

УДК 532.546

РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ КОЭФФИЦИЕНТНОЙ ЗАДАЧИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В СТВОЛЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

© 2024 г. Е. Р. Бадертдинова^{а, *}, М. Х. Хайруллин^{а, b}, М. Н. Шамсиев^{b, c}, Р. М. (мл.) Хайруллин^а

^аФГБОУ ВО “КНИТУ”, Казань

^bИММ — обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, Казань

^cГБОУ ВО АГТУ ВШН, Альметьевск

*e-mail: badertdinova@yandex.ru

Поступила в редакцию 01.04.2024

После доработки 09.09.2024

Принята в печать 10.09.2024

Предложена математическая модель тепломассопереноса в системе “пласт–горизонтальная скважина”. Ставится обратная коэффициентная задача по оценке фильтрационных свойств нефтяного пласта. В качестве исходной информации используются кривые изменения температуры, полученные на основе применения многоточечной технологии. Предлагается вычислительный алгоритм для решения обратной коэффициентной задачи на основе методов регуляризации. Он позволяет строить профиль притока вдоль ствола горизонтальной скважины, оценивать фильтрационные свойства пласта при различных режимах течения жидкости в стволе.

Ключевые слова: нефтяной пласт, горизонтальная скважина, ламинарное течение, турбулентное течение, термогидродинамические исследования, кривые изменения температуры, регуляризация, коэффициент проницаемости, профиль притока

DOI: 10.31857/S0040357124050084 **EDN:** WCXTTZ

ВВЕДЕНИЕ

Распределение температуры и давления вдоль ствола эксплуатируемой горизонтальной скважины и их изменение во времени являются результатом гидродинамических и термогидродинамических процессов, происходящих при фильтрации флюида в продуктивном пласте и при движении в стволе. Изменение скорости, плотности, давления и температуры потока в пласте и стволе горизонтальной скважины может быть найдено при решении системы уравнений, связывающей эти параметры.

Одна из первых математических моделей “нефтяной пласт–горизонтальная скважина” с постоянной производительностью была представлена в [1]. Предполагалось, что фильтрация однофазная, стационарная и течение жидкости в стволе скважины полностью ламинарное или турбулентное. В работах [2, 3] при тех же предположениях, что и в [1], была установлена связь между дебитом скважины и депрессией за счет использования гипергеометрической функции Гаусса. В них было показано, что если величина падения давления вдоль ствола сопоставима с депрессией на пласт, то производительность го-

ризонтальной скважины снижается. Потери давления при установившемся движении жидкости в стволе горизонтальной скважины можно представить в виде суммы трех компонент в соответствии с законами сохранения массы, импульса и энергии: гравитационной, силы трения и ускорения [4]. В работе [5] предложены критерии, когда необходимо учитывать трение в стволе горизонтальной скважины для определения депрессии. В этих работах не учитывались потери давления, вызванные притоком флюида в ствол горизонтальной скважины.

В [6] представлена модель однофазного течения в горизонтальном стволе скважины, учитывающая не только перечисленные выше перепады давления, но и потери давления, вызванные притоком жидкости. Экспериментально было показано, что при ламинарном течении в горизонтальном стволе потери давления увеличиваются, а при турбулентном течении уменьшаются.

Полуаналитический подход для моделирования нестационарной фильтрации “пласт–горизонтальная скважина” предложен в работах [7, 8]. В этой модели ствол горизонтальной скважины делился на сегменты. В каждом сегменте учиты-

вались потери давления от трения и ускорения.

Задачи интерпретации результатов промышленного эксперимента характеризуются тем, что в связи с практической недоступностью нефтяного пласта для прямого изучения, о его структуре и свойствах судят по косвенным проявлениям. Проблемы интерпретации геолого-промысловой информации приводят к некорректным, в смысле Адамара математическим задачам [9].

