

МНОГОДАТЧИКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

М.Х. Хайруллин¹, Е.Р. Бадертдинова^{2*}, Н.А. Назимов³

¹Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН, Казань, Россия

²Казанский государственный технологический университет, Казань, Россия

³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В Республике Татарстан в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов в значительной степени зависит от оперативного регулирования системы разработки на основе сведений о фильтрационных и теплофизических свойствах нефтяного пласта. Проблемы, связанные с интерпретацией геолого-промысловой информации, приводят к некорректным, в смысле Адамара, математическим задачам. Численное решение таких задач требует разработки специальных методов. В работе строится математическая модель термогидродинамических процессов, происходящих в системе «пласт-горизонтальная скважина». На основе этой модели и методов регуляризации А. Н. Тихонова предлагается вычислительный алгоритм для интерпретации результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин и пластов. В качестве исходной информации берутся кривые изменения температуры, снятые одновременно несколькими глубинными приборами, установленными на разных участках горизонтальной части ствола скважины. Этот подход позволяет оценить фильтрационные параметры неоднородного пласта и строить профиль притока вдоль ствола горизонтальной скважины.

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

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.14>

Для цитирования: Хайруллин М.Х., Бадертдинова Е.Р., Назимов Н.А. Многодатчиковые технологии исследования нефтяных горизонтальных скважин на месторождениях Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 234-238. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.14>

Проведение и обработка результатов термогидродинамических исследований при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, как правило, сопряжены со значительными трудностями. К ним относятся: механизированность фонда добывающих скважин, затрудняющая доставку глубинных измерительных приборов на забой скважин; низкие дебиты, приводящие к малой информативности дебитометрических исследований; термодинамические процессы, сопровождающиеся небольшими изменениями температуры; большая продолжительность гидродинамических исследований, затрудняющая использование классических методов интерпретации кривых восстановления давления.

Измерения температуры и давления в стволе горизонтальной скважины на основе многодатчиковой технологии (Фархуллин и др., 2003; Хайруллин и др., 2006) 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.

Будем считать, что ствол горизонтальной скважины параллелен кровле и подошве пласта, движение жидкости

в стволе – одномерное. Процесс распределения давления в стволе является квазистационарным, приток флюида к стволу при пуске скважины – радиальным. При этих предположениях из законов сохранения массы, импульса и энергии следует (Васильев, Воеводин, 1968; Чарный, 1975):

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

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

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

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

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

с начальными условиями:

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

*Ответственный автор: Бадертдинова Елена Радитовна
E-mail: badertdinova@yandex.ru

и граничными условиями:

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

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

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^* – упругость 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.

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. Полученная нелинейная система разностных уравнений решается итерационно.

На модельной задаче с данными, соответствующими реальным месторождениям Республики Татарстан, исследуются термогидродинамические процессы, происходящие в системе «пласт-горизонтальная скважина».

Рассматривается модельный нефтяной пласт, который разрабатывается горизонтальной скважиной. Горизонтальная скважина запускается в эксплуатацию с постоянным отбором жидкости из пласта. Исходные данные: $C_n = 1.48 \cdot 10^6 \text{ Дж}/(\text{м}^3\text{К})$, $C_p = 1929 \text{ Дж}/(\text{кг К})$, $T_k = 300 \text{ К}$, $p_k = 15 \text{ МПа}$, $\beta^* = 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, $\mu = 25 \text{ мПа с}$, $\rho = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\varepsilon = 0.4 \text{ К}/\text{МПа}$, $L = 100 \text{ м}$, $r_c = 0.1 \text{ м}$, $R_k = 5 \text{ м}$, $q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Предполагается, что проницаемость пласта является кусочно-постоянной функцией. В каждой зоне однородности пласта расположен глубинный прибор (Рис. 1). Рассматриваются следующие варианты зон неоднородности пласта:

$$k_1 > k_2, \quad k_1 = 0.05 \text{ мкм}^2, \quad k_2 = 0.01 \text{ мкм}^2,$$

$$k_1 < k_2, \quad k_1 = 0.01 \text{ мкм}^2, \quad k_2 = 0.05 \text{ мкм}^2.$$

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 о объясняется calorиметрическим эффектом.

