

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ В СКВАЖИНЕ
В ПРОЦЕССЕ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ
ЧИСЛЕННОЙ ИНВЕРСИИ ИЗЕГЕРА**

RESEARCH OF TEMPERATURE PROFILES IN THE WELL IN THE COURSE
OF PUMPING LIQUID ON THE BASIS OF NUMERICAL INVERSION OF ISEGER

А. И. Филиппов, Е. П. Щеглова

A. I. Filippov, E. P. Shcheglova

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

*Ключевые слова: температурное поле; скважина; преобразование Лапласа — Карсона;
численная инверсия; алгоритм Изегера*

*Key words: temperature field; well; Laplace — Carson transforms; numerical inversion;
Iseger's algorithm*

Исследования температурных полей актуальны и широко применяются на нефтепромыслах [1, 2]. Ранее в работе [3] установлено, что метод Изегера может инвертировать преобразования Лапласа функций с неоднородностями и особенностями, и результаты численного обращения имеют более высокую точность, чем при использовании других методов инверсии. Применение метода численной инверсии к задаче о температурном поле в скважине [4, 5] имеет особую значимость,

поскольку к настоящему времени найдено большое количество решений в пространстве изображений, оригиналы для которых не найдены.

В данной работе осуществлено применение алгоритма обратного численного преобразования с использованием гауссовских квадратур (метод Изегера) к задаче о температурном поле в условиях кратковременной закачки жидкости в скважину. В расчетах принято постоянство фоновых градиентов температур, поэтому они применимы на практике при отсутствии аномалий на фоновой термограмме. Учет отмеченных ниже особенностей распределения температуры в стволе скважины очень важен при интерпретации скважинных термограмм.

Постановка и решение данной задачи приведены в работе [4], где удалось построить решение задачи о температурном поле в скважине в пространстве изображения Лапласа — Карсона и в [6] — конечно-разностным методом. Однако в работах [4–6] оригинал построен только для асимптотики малых времен.

Ниже дан анализ среднего по сечению трубы температурного поля в скважине на основе аналитических выражений, полученных в работе [4], численной инверсии, описанной в [7, 8], а также методом конечно-разностной аппроксимации [6].

Задача переноса тепла потоком жидкости в стволе скважины и окружающих породах при закачке имеет вид

$$c\rho \frac{\partial \theta}{\partial \tau} - \frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial \theta}{\partial r_d} \right) + c\rho v \frac{\partial \theta}{\partial z_d} = 0, \quad 0 < z_d < D, \quad r_d < r_0, \quad \tau > 0, \quad (1)$$

$$c_1\rho_1 \frac{\partial \theta_1}{\partial \tau} - \frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial \theta_1}{\partial r_d} \right) = 0, \quad r_d > r_0, \quad \tau > 0, \quad (2)$$

$$\theta|_{r_d=r_0} = \theta_1, \quad \theta|_{\tau=0} = \theta_1|_{\tau=0} = \Gamma z_d, \quad (3)$$

$$\theta_1|_{z_d \rightarrow \infty} \rightarrow \Gamma z_d, \quad \theta_1|_{r_d \rightarrow \infty} \rightarrow \Gamma z_d, \quad (4)$$

$$\theta|_{z_d=0} = \theta_{10}(\tau). \quad (5)$$

После введения безразмерных переменных $r = r_d/r_0$, $z = z_d/D$, $Fo = a_{1r}\tau/r_0^2$, $v = v_0/D$, $T_j = (\theta_j - \theta_{01})/\theta_0$, $Pe = v_0 r_0/a_{1r}$, $\theta_0 = \Gamma D$, $\chi = c_1\rho_1/c\rho$, задача (1) – (5) запишется в следующем виде:

$$\frac{\partial T}{\partial Fo} - \frac{\chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + Pe v \frac{\partial T}{\partial z} = 0, \quad 0 < z < 1, \quad r < 1, \quad Fo > 0, \quad (6)$$

$$\frac{\partial T_1}{\partial Fo} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_1}{\partial r} \right) = 0, \quad r > 1, \quad Fo > 0, \quad (7)$$

$$T|_{r=1} = T_1, \quad T|_{Fo=0} = T_1|_{Fo=0} = z, \quad (8)$$

$$T_1|_{z \rightarrow \infty} \rightarrow z, \quad T_1|_{r \rightarrow \infty} \rightarrow z, \quad (9)$$

$$T|_{z=0} = \frac{\theta_{10}(\tau) - \theta_{01}}{\theta_{11}} = T_0(Fo), \quad (10)$$

