

## ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

М.Х. Хайруллин, М.Н. Шамсиев, Е.Р. Бадертдинова,  
А.И. Абдуллин, В.Р. Гадильшина  
Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН

Исследования термогидродинамических процессов в действующих скважинах связаны с решением задач теплообмена между флюидом и горными породами. В данной работе рассматривается математическая модель процесса тепломассопереноса в системе пласт – горизонтальная скважина. При математическом описании тепломассопереноса в системе пласт – горизонтальная скважина предполагается, что процесс распределения давления в стволе является квазистационарным [1, 2, 9, 10], ствол горизонтальной скважины (ГС) параллелен кровле и подошве пласта, приток флюида к стволу ГС при пуске является радиальным [8], кинетической энергией флюида в стволе пренебрегается, так как скорость течения при работе скважины сравнительно невелика [7]. На основе данной модели предлагается метод термогидродинамических исследований ГС. В качестве исходной информации использованы результаты измерений температуры на разных участках горизонтального ствола скважины. Места расположения глубинных приборов и их количество выбраны с учетом геофизических исследований скважины. Технология проведения термогидродинамических исследований ГС с использованием одновременно нескольких глубинных автономных приборов описана в [6].

Задача определения фильтрационных свойств пласта в окрестности ствола ГС сводится к минимизации функционала-невязки между измеренными  $f_i(t)$  и вычисленными  $T_{1,i}(t)$  значениями температуры:

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

когда процесс тепломассопереноса в системе пласт – горизонтальная скважина описывается системой уравнений:

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

$$-\frac{\partial p_1}{\partial x} = \frac{\rho v}{r_w} \left( \frac{\Psi}{4} |v| - 4w \right), \quad 0 < x \leq L, \quad (3)$$

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \left( \frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\alpha - w\rho C_p)}{\rho C_p r_w} (T_2|_{r=r_w} - T_1), \quad 0 < x \leq L, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (4)$$

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu} r \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_w < r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (5)$$

$$C_{\text{res}} \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \left( \frac{\partial T_2}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_w \leq r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (6)$$

$$p_2(x, r, 0) = p_0(x, r), \quad T_2(x, r, 0) = T_0(x, r), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_w \leq r < R_k, \quad (7)$$

$$\int_S \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} dS = q, \quad 0 < t \leq t_{\text{exp}}, \quad (8)$$

$$p(x, R_k, t) = p_k, \quad T_2(x, R_k, t) = T_k. \quad (9)$$

Здесь  $p_1 = p_1(x)$ ,  $T_1 = T_1(x, t)$  – давление и температура в стволе ГС,  $p_2 = p_2(x, r, t)$ ,  $T_2 = T_2(x, r, t)$  – давление и температура в пласте,  $v = v(x)$  – скорость флюида в стволе ГС,  $w = w(x, r, t)$  – скорость фильтрации в окрестности ствола ГС,  $p_k$  – пластовое давление,  $T_k$  – пластовая температура,  $q$  – дебит ГС,  $S$  – поверхность ствола ГС,  $r_w$  – радиус скважины,  $R_k$  – радиус контура питания,  $\beta^*$  – упругость пласта,  $\rho$  – плотность флюида,  $\varepsilon$  – коэффициент Джоуля – Томсона,  $\Psi$  – коэффициент гидравлического сопротивления,  $\alpha$  – коэффициент теплопередачи ствола ГС,  $C_{\text{res}}$  – объемная теплоемкость пласта,  $C_p$  – удельная теплоемкость флюида,  $L$  – длина ствола ГС,  $t_{\text{exp}}$  – время работы скважины,  $\alpha = (k_1, k_2, \dots, k_N)$ ,  $k_i$  – коэффициент проницаемости в области  $V_i$ ,  $\bigcup_{i=1}^N V_i = V$  – область фильтрации,  $N$  – количество приборов,  $0 < a_i \leq k_i \leq b_i$  ( $a_i, b_i = \text{const}$ ).