Результаты численных расчетов показали, что для однородного нефтяного пласта температура по стволу является постоянной и со временем возрастает. Скорость жидкости по стволу горизонтальной

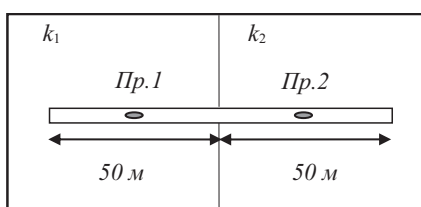


Рис. 1. Расположения приборов в неоднородном пласте

скважины изменяется линейно. На рис. 2-3 представлены результаты расчетов изменения температуры и скорости потока для вариантов 1, 2 на момент времени $t = 120 \text{ ч}$. Температура (Рис. 2), скорость потока (Рис. 3) в стволе горизонтальной скважины меняются нелинейно. Интенсивность притока флюида к стволу горизонтальной скважины (Рис. 4-5) 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.

Отличительной чертой обратных задач нефтегазовой гидромеханики, связанных с исследованием математических моделей реальных процессов фильтрации в нефтяных пластах, является то, что характер дополнительной информации определяется возможностями промышленного эксперимента. На основе предложенной математической модели и методов регуляризации А.Н. Тихонова 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 (Фархуллин и др., 2003; Хайруллин и др., 2006) описана технология проведения термогидродинамических

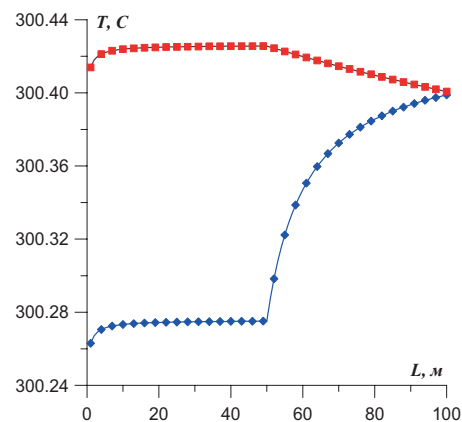


Рис. 2. Распределение температуры по стволу ГС. ■ – Вар.1 $k_1 > k_2$, ◆ – Вар. 2 $k_1 < k_2$

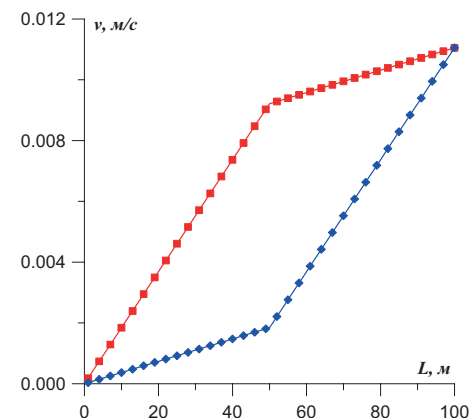


Рис. 3. Распределение скорости по стволу ГС. ■ – Вар.1 $k_1 > k_2$, ◆ – Вар. 2 $k_1 < k_2$

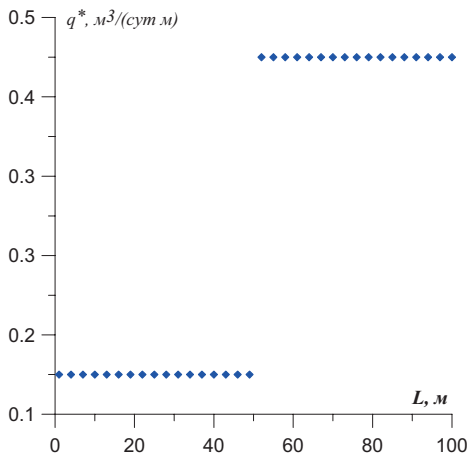


Рис. 5. Распределение притока по стволу ГС. ♦ – Вар. 2 $k_1 < k_2$

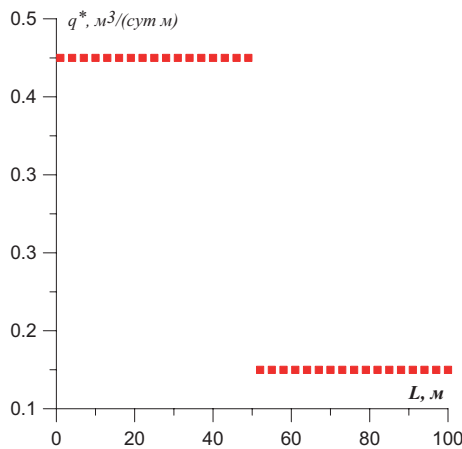


Рис. 4. Распределение притока по стволу ГС. ■ – Вар.1 $k_1 > k_2$

исследований горизонтальной скважины с помощью нескольких глубинных автономных приборов.