где Pe — аналог параметра Пекле, Fo — аналог числа Фурье, $T_0(Fo)$ — температурный сигнал пласта.

Решение задачи методом формального асимптотического параметра представится в следующем виде:

$$T^u = T_0^u(p)e^{-\alpha z} + z - \int_0^z e^{-\alpha(z-\xi)} d\xi, \quad r < 1, \quad z > 0, \quad (11)$$

$$T_1^u = \frac{K_0(r\sqrt{p})}{K_0(\sqrt{p})} \left[T_0^u(p)e^{-\alpha z} + z - \int_0^z e^{-\alpha(z-\xi)} d\xi \right], \quad r > 1, \quad z > 0, \quad (12)$$

где $\alpha = (p + 2\chi k\sqrt{p})/\text{Pe}\nu$.

Выражения (11) и (12) представляют точное решение задачи в нулевом приближении в пространстве изображений. Решение с точностью до коэффициентов совпадает с полученным ранее решением задачи в [4].

Полученные выше зависимости составляют основу для научных исследований и практических расчетов температуры в скважинах и трубопроводах при различных темпах закачки жидкости в пласт и соответствующих числах $\text{Pe}\nu$ (калибра скважины). Расчеты выполнены в предположении, что температура на устье скважины совпадает с геотермической. Ранее удалось исследовать температурные поля в скважине в случае асимптотики малых времен [4] и методом конечно-разностной аппроксимации [1].

Если объем поглощенной жидкости меньше объема внутрискважинного пространства, заполненного жидкостью в интервале глубин от устья до места поглощения, то изменение температуры выше места поглощения определяется сдвигом фоновой геотермы. Линейное распределение температуры выше места поглощения сохраняется. При больших объемах закачки наблюдаются изменения температурного градиента, обусловленные теплообменом потока и влиянием температуры закачиваемой жидкости.

На рисунке (а, б, в, г) представлено сопоставление типичных графиков зависимостей относительной температуры $T^* = (T(z, \text{Fo}) - T(0, 0)) / (T(D, 0) - T(0, 0))$ от безразмерной вертикальной координаты z в стволе скважины после начала закачки. Параметры скважины и окружающих горных пород предполагаются неизменными с глубиной от верхней точки рассматриваемого интервала $z = 0$ до места поглощения $z = 1$. Действительно, при $\text{Fo} < 1$ на расчетных кривых наблюдаются участки с постоянным градиентом, равным фоновому, наблюдающемуся на кривой 1 ($\text{Fo} = 0$).

При больших временах $\text{Fo} \rightarrow \infty$ распределение температуры приближается к вертикальной линии $T^* = 0$, то есть температура вдоль ствола скважины становится равной температуре закачиваемой жидкости, а градиент температуры приближается к нулю.

Отметим, что в условиях компрессорного возбуждения притока в период закачки такие условия $\text{Fo} > 1$ практически не реализуются. Более приемлемыми являются расчеты при $\text{Fo} < 1$. В этом случае температурное поле определяется сдвигом фонового распределения за исключением интервала глубин в непосредственной близости к устью скважины.

Наличие других поглощающих интервалов, изменение диаметра ствола скважины и теплофизических характеристик окружающих скважину пород приводит к изменению распределения температуры вдоль ствола скважины.