Метод решения краевой задачи (2)–(9) основан на сопряжении внешней (в пласте) и внутренней (в стволе ГС) задач. Для численного решения системы (2)–(9) применяется метод конечных разностей [5]. Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой,

сгущающейся к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат  $\xi = \ln r$  [6]. Полученная нелинейная система разностных уравнений решается итерационно.

Итерационная последовательность для минимизации функционала (1) строится на основе метода Левенберга – Марквардта [4]. Новые значения переменных минимизации на  $l$ -й итерации вычисляются по формуле:

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

где  $\mathbf{H}$  – приближенная матрица вторых производных,  $\mathbf{H} = \mathbf{A}^T \mathbf{A}$ ,  $\mathbf{A}$  – матрица чувствительности,  $\eta$  – параметр регуляризации,  $\mathbf{E}$  – единичная матрица,  $\nabla \mathbf{F}$  – градиент функционала.

Сходимость и устойчивость итерационного процесса исследовались на модельных примерах. В качестве исходной информации использовались модельные кривые изменения температуры. Результаты расчетов показывают, что предложенный метод интерпретации результатов термогидродинамических исследований ГС позволяет определять неоднородность пласта и распределение притока по стволу скважины с достаточной для практических целей точностью.

**Исследование ГС № 1947.** В скважине были проведены исследования автономными манометрами – термометрами, установленными в горизонтальной части ствола скважины. Данные по пласту и скважине: толщина пласта 35 м; длина горизонтальной части ствола скважины 310 м; радиус скважины 0.1 м; пластовое давление 3.37 МПа; дебит скважины 8.9 м<sup>3</sup>/сут; упругоемкость пласта  $\beta^* = 2 \cdot 10^{-4}$  1/МПа [3, 6]. Схема траектории ствола ГС № 1947 и мест расположения приборов приведены на рис. 1.

Результаты интерпретации кривых изменения температуры приводятся на рис. 2–3 и табл. 1. Наибольший приток флюида к стволу ГС наблюдается на участке расположения прибора № 93, а незначительный – в районе расположения прибора № 120 (рис. 3). Оценки коэффициента проводимости ( $k/\mu$ ) в зонах расположения приборов по результатам термо- и гидродинамических исследований [6] приведены в табл. 1. Результаты интерпретации кривых изменения температуры и давления хорошо согласуются.

Таблица 1

**ГС № 1947. Оценки фильтрационных параметров.**

	Зона пр. №120	Зона пр. №119	Зона пр. №93
По кривым изменения температуры			
к/μ (мкм <sup>2</sup> /мПа·с)	$5.71 \cdot 10^{-4}$	$1.01 \cdot 10^{-3}$	$2.12 \cdot 10^{-3}$
По кривым изменения давления			
к/μ (мкм <sup>2</sup> /мПа·с)	$7.30 \cdot 10^{-4}$	$2.29 \cdot 10^{-3}$	$3.86 \cdot 10^{-3}$

**Исследование ГС № 18326.** В скважине были проведены исследования автономными манометрами – термометрами, установленными в горизонтальной части ствола скважины (рис. 4). Приборами № 1879, 1721 и 1885 было зафиксировано монотонное повышение температуры, что свидетельствует о наличии притока из пласта в зонах расположения этих приборов. Прибором № 1726 зарегистрировано незначительное повышение температуры.

Результаты интерпретации кривых изменения температуры приводятся на рис. 5–6 и табл. 2. В табл. 2 приведены оценки коэффициента проводимости в зонах расположения приборов по результатам термодинамических и гидродинамических исследований.

Таблица 2

**ГС № 18326. Оценки фильтрационных параметров**

	Зона пр. №1879	Зона пр. №1721	Зона пр. №1726	Зона пр. №1885
По кривым изменения температуры				
к/μ (мкм <sup>2</sup> /мПа·с)	$1.04 \cdot 10^{-3}$	$2.13 \cdot 10^{-4}$	$1.93 \cdot 10^{-4}$	$1.07 \cdot 10^{-3}$
По кривым изменения давления				
к/μ (мкм <sup>2</sup> /мПа·с)	$3.42 \cdot 10^{-3}$	$4.46 \cdot 10^{-3}$	$3.63 \cdot 10^{-3}$	$6.34 \cdot 10^{-3}$