Пластовые температура и давление определяют термодинамические процессы в пласте. Аналитическая зависимость между изменениями пластовых температур и давлений для вертикальной скважины была впервые установлена Э.Б. Чекалюком. На основе этой зависимости был предложен метод термодинамического зондирования для оценки фильтрационных параметров пласта в окрестности скважины [10]. Температурные измерения вдоль ствола скважины широко используются в нефтепромысловом деле и геофизике для решения геолого-промысловых задач [11, 12].

Для определения фильтрационных параметров пласта в работах [13, 14] были разработаны вычислительные алгоритмы на основе методов регуляризации. В качестве исходной информации использовались результаты гидродинамических и термогидродинамических исследований скважин. В этих работах не учитывались потери давления, вызванные притоком жидкости в горизонтальную часть ствола. Метод определения фильтрационных свойств пласта, эксплуатируемого горизонтальной скважиной, по стационарному распределению температуры вдоль ствола рассматривался в [15, 16].

Целью настоящей работы является создание математической модели тепломассопереноса в системе “пласт-горизонтальная скважина” при различных режимах течения флюида в стволе с учетом потери давления, вызванной притоком жидкости из пласта, и вычислительного алгоритма определения фильтрационных параметров неоднородного нефтяного пласта по изменениям температуры и давления, снятых одновременно несколькими глубинными измерительными приборами, установленными в различных участках горизонтальной части ствола.

ПОСТАНОВКА И РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ

Исследования движения жидкостей в перфорированных трубах имеют важное теоретическое и практическое значение. При исследовании таких задач, как правило, дискретное распре-

деление точек перфорации заменяется непрерывным, и исследования задач сводятся к изучению движения жидкости в трубах с проницаемыми стенками. Обзору по исследованию математических моделей течения жидкостей в трубах с проницаемыми стенками посвящена работа [17].

Термогидродинамические исследования горизонтальных скважин и пластов на основе многодатчиковых технологий позволяют оценить фильтрационные свойства пласта и построить приток флюида вдоль ствола. Данная информация необходима для регулирования притока флюида в ствол горизонтальной скважины [18, 19]. В сопряженной задаче уравнения, описывающие процессы тепломассопереноса в стволе горизонтальной скважины, следуют из законов сохранения массы, импульса, энергии с учетом присоединенной массы [20, 21].

При постановке прямой задачи тепло- и массообмена (рис. 1) мы будем считать, что движение жидкости в стволе является одномерным, а процесс распределения давления в стволе квазистационарным, т.е. предполагается, что поток в стволе скважины стабилизируется гораздо быстрее, чем в нефтяном пласте. Квазистационарный подход к исследованию процессов теплопередачи между потоком жидкости в скважине и горными породами был рассмотрен в работах [20–22].

Прямая задача тепломассопереноса в системе “пласт-горизонтальная скважина” при этих предположениях имеет вид:

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

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

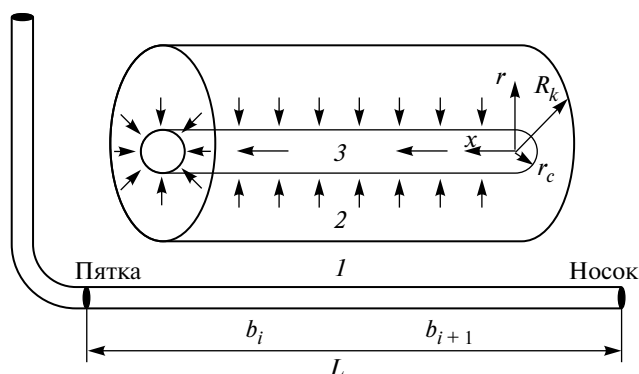


Рис. 1. Схема “пласт — горизонтальная скважина”. 1 — зона неоднородности, 2 — пласт, 3 — ствол горизонтальной скважины.