На рисунке б представлены результаты расчетов температуры при наличии зоны поглощения в интервале потока. Такие условия реализуются в интервалах нарушений обсадной колонны с аварийным оттоком (поглощением) закачиваемой жидкости. В расчетах принято, что половина закачиваемой в скважину жидкости поглощается через нарушение обсадной колонны, находящееся на полуглубине скважины — $z = 0.5$.

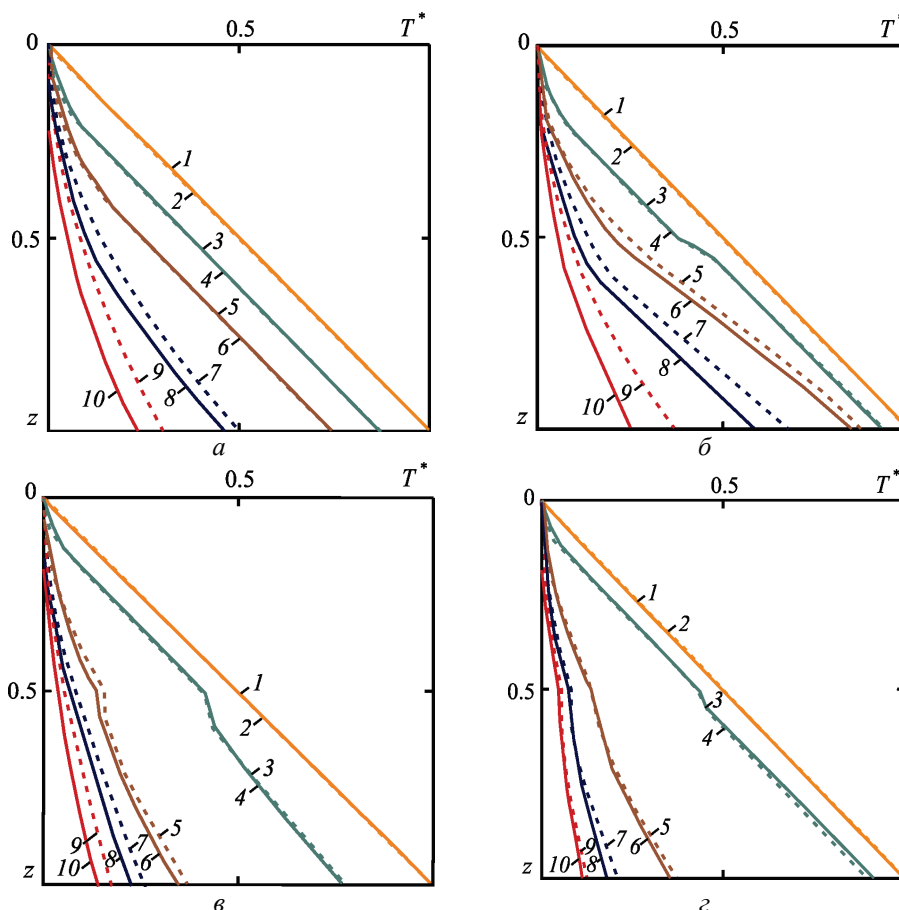


Рисунок. Распределение температуры скважине при закачке жидкости:

- а — при неизменных параметрах скважины
 (1, 2 — $Fo = 0$; 3, 4 — 0.1; 5, 6 — 0.3; 7, 8 — 1.5; 9, 10 — 10);
 б — при утечке жидкости через нарушение
 (1, 2 — $Fo = 0$; 3, 4 — 0.1; 5, 6 — 0.3; 7, 8 — 1.5; 9, 10 — 10);
 в — при изменении диаметра обсадной колонны
 (1, 2 — $Fo = 0$; 3, 4 — 0.1; 5, 6 — 1; 7, 8 — 10; 9, 10 — 100);
 г — при изменении тепловых свойств горных пород
 (1, 2 — $Fo = 0$; 3, 4 — 0.1; 5, 6 — 1; 7, 8 — 10; 9, 10 — 100).

