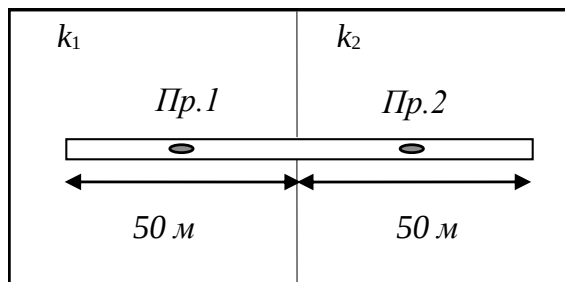


Рис.1. Расположения приборов в неоднородном пласте

Результаты численных расчетов показали, что для однородного нефтяного пласта температура по стволу является постоянной и со временем возрастает. Скорость жидкости по стволу горизонтальной скважины изменяется линейно (рис. 2).

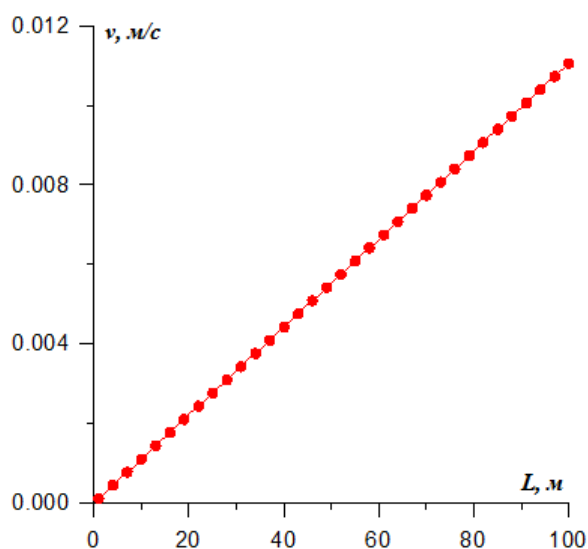


Рис. 2. Распределение скорости по стволу ГС. $k=0,03$

В случае неоднородного пласта изменения температуры, зарегистрированные глубинными приборами в стволе горизонтальной скважины, возрастают со временем неодинаково (рис. 3). На рис. 4 - 5 представлены результаты расчетов изменения температуры и скорости потока для вариантов 1, 2 на момент времени $t = 120$ ч. Температура (рис. 4), скорость потока (рис. 5) в стволе горизонтальной скважины меняются нелинейно. Интенсивность притока флюида к стволу горизонтальной скважины (рис. 6, 7) имеет разрыв в точке,

соответствующей границе зон однородности пласта по проницаемости. Распределение температуры, скорости потока по стволу горизонтальной скважины и интенсивность притока флюида к стволу горизонтальной скважины зависят от значений проницаемостей и размеров зон однородностей.

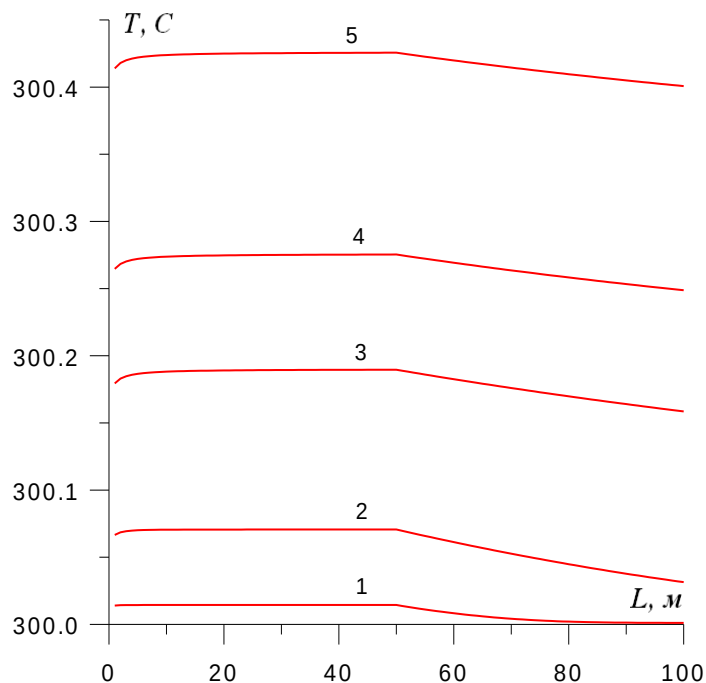


Рис. 3. Распределение температуры по стволу ГС на разные моменты времени.

$k_1 = 0,05$, $k_2 = 0,01$: 1 – 1 ч., 2 – 3 ч., 3 – 10 ч., 4 – 24 ч., 5 – 120 ч.