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

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

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).

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

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

где $\varphi_n(t)$ – 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, $0 < m_n \leq k_n \leq M_n (m_n, M_n = \text{const})$.

Исследование ГС № 18326 (Назимов, 2007). Скважина расположена в залежи № 665 Ромашкинского месторождения Республики Татарстан. Скважина имеет 313 метровый открытый горизонтальный участок в данково-лебедянском горизонте в интервале от 1475 до 1788 м. В 2004 году в скважине проведены глубинные термогидродинамические исследования на основе многотачковых технологий. На рис. 6 указаны места расположения приборов. После окончания подземного ремонта скважина была пущена в работу с дебитом $7,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

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 рисунках 7–8 приводятся результаты расчетов распределения температуры и скорости течения жидкости в

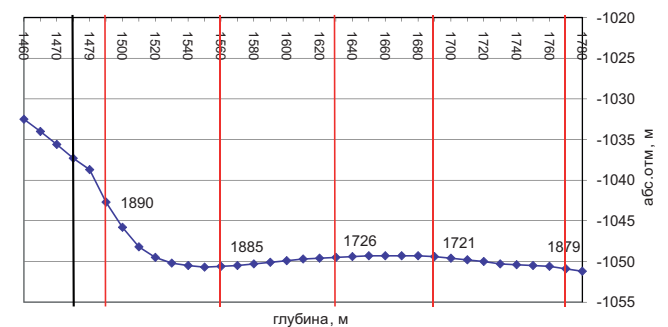


Рис. 6. Схема траектории ствола ГС № 18326 и места расположения приборов

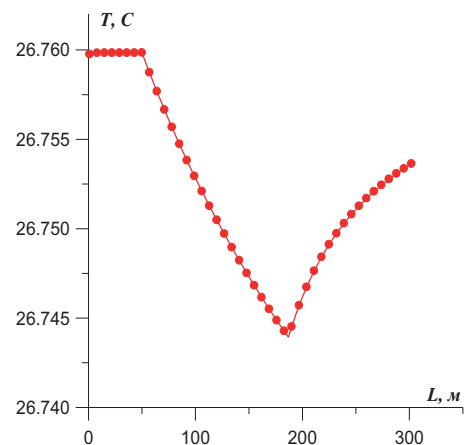


Рис. 7. Распределение температуры по стволу скважины

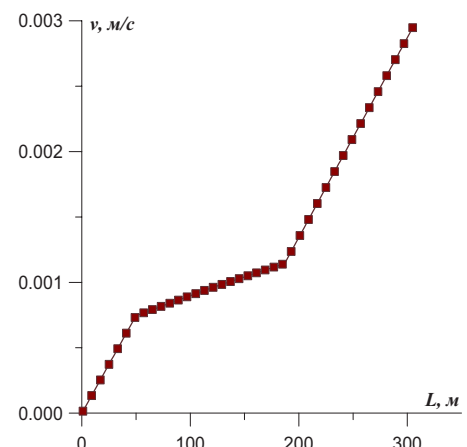


Рис. 8. Распределение скорости жидкости по стволу скважины

стволе горизонтальной скважины. Распределение притока жидкости вдоль ствола горизонтальной скважины приводится на рис. 9.

На рисунках 10-12 и в таблице приводятся результаты интерпретации кривых изменения температуры по приборам №№ 1879, 1721 и 1885. На рис. 10-12 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. 9). 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.

Оценки проводимости в районах расположения приборов №№ 1885 и 1879, полученные по кривым изменения температуры и давления хорошо согласуются. При интерпретации результатов гидродинамических исследований