Оценки проводимости в зонах расположения приборов № 1885 и 1879, полученные по кривым изменения температуры и давления, хорошо согласуются. Из результатов термодинамических исследований следует, что зоны расположения приборов № 1721, 1726 имеют низкую проницаемость. На этих участках приток к ГС наименьший (рис. 6). Это также подтверждается результатами геофизических исследований.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Васильев О.Ф., Воеводин А.Ф.* О газотермодинамическом расчете потоков в простых и сложных трубопроводах (постановка задачи) // Изв. СО АН СССР. 1968. № 13. Вып.3. С. 53–62.
2. *Бондарев Э.А., Красовский Б.А.* Температурный режим нефтяных и газовых скважин. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. 1974. 89 с.
3. *Морозов П.Е., Фархуллин Р.Г., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н.* Интерпретация кривых восстановления давления, снятых одновременно на разных участках ствола горизонтальной скважины // МЖГ. 2007. № 1. С. 91–95.
4. Основы идентификации и проектирования тепловых процессов и систем: учеб. пособие / О.М. Алифанов, П.Н. Вабищевич, В.В. Михайлов и др. М.: Логос, 2001. 400 с.
5. *Самарский А.А.* Теория разностных схем. М.: Наука, 1977. 611 с.
6. *Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г.* Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Ин-т компьютер. исслед. 2006. 172 с.
7. *Чарный И.А.* Основы газовой динамики. М.: Гостоптехиздат, 1961. 200 с.
8. *Kuchuk F.J., Goode P.A., Brice B.W. et al.* Pressure transient analysis and inflow performance for horizontal wells // JPT. 1990. Aug. P. 974–1031.
9. *Ramey H.J.* Wellbore heat transmission // JPT. 1962. № 4. P. 427–435.
10. *Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D.* Interpretation of temperature and pressure profiles measured in multilateral wells equipped with intelligent completions // SPE 94097, 2005.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