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon_D \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\theta - w p C_f)}{\rho C_f r_c} (T_2|_{r=r_c} - T_1), \quad (3)$$

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad (4)$$

$$0 \leq x \leq L, r_c < r < R_k, 0 < t \leq t_{\text{exp}},$$

$$C_R \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_f \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} + \varepsilon_D \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad (5)$$

$$0 \leq x \leq L, r_c < r < R_k, 0 < t \leq t_{\text{exp}},$$

с начальными

$$p_2(x, r, 0) = p_{20}(x, r), T_2(x, r, 0) = T_{20}(x, r), \quad (6)$$

$$0 \leq x \leq L, r_c < r < R_k,$$

и граничными условиями

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

$$p_2(x, R_k, t) = p_{2k}, T_2(x, R_k, t) = T_{2k}. \quad (8)$$

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_{2k} — пластовое давление, T_{2k} — 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 скважины, ρ — плотность флюида, ε_D — коэффициент Джоуля-Томсона, θ — коэффициент теплопередачи, C_R — коэффициент объемной теплоемкости пласта, C_f — удельная теплоемкость флюида, w — скорость фильтрации в пласте, L — длина ствола горизонтальной скважины, t_{exp} — время работы скважины.

Модель горизонтальной скважины, приведенной на рис. 1, эффективна, например, в пластах небольшой толщины 10–20 м (нефтяные месторождения РТ). В то же время наклонно-направленные скважины эффективны в пластах большей мощности. В таких горизонтальных скважинах нужно учитывать гравитацию. Более подробный анализ профилей горизонтальных скважин, используемых при разработке нефтяных месторождений, приводится в монографии [23].

Для численного решения системы (1)–(8) применяется метод конечных разностей. Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобра-

зования координат $\xi = \ln r$ [24]. Для построения разностной схемы, аппроксимирующей краевую задачу (1)–(8), используется интегро-интерполяционный метод [25]. На каждом временном слое сначала рассчитывается давление в стволе скважины и пласте, затем температура в пласте и стволе.

Корреляционные соотношения коэффициента трения для ламинарного и турбулентного течения в стволе горизонтальной скважины с учетом притока флюида из пласта были получены в работе [6]. В случае турбулентного течения в стволе горизонтальной скважины коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывался по следующей формуле [6, 26]

$$\psi = \psi_0 \left(1 - 29.03 (\text{Re}_w / \text{Re})^{0.8003} \right),$$

$$\text{Re} = 2r_w v p / \mu, \text{Re}_w = 2r_w w p / \mu,$$

$$\psi_0 = (-41 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3.7065} - \frac{5.0462}{\text{Re}} \right.$$

$$\left. \cdot \lg \left(\frac{\varepsilon^{1.1078}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{\text{Re}} \right)^{0.8981} \right) \right)^{-2}.$$

где ε — относительная шероховатость, Re , Re_w — числа Рейнольдса. Необходимо отметить, что коэффициент ψ_0 зависит только от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости.

При проведении расчетов коэффициент гидравлического сопротивления для ламинарного потока в стволе горизонтальной скважины брался в виде [6]:

$$\psi = \psi_0 \left(1 + 0.04304 (\text{Re}_w)^{0.6142} \right), \psi_0 = 16 / \text{Re}.$$

Для решения обратной коэффициентной задачи, когда процесс тепломассопереноса описывается уравнениями (1)–(8), система “пласт–горизонтальная скважина” аппроксимируется серией сегментов. Каждый сегмент представляет собой цилиндрическую область фильтрации с постоянным коэффициентом проницаемости (рис. 1). Оценка коэффициента проницаемости ищется в классе кусочно-постоянных функций. В качестве исходной информации используются кривые изменения температуры, снятые одновременно несколькими глубинными измерительными приборами, установленными на разных участках горизонтального ствола.

Обратная задача формулируется следующим образом: определить коэффициент проницаемости $k = k(x, r)$, когда процессы тепломассопереноса в нефтяном пласте и стволе горизонтальной скважины описываются системой (1)–(8).

Дополнительно известны изменения температуры при пуске скважины, измеренные глубинными приборами, установленными в различных участках ствола горизонтальной скважины:

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

Здесь x_i , $i = \overline{1, N}$, — координаты расположения глубинных измерительных приборов. Участки размещения глубинной измерительной аппаратуры определяются на основе геофизических исследований скважины.