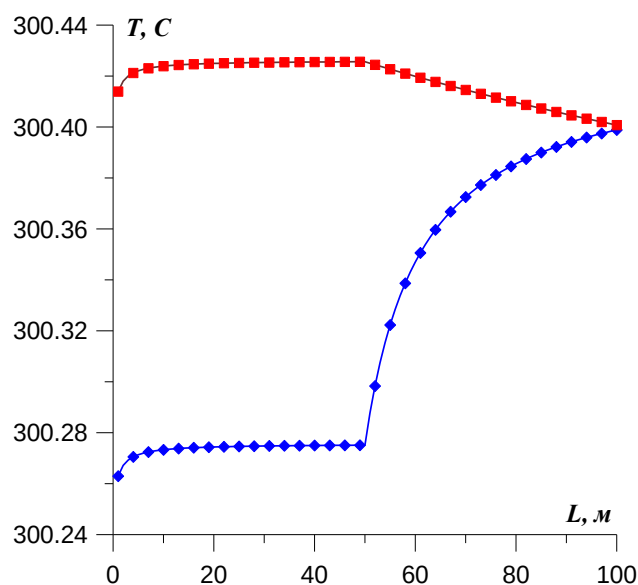


Рис. 4. Распределение температуры по стволу ГС.

■ – Вар.1 $k_1 > k_2$, ♦ – Вар. 2 $k_1 < k_2$.

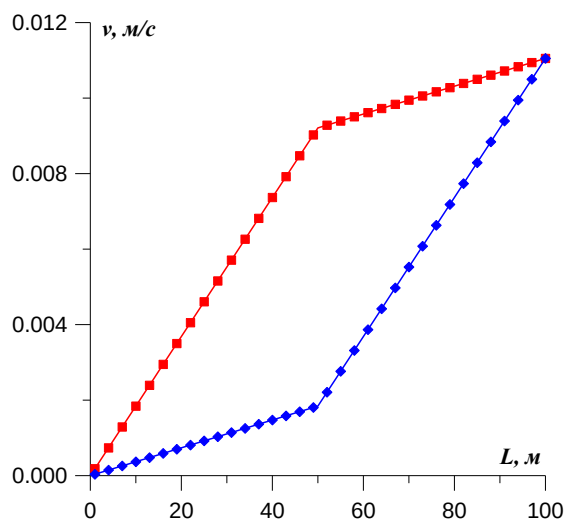


Рис. 5. Распределение скорости по стволу ГС. ■ – Вар.1 $k_1 > k_2$, ♦ – Вар. 2 $k_1 < k_2$

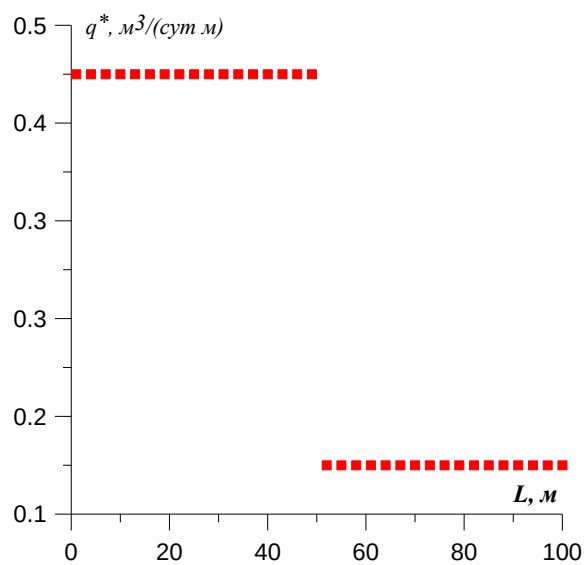


Рис. 6. Распределение притока по стволу ГС. ■ – Вар.1 $k_1 > k_2$.

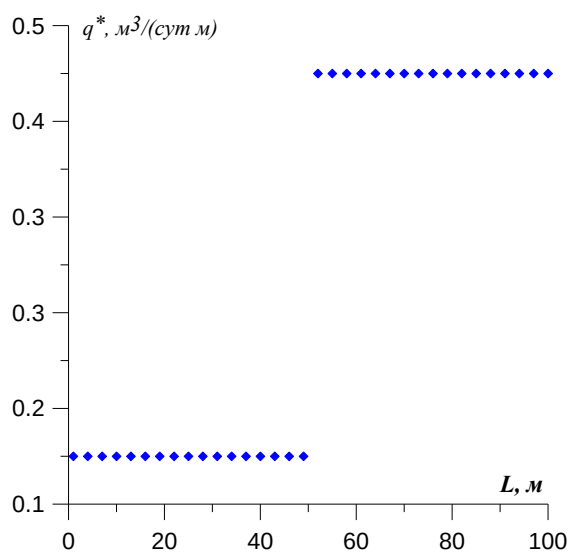


Рис. 7. Распределение притока по стволу ГС. ♦ – Вар. 2 $k_1 < k_2$.

Кривые изменения температуры, измеренные приборами 1, 2 (рис. 1) в зонах однородности, приведены на рис. 8 а, 8б.