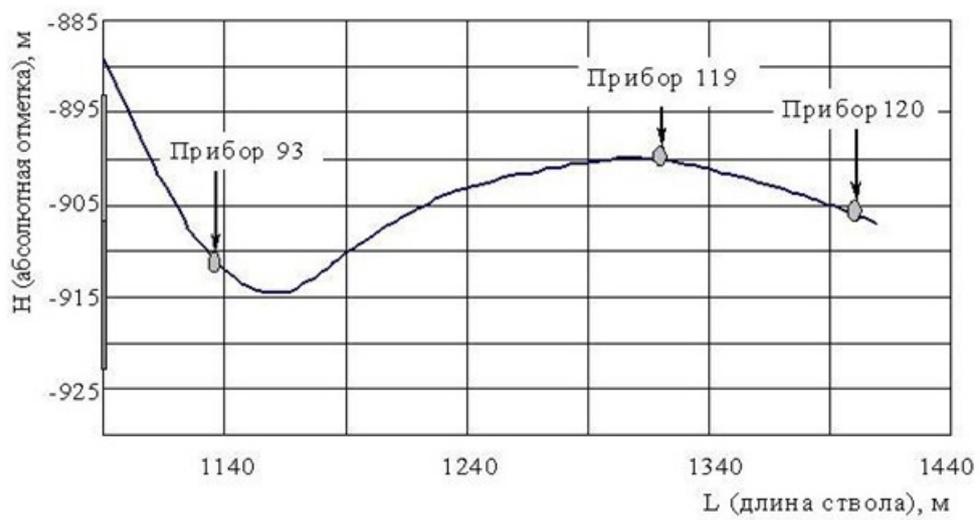


Рис. 1. Схема траектории ствола ГС № 1947 и мест расположения приборов

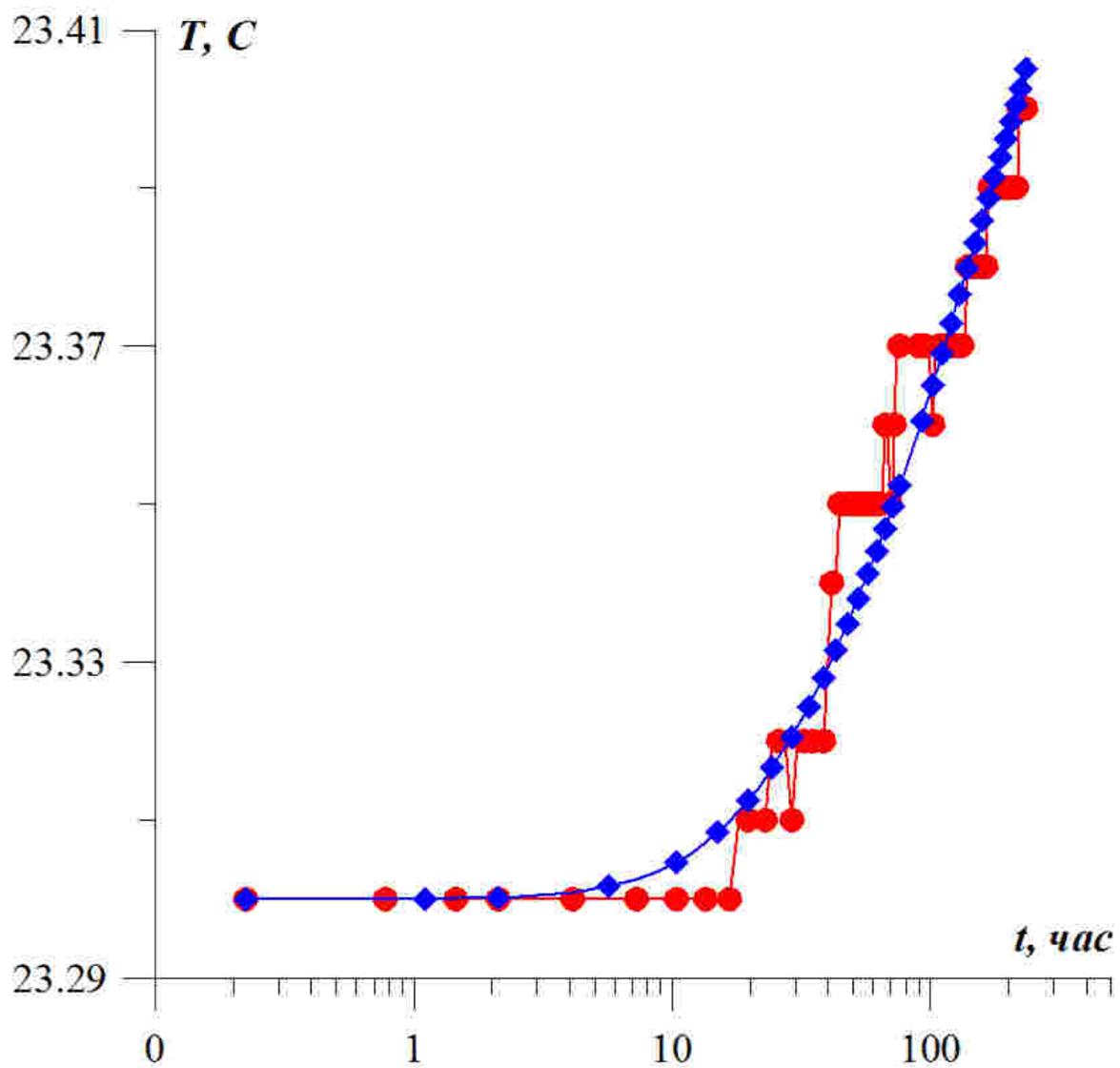


Рис. 2. ГС № 1947. Прибор № 93.  
Наблюдаемая (●) и вычисленная (◆) кривые изменения температуры