Естественное температурное поле вокруг действующей скважины нарушается за счет теплообмена с окружающей средой. После остановки скважины начинается процесс восстановления давления и температуры. Процессы восстановления зависят от многих факторов, прежде всего от предистории эксплуатации скважины. Для анализа кривых восстановления температуры необходимо знать ее распределение в пласте перед остановкой скважины. Эта информация не может быть получена экспериментально, а также не может быть достаточно точно

вычислена. Поэтому в работе рассматривается задача интерпретации результатов термодинамических исследований после пуска горизонтальной скважины.

Оценка коэффициента проницаемости ищется в классе кусочно-постоянных функций $k(x, r) = k_i$, $b_{i-1} \leq x < b_i$, $i = \overline{1, N}$. Границы зон однородностей b_i , $i = \overline{1, N}$ являются известными. Решение обратной задачи (1)–(9) ищется из минимизации среднеквадратичного отклонения между наблюдаемыми и вычисленными величинами:

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

где $\varphi_i(t)$ и $T_{1,i}(t)$ — наблюдаемые и вычисленные значения температуры, полученные из численного решения уравнений (1)–(8), $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_N)$ искомый параметр, $0 < m_i \leq \alpha_i \leq M_i$ ($m_i, M_i = \text{const}$). Итерационная последовательность для минимизации среднеквадратичного отклонения (10) строится на основе метода Левенберга-Марквардта.

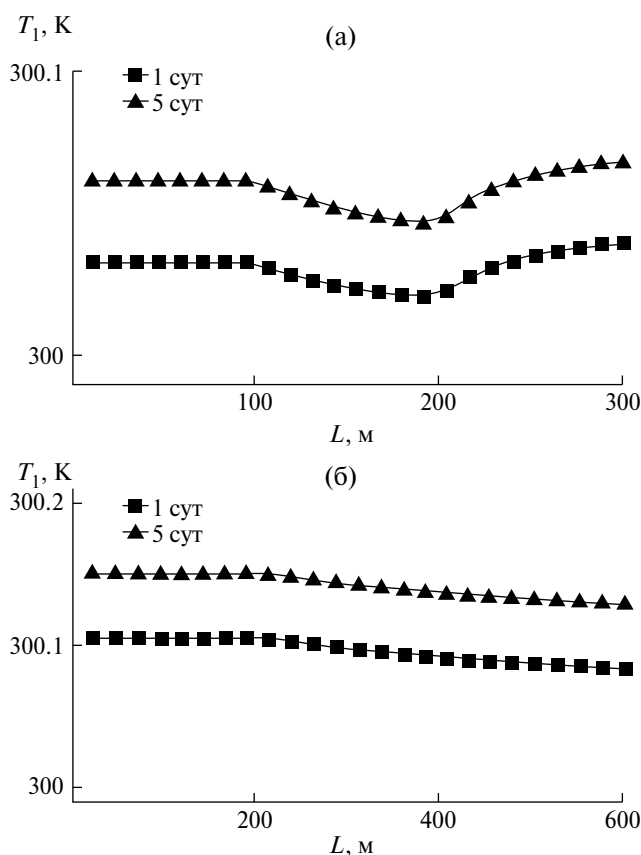


Рис. 2. Кривые изменения температуры вдоль ствола скважины от носка к пятке в разные моменты времени. (а) — ламинарный поток, (б) — турбулентный поток.