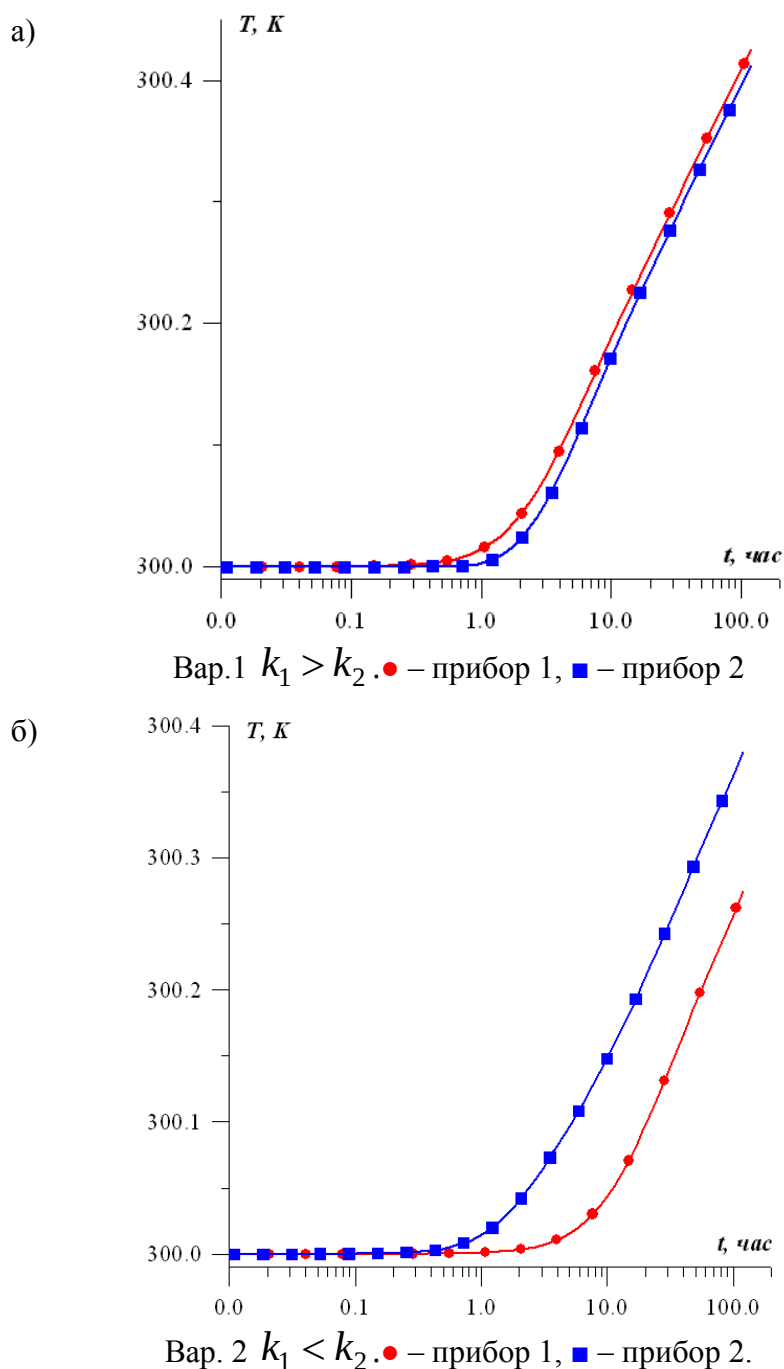


Рис. 8 Кривые изменения температуры.

3. На основе предложенной математической модели предлагается вычислительный алгоритм для интерпретации результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин. Результаты измерений изменения температуры в период пуска скважины

на разных участках горизонтального ствола скважины используются в качестве исходной информации. Участки размещения глубинной измерительной аппаратуры определяются на основе геофизических исследований скважины. В работах [5, 6] описана технология проведения термогидродинамических исследований горизонтальной скважины с помощью нескольких глубинных автономных приборов.

Пусть в местах расположения глубинных измерительных приборов в стволе горизонтальной скважины с координатами x_i , $i = \overline{1, N}$, снимаются кривые изменения температуры:

$$T_{1,i}(t) \equiv T_1(x_i, t) = \phi_i(t), \quad i = \overline{1, N}, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}. \quad (9)$$

Обратная коэффициентная задача формулируется следующим образом:

- определить коэффициент проницаемости $k = k(x, r)$, когда термогидродинамические процессы в нефтяном пласте и стволе горизонтальной скважины описываются уравнениями (1) – (8). В качестве исходной информации используются замеренные значения температуры глубинными автономными приборами.

Оценка коэффициента проницаемости ищется в классе кусочно-постоянных функций $k(x, r) = k_n$, $(x, r) \in V_n$, $\bigcup_{n=1}^N V_n = V$, где V_n , $n = \overline{1, N}$ – области однородности (рис.1).