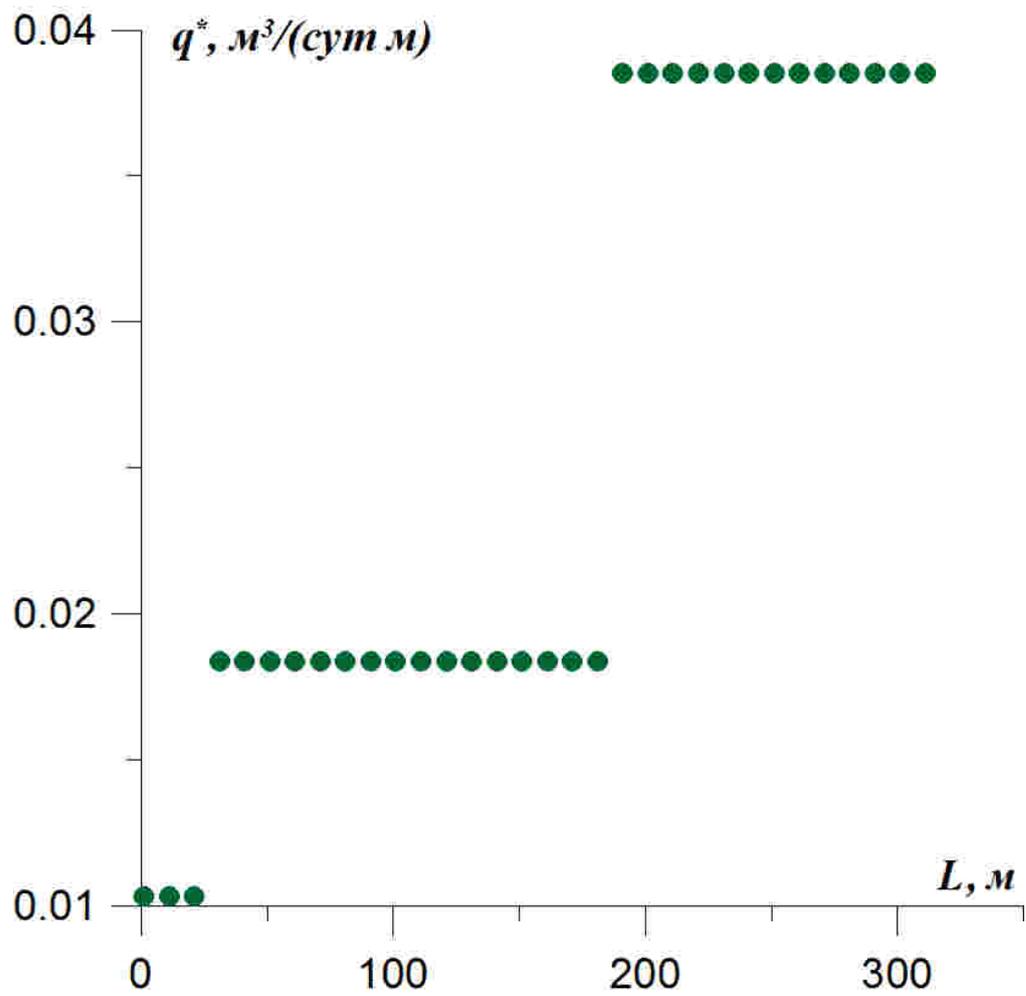


Рис. 3. ГС № 1947. Распределение притока жидкости по стволу скважины

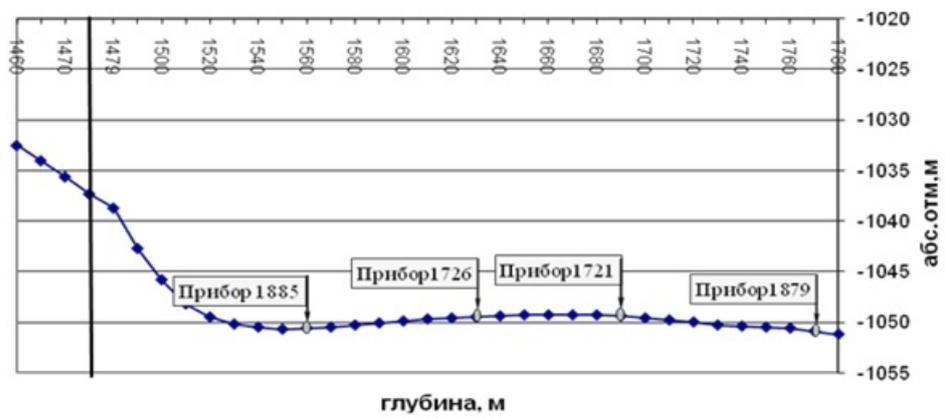


Рис. 4. Траектория ГС № 18326 