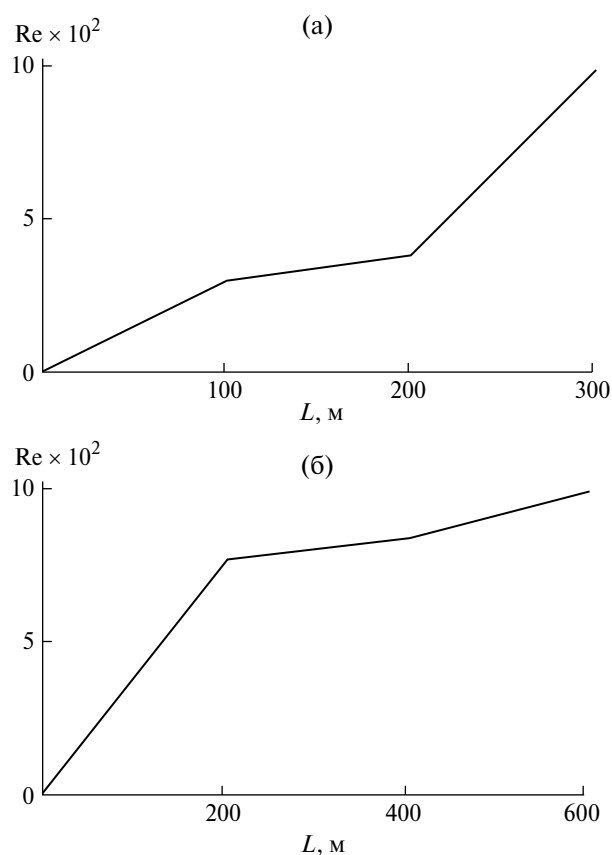


Рис. 3. Изменение числа Рейнольдса вдоль ствола. (а) — ламинарный поток, (б) — турбулентный поток.

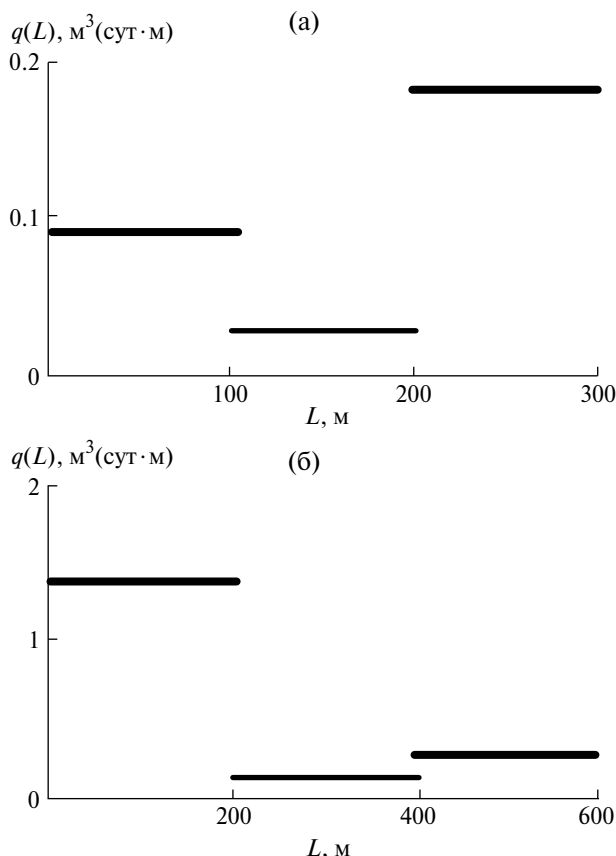


Рис. 4. Распределение притока жидкости по стволу скважины от носка к пятке. (а) – ламинарный поток, (б) – турбулентный поток.

ЧИСЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Численное решение обратной коэффициентной задачи исследовалось при различных режимах течения флюида в стволе.

Неоднородный по проницаемости нефтяной пласт разрабатывается горизонтальной скважиной с открытым стволом. Горизонтальная скважина запускается в эксплуатацию с постоянным отбором жидкости из пласта. Исходные данные: $C_R = 1.48 \times 10^6$ Дж/(м³·К), $C_f = 1929$ Дж/(кг·К), $T_{2k} = 300$ К, $\theta = 5$ Вт/(м²·К), $p_{2k} = 18$ МПа, $\beta^* = 10^{-4}$ МПа⁻¹, $\mu = 3$ мПа·с, $\rho = 800$ кг/м³, $\varepsilon_D = 0.4$ К/МПа, $r_c = 0.1$ м, $R_k = 8$ м, $t_{exp} = 5$ сут.