Численное решение обратной коэффициентной задачи (1) – (9) ищется из минимизации среднеквадратичного отклонения между наблюдаемыми и вычисленными величинами:

$$F(\alpha) = \sum_{n=1}^N \int_0^{t_{\text{exp}}} [T_{1,n}(t) - \phi_n(t)]^2 dt, \quad (10)$$

где $\phi_n(t)$ – наблюдаемые значения температуры, $T_{1,n}(t)$ – вычисленные

значения температуры, полученные из численного решения уравнений (1) – (8), $\alpha = (k_1, k_2, \dots, k_N)$ – искомый параметр, $0 < m_n \leq k_n \leq M_n$ ($m_n, M_n = \text{const}$).

На основе метода Левенберга-Марквардта строится вычислительный алгоритм для минимизации средне-квадратичного отклонения (10).

Алгоритм решения обратной задачи.

- 1) Выбирается начальное приближение $\alpha^0 = (k_1^0, k_2^0, \dots, k_N^0)$.
- 2) Численно решается краевая задача (1) – (8). Для этого используется неявная разностная схема. Нелинейная разностная система решается итерационно на каждом временном слое. Функционал-невязка вычисляется следующим образом:

$$F(\alpha^l) = \sum_{i=1}^N F_i, \quad F_i = \sum_{n=1}^{N_\tau} [T_{l,n}(t_i) - \phi_n(t_i)]^2 \tau_i, \quad N_\tau - \text{количество измерений}$$

температуры.

- 3) Вычисляется α^{l+1} на очередной итерации:

$$\alpha^{l+1} = \alpha^l - (H^l + \nu E)^{-1} \nabla F,$$

где H^l – приближенная матрица Гессе, $H^l = A^T A$, $\{A\} = \{\partial F_i / \partial \alpha_j\}$ – матрица чувствительности, ν – параметр Марквардта, E – единичная матрица, ∇F – градиент функционала-невязки.

- 4) При выполнении хотя бы одного из условий:

$$|F(\alpha^{l+1}) - F(\alpha^l)| < \varepsilon_1, \quad |\alpha^{l+1} - \alpha^l| < \varepsilon_2,$$

итерационный процесс останавливается; иначе $l = l+1$ и переход к шагу 2, ε_1 и ε_2 – заданные положительные числа.

Рассматривается модельный нефтяной пласт с данными, которые приводятся в п. 2. По этим данным вычисляются модельные кривые изменения температуры, которые затем используются в качестве исходной

информации.

Результаты вычислительных экспериментов приводятся на рис. 9 - 10, где k_i – истинные значения проницаемости. Они показывают, что предложенный вычислительный алгоритм решения обратной задачи позволяет оценивать неоднородность пласта и распределение притока вдоль ствола скважины.