в пласте, точки расположения приборов

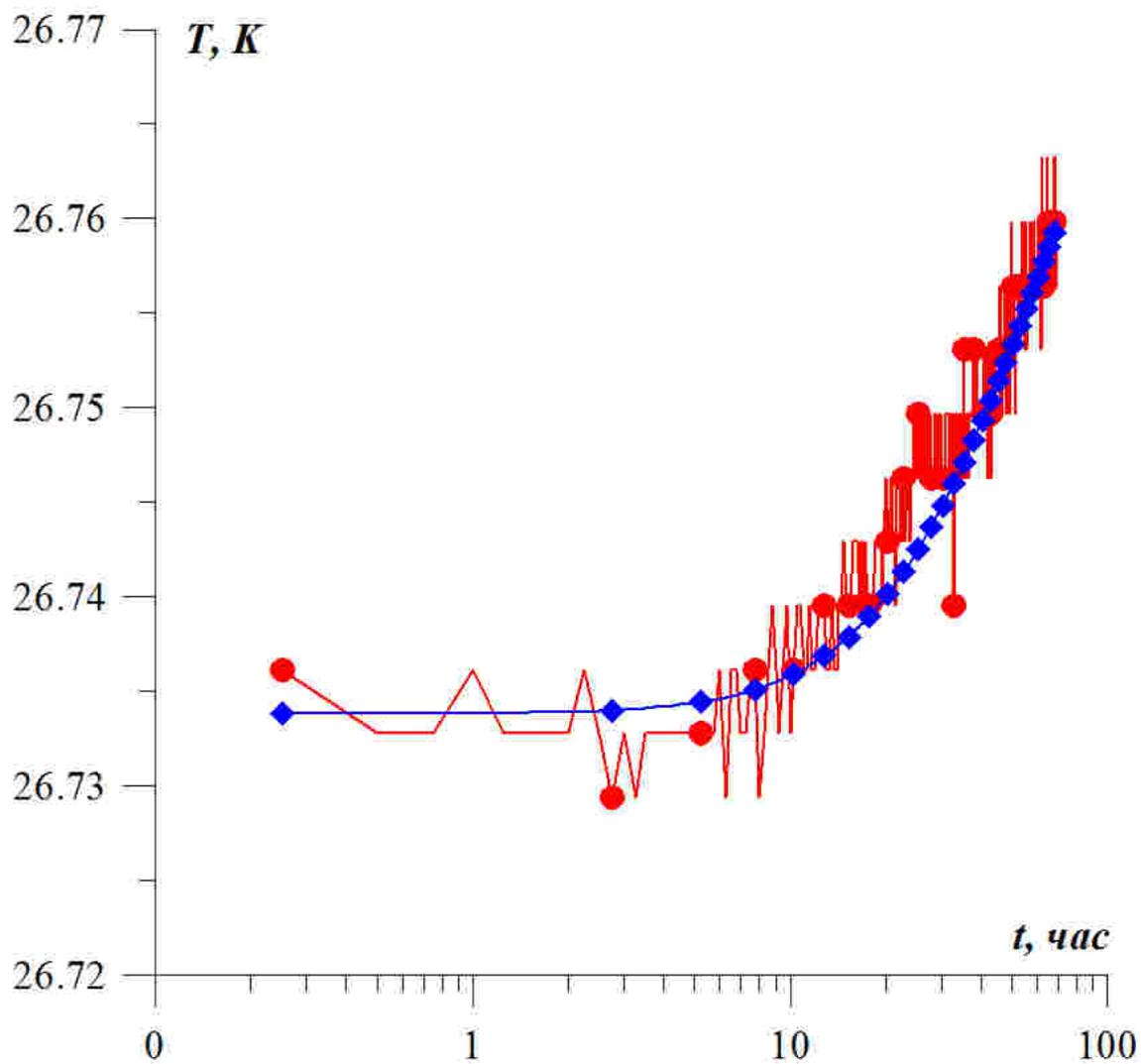


Рис. 5. ГС № 18326. Прибор № 1879.  
Наблюдаемая (●) и вычисленная (◆) кривые изменения температуры