а) Границы зон однородностей, координаты приборов и соответствующих значений коэффициентов проницаемости в этих зонах равны: $b_0 = 0$, $b_i = b_{i-1} + 100$, $x_i = b_i - 50$, $i = 1, 3$, $k_1 = 0.01$ мкм², $k_2 = 0.003$ мкм², $k_3 = 0.02$ мкм², $q = 50$ м³/сут, $L = 300$ м.

б) Границы зон однородностей, координаты приборов и соответствующих значений коэффициентов проницаемости в этих зонах равны: $b_0 = 0$, $b_i = b_{i-1} + 200$, $x_i = b_i - 10$, $i = 1, 3$, $k_1 = 0.05$ мкм²,

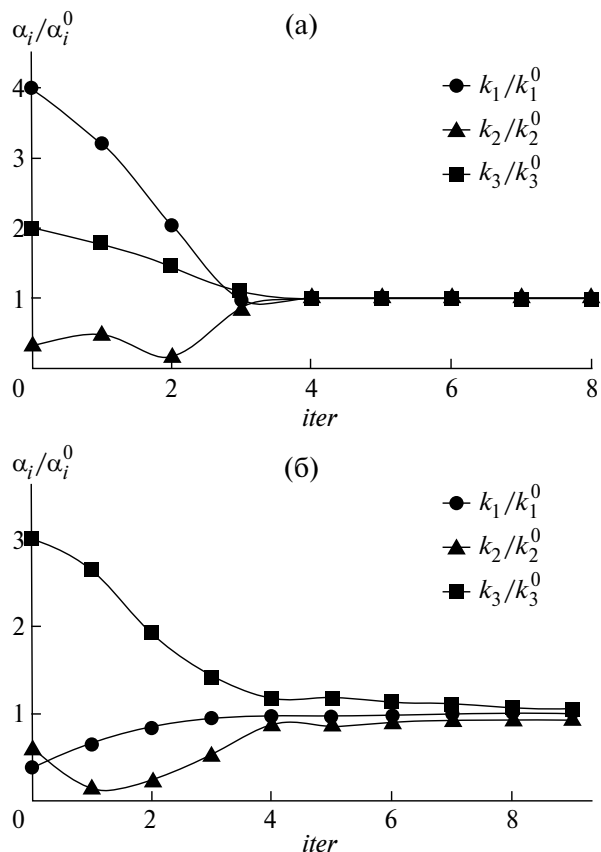


Рис. 5. Сходимость вычислительного алгоритма при возмущенных исходных данных. (а) – ламинарный поток, (б) – турбулентный поток.

$k_2 = 0.005$ мкм², $k_3 = 0.01$ мкм², $q = 300$ м³/сут, $L = 600$ м.

Результаты численных расчетов на модельной задаче показали, что при различных режимах течения в стволе скважины для однородного нефтяного пласта температура возрастает за счет эффекта Джоуля-Томсона со временем, но вдоль ствола практически не изменяется. Температура вдоль ствола горизонтальной скважины не будет постоянной в случае неоднородного нефтяного пласта. На рис. 2 приводятся кривые вычисленной температуры вдоль ствола горизонтальной скважины на разные моменты времени в случае неоднородного нефтяного пласта (от носка к пятке). Изменение температуры на рис. 2 показывает чувствительность предложенной модели к вариациям коэффициента проницаемости.

На рис. 3 приводится изменение чисел Рейнольдса (от носка к пятке) вдоль ствола горизонтальной скважины в случае неоднородного нефтяного пласта.

Предложенная математическая модель (1)–(8) позволяет построить профиль притока (от

носки к пятке) (рис. 4). Результаты численного эксперимента показывают, что наибольший приток наблюдается в зонах, где коэффициент проницаемости имеет наибольшее значение.