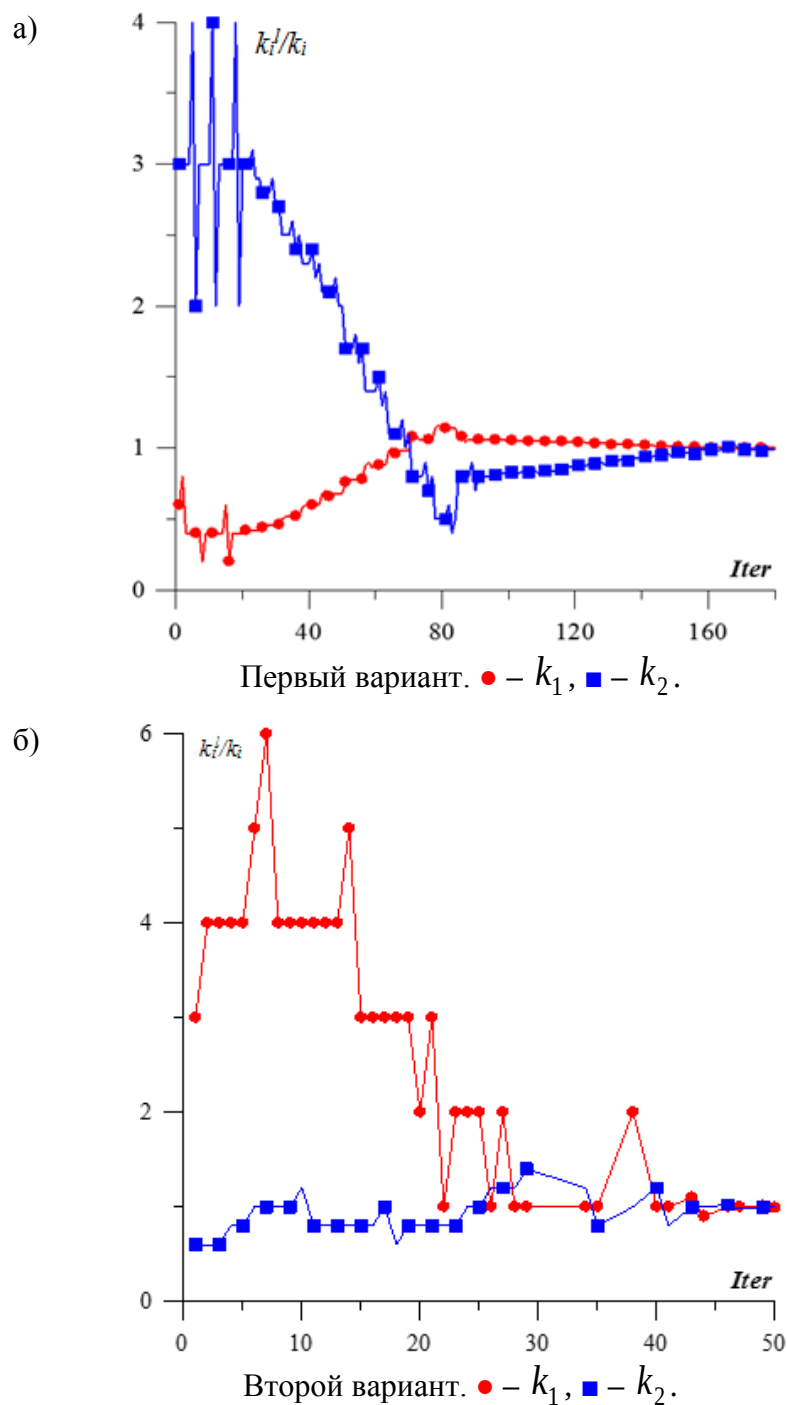


Рис. 9 Сходимость вычислительного алгоритма.

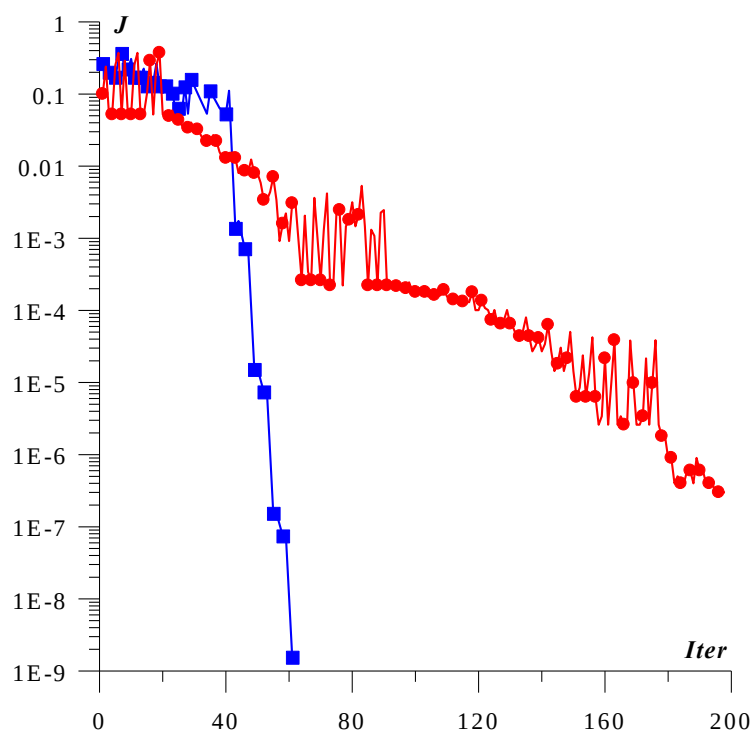


Рис. 10. Убывание функционала.

● — первый вариант, ■ — второй вариант

Случай $k_1 > k_2$: кривые изменения температуры, зафиксированные приборами (рис.8а), мало отличаются друг от друга, поскольку имеет место калориметрический эффект. Вследствие этого итерационный процесс сходится медленнее, чем при $k_1 < k_2$ (рис. 8 б).

4. Исследование ГС № 18326. Скважина расположена в залежи № 665 Ромашкинского месторождения Республики Татарстан [7]. Скважина имеет 313 метровый открытый горизонтальный участок в данково-лебедянском горизонте в интервале от 1475 до 1788 м (рис. 11). В 2004 году в скважине проведены глубинные термогидродинамические исследования на основе многодатчиковых технологий. На рис. 12 указаны места расположения приборов. После окончания подземного ремонта скважина была пущена в работу с дебитом $7,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$



Рис. 11. Схема ствола горизонтальной скважины № 18326 в продуктивном пласте.

■ - коллектор нефтеносный, ■ - коллектор уплотненный или слабонефтенасыщенный, □ - неколлектор.