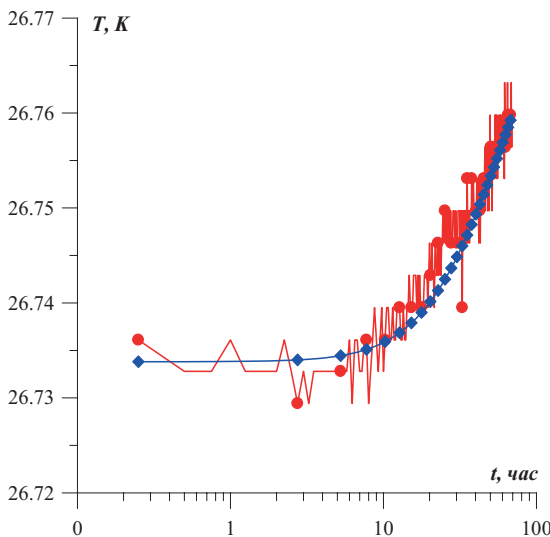


Рис. 9. Распределение притока жидкости по стволу скважины

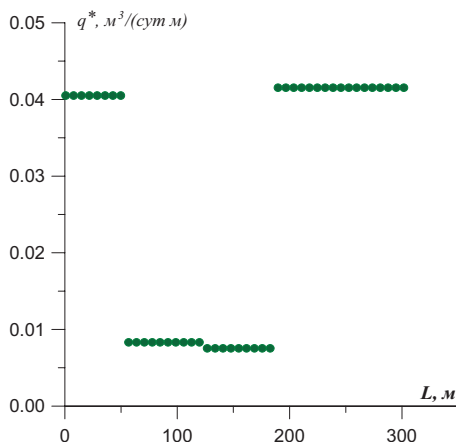


Рис. 10. Прибор №1879. Кривая изменения температуры. ● – наблюдаемая, ◆ – вычисленная

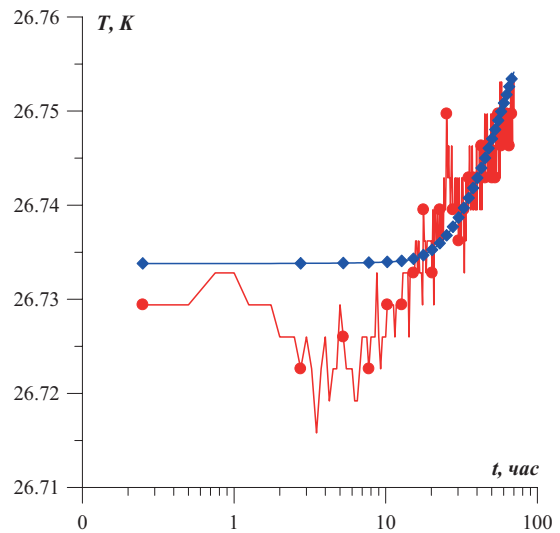


Рис. 11. Прибор №1721. Кривая изменения температуры. ● – наблюдаемая, ◆ – вычисленная

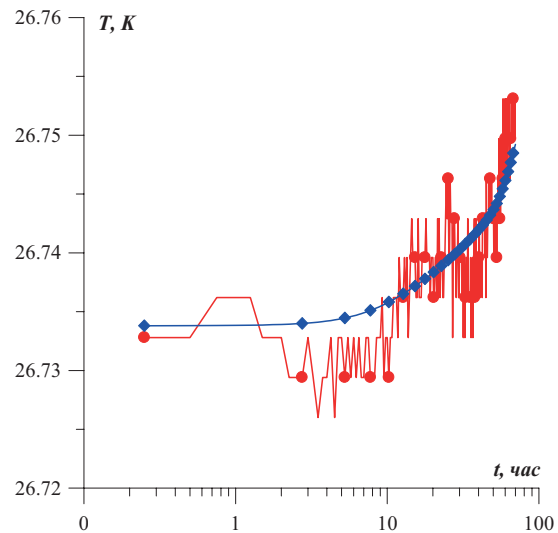


Рис. 12. Прибор №1885. Кривая изменения температуры. ● – наблюдаемая, ◆ – вычисленная

	Зона пр. №1879	Зона пр. №1721	Зона пр. №1726	Зона пр. №1885
Интерпретация кривых изменения температуры				
k/μ (мкм²/мПа·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				
k/μ (мкм²/мПа·с)	$3,42 \cdot 10^{-3}$	$4,46 \cdot 10^{-3}$	$3,63 \cdot 10^{-3}$	$6,34 \cdot 10^{-3}$

Таблица. ГС № 18326. Оценки фильтрационных параметров.

скин-эффект не учитывался, поэтому имеется расхождение оценок проводимости в районах расположения приборов №№ 1721, 1726.

Литература

Васильев О.Ф., Воеводин А.Ф. О газотермодинамическом расчете потоков в простых и сложных трубопроводах (постановка задачи). *Изв. Сиб. отд. АН СССР*. 1968. №13. Вып 3. С. 53.
 Назимов Н.А. Особенности характера течения флюидов в горизонтальных скважинах по данным глубинных исследований. *Дисс. канд. тех. наук*. Бугульма. 2007. 162 с.
 Фархуллин Р.Г., Никашев О.А., Хайруллин М.Х., Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Полушин В.И. Способ гидродинамических исследований горизонтальных скважин. Патент на изобретение RUS 2243372. 2003.