Приводятся результаты численного решения обратной коэффициентной задачи. Для заданных значений оцениваемых параметров решается прямая задача (1)–(8) и в качестве исходной информации используются кривые изменения температуры. Сходимость итерационного процесса исследуется численно. Результаты расчетов показали, что итерационный процесс сходится за 15–20 итераций. Устойчивость решения обратной коэффициентной задачи анализируется с использованием кривых изменения температуры, заданных с погрешностями. В этом случае после решения прямой задачи в полученные зависимости температуры от времени вносятся возмущения $\varphi_\delta(t_i) = \varphi(t_i) + \omega$, где ω – случайная величина, распределенная по нормальному закону $N(0, \sigma)$, где $\sigma = \delta_\varphi / 3$, δ_φ – погрешность измерения температуры. В расчетах погрешность измерения температуры глубинными приборами бралась равной 0.005 К. Результаты численных экспериментов показали, что предложенный метод устойчив относительно погрешностей исходной информации. На рис. 5 приводится сходимость итерационного процесса при возмущенных исходных данных, где α_i^0 – истинные значения оцениваемых параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложена математическая модель для описания термогидродинамических процессов в нефтяном пласте и стволе горизонтальной скважины. Сформулирована обратная коэффициентная задача для оценки коэффициента проницаемости в классе кусочно-постоянных функций. В качестве исходной информации используются кривые изменения температуры, снятые одновременно несколькими глубинными измерительными приборами, установленными на разных участках горизонтальной части ствола скважины. Создан вычислительный алгоритм интерпретации результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин, который позволяет оценить значения коэффициентов проницаемостей в этих зонах. Результаты расчетов показывают, что предложенный вычислительный алгоритм позволяет определять проницаемость неоднородного пласта с достаточной для практических целей точностью и строить профиль притока флюида вдоль ствола горизонтальной скважины.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-19-00144).

ОБОЗНАЧЕНИЯ

C_f	коэффициент удельной теплоемкости жидкости, Дж/(кг·К)
C_R	коэффициент объемной теплоемкости пласта, Дж/(м ³ ·К)
$iter$	количество итераций
L	длина ствола горизонтальной скважины, м
M_i	константа
Re, Re_w	числа Рейнольдса
R_k	радиус контура питания, м
$T_1 = T_1(x, t)$	температура в стволе горизонтальной скважины, К
S	поверхность ствола горизонтальной скважины, м ²
$T_2 = T_2(x, r, t)$	температура в пласте, К
T_{2k}	начальная пластовая температура, К
b_i	границы зон однородностей, м
k	коэффициент проницаемости пласта, мкм ²
k/μ	коэффициент проводимости пласта, мкм ² /(мПа·с)
m	пористость пласта
m_i	константа
$p_1 = p_1(x)$	давление в стволе горизонтальной скважины, МПа
$p = p(x, r, t)$	давление в пласте, МПа
p_{2k}	начальное пластовое давление, МПа
q	дебит скважины, м ³ /сут
r_c	радиус скважины, м
t_{exp}	время промыслового эксперимента, сут
$v(x)$	скорость флюида в стволе скважины, м/с
$w(x, r)$	скорость фильтрации, м/с
x_i	координаты расположения глубинных измерительных приборов, м
α_i	искомые параметры
β^*	коэффициент упругоэластичности, 1/МПа
ε	относительная шероховатость
ε_D	коэффициент Джоуля-Томсона, К/МПа
θ	коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·К)
μ	вязкость жидкости, мПа·с
ρ	плотность жидкости, кг/м ³
$\varphi_i(t)$	наблюдаемые значения температуры, К
ψ	коэффициент гидравлического сопротивления

ИНДЕКСЫ

exp	эксперимент (experiment)
i	номер параметра
к	контур питания
с	скважина
f	жидкость (fluid)
R	пласт (reservoir)
D	Джоуль-Томсон
w	скорость фильтрации в пласте