Сплошные линии соответствуют конечно-разностной аппроксимации,
 штриховые — численной инверсии

Отметим, что значение параметра Пекле $Re \nu = 1$ при средней температуропроводности окружающих горных пород $a_1 = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при закачке воды $\chi = 0.67$ соответствует величине расхода закачиваемой жидкости $q = -2\pi\chi a_1 D = 30.2 \text{ м}^3/\text{ч}$ [6].

Предполагается, что толщина принимающего интервала пренебрежимо мала в сравнении с глубиной скважины, радиус скважины и теплофизические характеристики окружающих горных пород полагаются неизменными. Из приведенного рисунка б следует, что наличие поглощающих интервалов в потоке сопровождается изменением градиента и температуры ниже принимающего интервала. Наличие таких особенностей на термограммах переходных процессов является признаком нарушения обсадной колонны с поглощением.

Следует отметить также, что возникающие при этом температурные аномалии зависят от расхода поглощаемой жидкости. При больших относительных расходах

жидкости через нарушение обсадной колонны температурные аномалии ярче выражены и более значительны по величине, нежели в случае изменения диаметра и теплопроводности окружающих пород (см. рис. в, г).

Время переходных температурных процессов в скважине в данном случае определяется из соотношения $Re \cdot v \cdot Fo/\chi = 0.8$ и составляет

$$\tau = 0.4 r_0^2 / a_1 = 0.4 \cdot 10^4 \text{ с} = 1.1 \text{ ч}.$$

При уменьшении расхода закачиваемой жидкости время переходных процессов соответственно возрастает.

На рисунке в представлены результаты расчетов температуры при изменении диаметра скважины в 2 раза при остальных неизменных параметрах. При уменьшении диаметра скважины возрастает скорость потока и уменьшается поверхность теплообмена, поэтому в зонах с малым диаметром скорость изменения температуры увеличивается (особенно при малых временах Fo). Для больших значений времени Fo изменения между зонами с различными диаметрами нивелируются, так как для больших времен скважина эквивалентна линейному источнику тепла бесконечно малого диаметра. Отметим, что уменьшение диаметра скважины формирует аномалии температуры, схожие со случаем увеличения скорости потока за счет дополнительного притока. В таких случаях только регистрация временных изменений температуры создает возможность однозначного определения причины возникновения аномалии.

На рисунке г представлены результаты расчетов температуры для случая изменения теплофизических параметров окружающих пород при остальных неизменных параметрах. При этом предполагается также, что фоновый градиент постоянен с глубиной. Сравнивая распределение температуры на рисунке г с двумя предыдущими случаями можно заключить, что аномалии температуры, обусловленные изменением теплопроводности окружающих пород, относительно малы.

Из анализа приведенных графических зависимостей следует, что измерение температуры предпочтительно производить в условиях постоянных градиентов, то есть в условиях переходных процессов. Поэтому целесообразно определить соотношение между числами Фурье Fo и Пекле Pe , при котором возможно наблюдение постоянных градиентов температур. Если потребовать, чтобы в процессе исследований хотя бы половина глубины скважины имела неискаженный градиент, то искомое условие можно представить в виде

$$Pe \cdot v \cdot Fo/\chi = 0.8, \beta q / (\pi r_0^2 D) < 0.4.$$

Это условие означает, что отношение заполненной за счет закачки части ствола скважины $q/\pi r_0^2$ к глубине поглощающего интервала D должно быть меньше половины.

Численное обращение интегрального преобразования Лапласа — Карсона хорошо согласуется с кривыми, полученными в работе [6]. Это подтверждает достоверность теории, разработанной ранее. Сопоставление алгоритма численной инверсии с конечно-разностным методом позволяет осуществить коррекцию и грамотный подбор фиксируемых параметров в методе Изегера. На основе проведенных исследований предложен программный продукт для расчета средней по сечению скважины температуры потока жидкости в скважине [9]. Таким образом, использование численного обращения в совокупности с аналитическими выражениями для предельных случаев представляет высокую ценность при проведении расчетов и построении графических зависимостей. Использование алгоритмов численного обращения позволяет многократно расширить область применения и эффективность методов интегральных преобразований в задачах скважинной теплофизики.