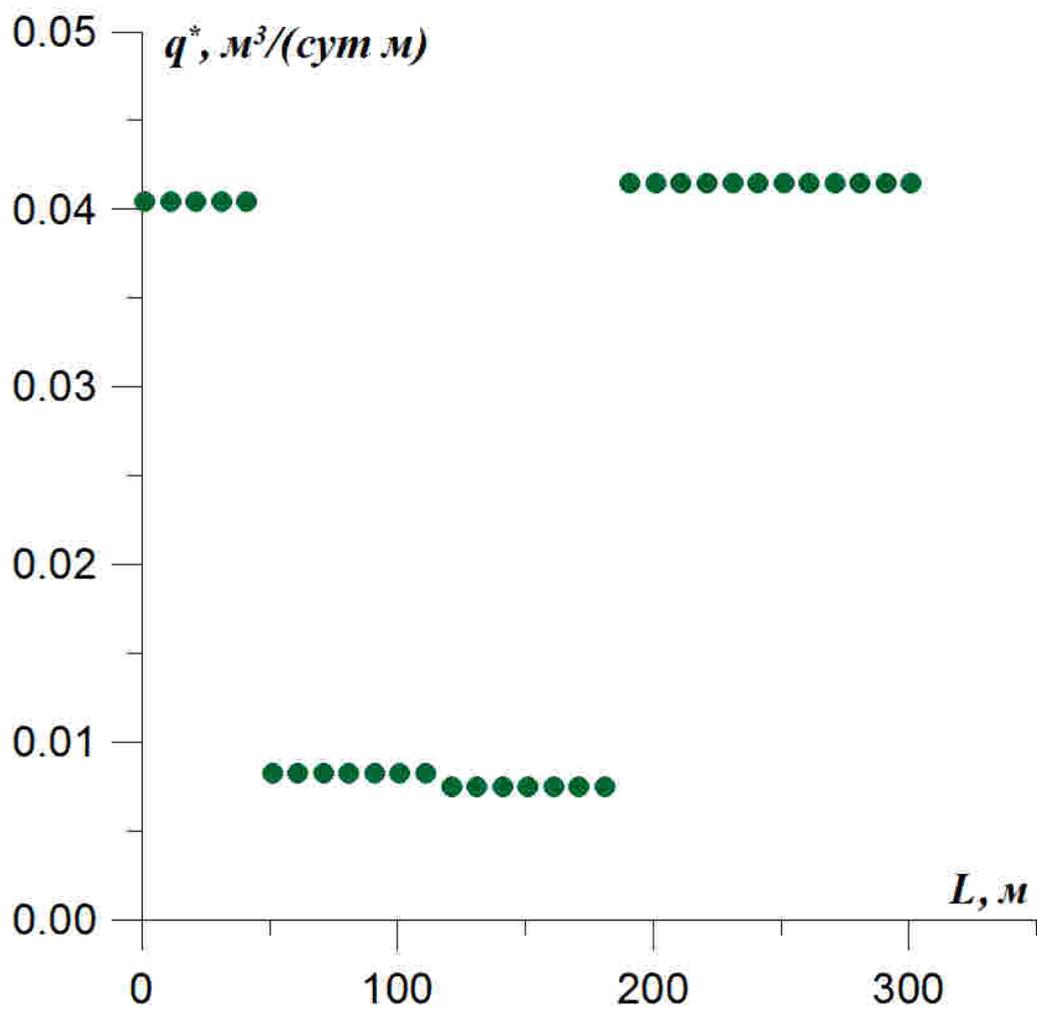


Рис. 6. ГС № 18326. Распределение притока жидкости по стволу скважины