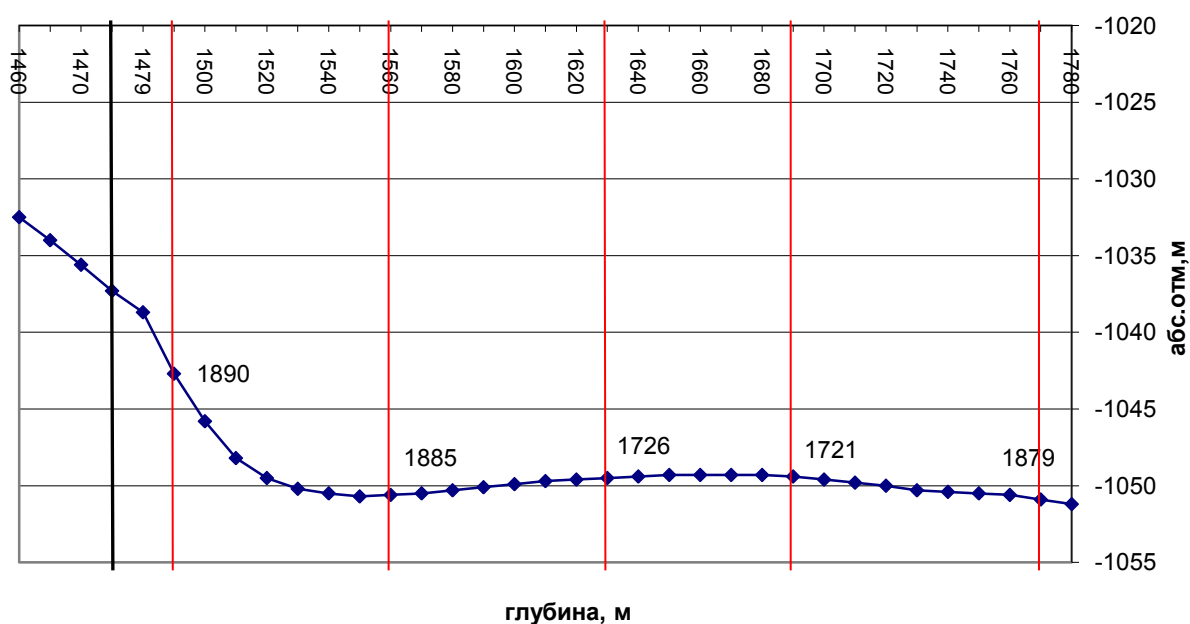


Рис. 12. Схема траектории ствола ГС № 18326 и места расположения приборов

Предложенный вычислительный алгоритм применяется для интерпретации кривых изменения температуры, снятых глубинными приборами №№ 1879, 1721, 1726 и 1885. Для этого пласт разбивается на

четыре зоны однородности, в которых расположены приборы №№ 1879, 1721, 1726 и 1885.

На рис. 13 - 14 приводятся результаты расчетов распределения температуры и скорости течения жидкости в стволе горизонтальной скважины. Распределение притока жидкости вдоль ствола горизонтальной скважины приводится на рис. 15.

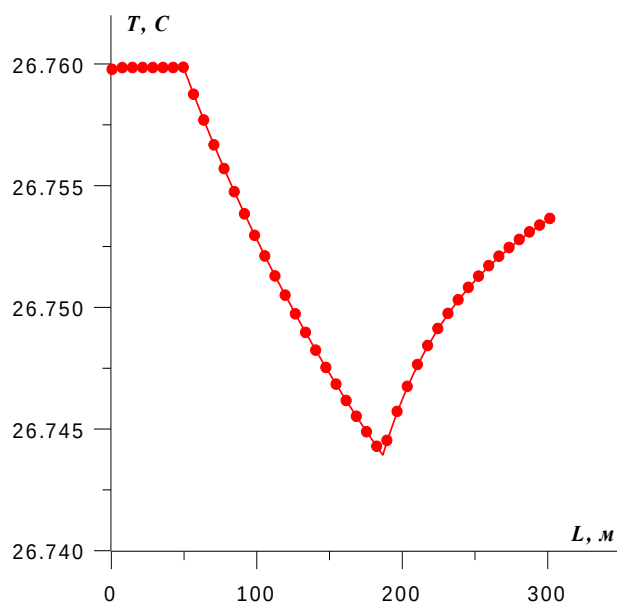


Рис. 13. ГС № 18326. Распределение температуры по стволу скважины.

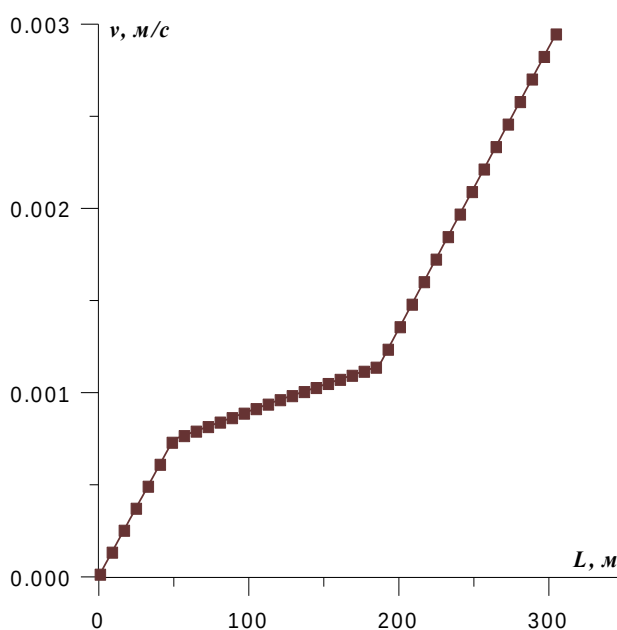


Рис. 14. ГС № 18326. Распределение скорости жидкости по стволу скважины.