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Dikken B.J.* Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance // *J. Petr. Technolgy.* 1990. № 42(11), P. 1426.
2. *Landman M.J.* Analytical Modeling of Selectivity Perforated Horizontal Wells // *J. Pet. Sci. and Eng.* 1994. № 10. P. 179.
3. *Birchenko V.M., Usnich A.V., Davies D.R.* Impact of frictional pressure losses along the completion on well performance // *J. Pet. Sci. and Eng.* 2010. V. 73. September. P. 204.
4. *Joshi S.* Horizontal well Technology. Tulsa: PennWell Publ. Comp. 1991.
5. *Novy R.A.* Pressure drops in horizontal wells: When can they be ignored? // *SPE Res Eng.* № 10 (01). P. 29.
6. *Ouyang L.B., Arbabi S., Aziz Kh.* Single-phase wellbore-flow for horizontal, vertical, and slanted wells // *Soc. of Petrol. Eng. J.* 1998. № 3 (02). P.124.
7. *Penmacha V.R., Aziz Kh.* Comprehensive Reservoir Wellbore Model for Horizontal Wells // *Soc. of Petrol. Eng. J.* 1998. № 39521. P.17
8. *Penmacha V.R., Arbabi S., Aziz Kh.* Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length // *Soc. of Petrol. Eng. J.* 1997. № 37494. P. 9.
9. *Алифанов, О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С.В.* Экстремальные методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1988.
10. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра. 1965.
11. *Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., Muhkamadiev R.S., Bazhenov V.V., Imaev A.I., Semikin D.A., Rakitin M.V.* Multi-sensor technologies for horizontal well production logging. Current status and application experience in the fields of Russia // *Soc. of Petrol. Eng. Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conf. and Exhibition. Moscow, October 2014.* P. 1143–1158.
12. *Kremenetsky M.I., Melnikov S.I., Ipatov A.I., Kolesnikova A.A., Shorohov A.A., Buyanov A.V., Musaleev K.Z.* New possibilities of well testing and production logging in horizontal wells with non-uniform inflow profile // *Soc. of Petrol. Eng. Russian Petroleum Technology Conf. Moscow, 2017.* P. 187752
13. *Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Абдуллин А.И., Бадертдинова Е.Р.* Термогидродинамические исследования горизонтальных нефтяных скважин // *Теплофиз. выс. температур.* 2012. Т. 50. № 6. С. 830.
14. *Хайруллин М.Х., Бадертдинова Е.Р., Хайруллин Р.М.* Оценка фильтрационных свойств нефтяного пласта по результатам термогидродинамических исследований горизонтальных скважин // *Прикл. мех. и техн. физика.* 2020. Т. 61. № 6 (364). С. 29.
15. *Yoshika K., Zhu D., Hill A.D.* Interpretation of Temperature and Pressure Profiles Measured in Multilateral Wells Equipped with Intelligent Completions // *Soc. of Petrol. Eng. J.* 2005. № 94097.
16. *Yoshioka K., Zhu, D., Hill A.D.* A New Inversion Method to Interpret Flow Profiles From Distributed Temperature and Pressure Measurements in Horizontal Wells // *Proc. at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California.* 2007. P. 109749.
17. *Zhang Q., Wang Z., Wang X., Zhai Y., Wei J., Gao Q.* Analysis of the modeling of single phase flow in a perforated pipe with wall fluid influx // *Applied Mechanics and Materials.* 2013. V. 275–277. P. 491.
18. *Al-Klelaiwi, Birchenko V.M., Konopczynski M.R., and Davais D.R.* Advanced well: A Comprehensive Approach to the Selection Between Passive and Active Inflow-Conrol Completions// *SPE Production and Operations.* 2010. August. P.305.
19. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II. М.-Ижевск: Инст. комп. исслед., 2009.
20. *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.
21. *Бондарев Э.А., Красовский Б.А.* Температурный режим нефтяных и газовых скважин. Новосибирск: “Наука” Сиб. отд, 1974.
22. *Ramey H.J.* Wellbore heat transmission // *J. Petr. Technology.* 1962. №4. P. 427.
23. *Борисов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964.
24. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Инст. комп. исслед, 2002.
25. *Самарский А.А., Вабищевич П.Н.* Вычислительная теплопередача., Москва: УРСС, 2003.
26. *Economides M.J., Hill A.D.* Ehlig-Economides C. New Jersey: Petrol. Prod. Syst., Prentice Hall Inc., 1994.