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»; Институт компьютерных исследований. 2006. 172 с.

Чарный И.А. Неустойчившееся движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра. 1975. 296 с.

Сведения об авторах

Мухамед Хильмиевич Хайруллин – доктор тех. наук, профессор, заведующий лабораторией подземной гидродинамики, Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Елена Радитовна Бадертдинова – доктор тех. наук, профессор кафедры информатики и прикладной математики, Казанский государственный технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул. К. Маркса, д. 68

Нафис Анасович Назимов – канд. тех. наук, начальник службы геологии и опытно-промышленных работ по трудноизвлекаемым запасам, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 17.06.2017;

Принята к публикации 27.07.2017; Опубликовано 30.08.2017

IN ENGLISH

Multisensor Research Technologies of Oil Horizontal Wells on Fields of the Republic of Tatarstan

M.Kh. Khairullin¹, E.R. Badertdinova², N.A. Nazimov³

¹*Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia*

²*Kazan State Technological University, Kazan, Russia*

³*PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia*

**Corresponding author: Elena R. Badertdinova, e-mail: badertdinova@yandex.ru*

Abstract. In the Republic of Tatarstan the development widely involves hard-to-recover reserves of hydrocarbons, confined to low-permeable, heterogeneous and dissected reservoirs. Improvement of recovery efficiency of such reserves largely depends on the operational control system based on information about the filtration and thermal properties of the oil reservoir. Issues, related to the interpretation of geological field information, lead to incorrect mathematical problems in terms of Hadamard. The numerical solution of such problems requires the development of special methods. A mathematical model of thermohydrodynamic processes occurring in the ‘horizontal well’ system is constructed in the paper.

Based on this model and regularization methods of A.N. Tikhonov, a computational algorithm is proposed for interpreting the results of thermohydrodynamic studies of horizontal wells and layers. Curves of the temperature changes are taken as the initial information, taken simultaneously by several deep instruments installed at different parts of the horizontal part of the wellbore. This approach makes it possible to evaluate the filtration parameters of an inhomogeneous reservoir and to construct an inflow profile along the trunk of a horizontal well.

Key words: horizontal well, pressure, temperature, permeability, multi-sensor technologies, inverse task

For citation: Khairullin M.Kh., Badertdinova E.R., Nazimov N.A. Multisensor Research Technologies of Oil Horizontal Wells on Fields of the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 234-238. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.14>

References

Vasiliev O.F., Voevodin A.F. On the gas-thermodynamic calculation of flows in simple and complex pipelines (statement of the problem). *Izv. Sib. Otd. AN USSR*. 1968. V. 3. No. 13. Pp. 53. (In Russ.)

Nazimov N.A. Features of flow of fluids in horizontal wells using deep investigations. *Avtoref. Diss. kand. tech. nauk* [Abstract Cand. engineer. sci. diss.]. Bugulma. 2007. 162 p. (In Russ.)

Farkhullin R.G., Nikashev O.A., Khairullin, M.Kh. Muslimov R. Kh., Khisamov R. S., Polushin, V. I. Method of hydrodynamic investigations of horizontal wells. Patent RF 2243372. 2003. (In Russ.)

Khairullin M.Kh., Khisamov R.S., Shamsiev M.N., Farkhullin R.G. Interpretation of the results of well hydrodynamic research by regularization methods. Moscow-Izhevsk: SRC “Regular and chaotic dynamics”; Institute of Computer Science. 2006. 172 p. (In Russ.)

Charny I.A. Unsteady flow of a real fluids in pipes. Moscow: Nedra. 1975. 296 p. (In Russ.)

About the Authors

Muhammed Kh. Khairullin – DSc (Engineering), Professor, Head of the Laboratory of Underground Hydrodynamics, Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences

420111, Russia, Kazan, Lobachevsky str, 2/31

Elena R. Badertdinova – DSc (Engineering), Professor, Department of Informatics and Applied Mathematics

Kazan State Technological University

420015, Russia, Kazan, K. Marks str, 68

Nafis A. Nazimov – PhD (Engineering), Head of the Service of Geology and Pilot Projects for Hard to Recover Reserves PJSC Tatneft

423400, Russia, Almetyevsk, Lenin str., 75

Manuscript received 17 June 2017; Accepted 27 July 2017;

Published 30 August 2017