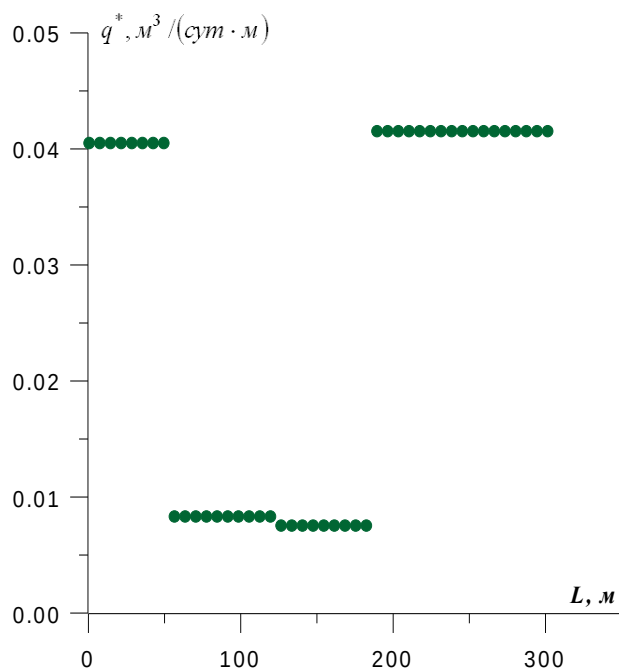


Рис. 15. ГС № 18326. Распределение притока жидкости по стволу скважины.

На рис. 16 и в таблице приводятся результаты интерпретации кривых изменения температуры по приборам №№ 1879, 1721, 1726 и 1885. На рис. 16 приводятся вычисленные и наблюдаемые кривые изменения температуры. В таблице приводятся оценки проницаемости в зонах расположения приборов.

Из полученных результатов следует, что зоны расположения приборов № 1721, 1726 имеют низкую проницаемость – в этих участках приток к стволу горизонтальной скважины наименьший (рис. 15). Геофизические исследования показали, что в районе 1680-1721 м (прибор № 1721) ствол скважины проходит по низкопроницаемому включению, а в районе 1620-1670 м (прибор № 1726) – по слабонефтенасыщенному включению. Результаты исследований, проведенных ОАО «Пермнефтегеофизика» в середине 2006 года с технологическим комплексом «ЛАТЕРАЛЬ-2005», показали, что в зонах расположения этих приборов наблюдается низкий приток к стволу горизонтальной скважины [7].

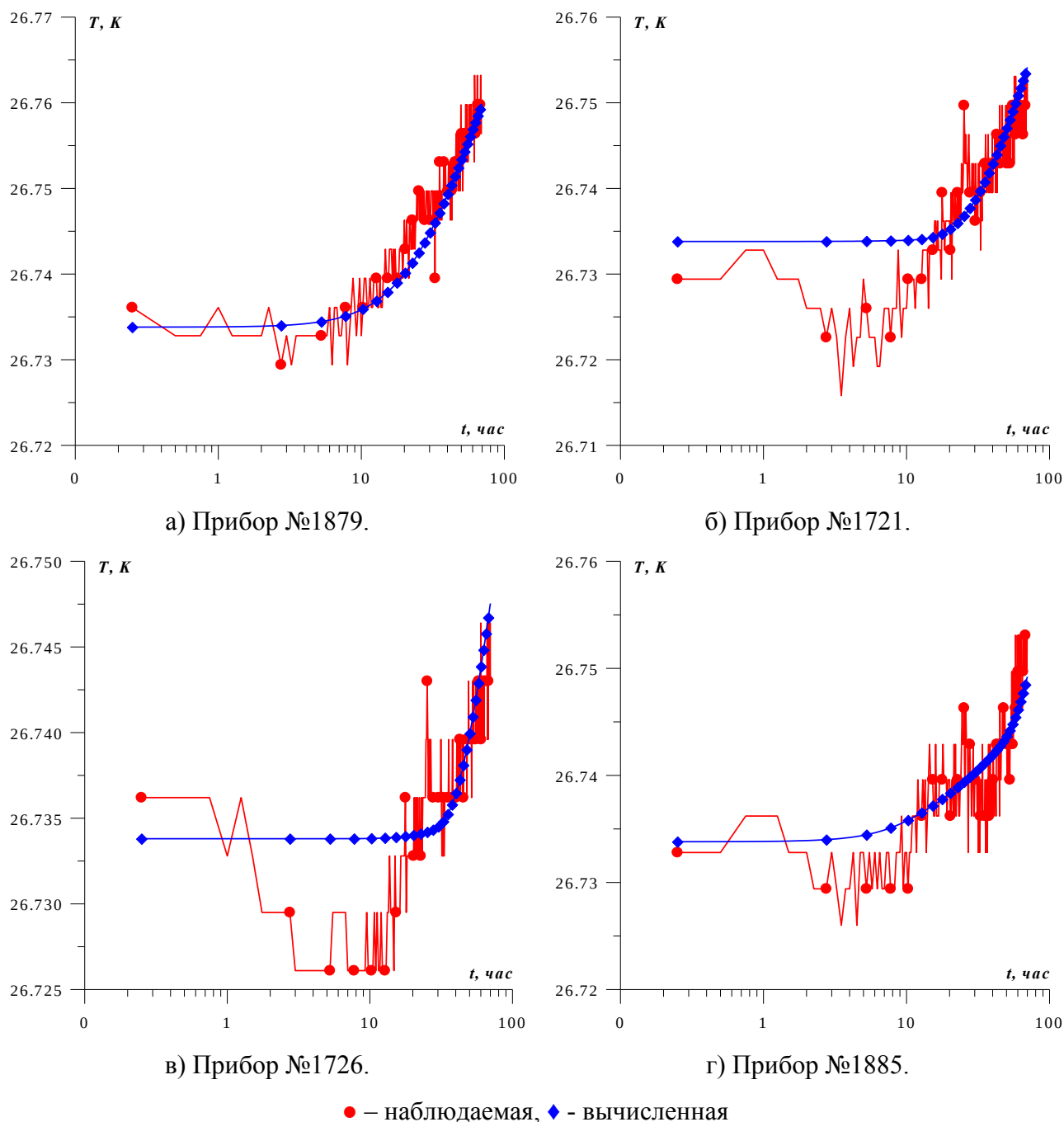


Рис. 16 Кривая изменения температуры. ГС № 18326.

Таблица

ГС № 18326. Оценки фильтрационных параметров.

	Зона пр. №1879	Зона пр. №1721	Зона пр. №1726	Зона пр. №1885
Интерпретация кривых изменения температуры				
k/μ ($\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$)	$1,04 \cdot 10^{-3}$	$2,13 \cdot 10^{-4}$	$1,93 \cdot 10^{-4}$	$1,07 \cdot 10^{-3}$
Интерпретация кривых изменения давления [8]				
k/μ ($\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$)	$3,42 \cdot 10^{-3}$	$4,46 \cdot 10^{-3}$	$3,63 \cdot 10^{-3}$	$6,34 \cdot 10^{-3}$

Оценки проводимости в районах расположения приборов №№ 1885 и 1879, полученные по кривым изменения температуры и давления хорошо согласуются. При интерпретации результатов гидродинамических исследований скин-эффект не учитывался, поэтому имеется расхождение оценок проводимости в районах расположения приборов №№ 1721, 1726.

Список литературы

1. Kuchuk, F.J. Pressure transient analysis and inflow performance for horizontal wells / F. J. Kuchuk, P. A. Goode, B. W. Brice et al. // JPT – 1990, Aug. – P. 974-1031.
2. Афанасьев, Е. Ф., Васильев Ю. К., Славянский А. А. К задаче о течении жидкости в системе пористый пласт – скважина // Тр. МИНХ и ГП им. Губкина. – 1977. – Вып. 129. С. 6-14.
3. Чарный, И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах // М.: Недра. – 1975. – 296 с.
4. Yoshioka K., Zhu D., Hill A. D. Interpretation of Temperature and Pressure Profiles Measured in Multilateral Wells Equipped with Intelligent Completions // SPE 94097/ 2005.
5. Азиз, Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М: Недра. – 1982. – 407 с.
6. Хайруллин, М. Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации // М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований. – 2006. – 172 с.
7. Назимов Н. А. Особенности характера течения флюидов в горизонтальных скважинах по данным глубинных исследований. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Бугульма – 2007. – 162 с.
8. Хисамов, Р. С. Интерпретация результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 103-105.

Сведения об авторах

Хайруллин Мухамед Хильмиевич, доктор технических наук, заведующий лабораторией, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, Российская Федерация

E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Бадертдинова Елена Радитовна, доцент, Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Российская Федерация

E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Authors

M.Kh. Khairullin, Dr.Sc, Head of Laboratory, Institute of Mechanics and Machinery, Kazan Research Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia

E-mail: khairullin@imm.knc.ru

E.R. Badertdinova, Assistant Professor, Institute of Mechanics and Machinery, Kazan Research Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia

E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Хайруллин Мухамед Хильмиевич

420111, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Казань, ул. Лобачевского, д. 2/31

Тел. (843) 231 90 57

E-mail: khairullin@imm.knc.ru