Список литературы

1. Hugh D. Murphy. Enhanced interpretation of temperature surveys taken during injection or production // J. Petrol. Technol. – 1982. – Vol. 45. – № 12. – P. 1857–1868.
2. Купцов С. М. Температурное поле эксплуатационной скважины // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2009. – № 4. – С. 62–68.
3. Тестирование программ численного обращения преобразования Лапласа на основе асимптотических формул // Современные тенденции развития науки и технологий: сб. науч. трудов по материалам IV Междунар. науч.-практич. конф. 31 июля 2015 г.: в 6 ч. – Белгород, 2015. – Ч. 1. – С. 44–48.
4. Анализ температурного поля цилиндрического потока на основе «в среднем точного» решения / А. И. Филиппов [и др.] // Прикладная механика и техническая физика. – 2010. – Т. 51. – № 3 (301). – С. 84–93.
5. Щеглова Е. П., Карасев Е. М., Филиппов А. И. Расчет полей температур в скважине на основе асимптотических формул // Известия вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 23–27.
6. Филиппов А. И., Ахметова О. В. Температурное поле в пласте и скважине. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2011. – 336 с.
7. Филиппов А. И., Зеленова М. А., Щеглова Е. П. Применение численной инверсии к задаче о температурном поле в скважине // Юность и Знания — Гарантия Успеха — 2015: сб. науч. трудов 2-й Международной науч.-практич. конф. 1–2 октября 2015 г. – Курск, 2015. – С. 259–262.
8. Den Iseger P. Numerical transform inversion using Gaussian quadrature // Probability in the in Engineering and Informational Sciences. – 2006. – № 20. – P. 1–44.
9. Свидетельство № 2016615290, Рос. Федерация. Расчет по времени средней по сечению скважины температуры потока жидкости в случае ламинарного профиля скорости и постоянного вертикального градиента температур в безразмерном виде: свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ / Е. П. Щеглова, А. И. Филиппов, М. А. Зеленова; заявитель и правообладатель Федер. гос. бюджет. образоват. учреждение высшего проф. образования Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т. – № 2016612762; заявл. 29.03.16; зарегистр. 19.05.16. – 1 с.

Сведения об авторах

Филиппов Александр Иванович, д. т. н., профессор, Салаватский филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, тел. 8(347)3432250, e-mail: info@rusoil.net

Щеглова Екатерина Павловна, преподаватель, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2420370, e-mail: ekaterina-scheglova@rambler.ru

Information about the authors

Filippov A. I., Doctor of Engineering, Professor at Ufa State Petroleum Technological University, Salavat branch, phone: 8(347)3432250, e-mail: info@rusoil.net

Shcheglova E. P., Teacher, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, phone: 8(347)2420370, e-mail: ekaterina-scheglova@rambler.ru

Химия и технология переработки нефти и газа

УДК 620.197.3

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ КОНСЕРВАЦИОННОГО СОСТАВА В КИСЛЫХ ВОДНЫХ СРЕДАХ

DEVELOPMENT AND RESEARCH CONSERVATION OF THE COMPOSITION IN ACIDIC AQUEOUS MEDIA

А. Е. Спивак, А. Б. Лаптев, С. Е. Черепашкин, О. Ю. Цыпышев, Д. Е. Бугай
A. E. Spivak, A. B. Laptev, S. E. Cherepashkin, O. Yu. Tsypyshev, D. E. Bugai

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов, г. Москва
ЗАО «Научно-производственное и инвестиционное предприятие «Уралхиминвест», Республика Башкортостан, г. Уфа

Ключевые слова: консервация трубопроводов; ингибитор коррозии; нейтритизатор; биоцид
Key words: conservation of pipelines; corrosion inhibitor; pH Adjuster; biocide

Консервация трубопроводов в период строительства, вывода из эксплуатации и гидроиспытаний сопряжена с неизбежным попаданием в полость нежелательных компонентов водной среды — это собственно вода, вызывающая коррозию; соли и минеральные вещества, образующие отложения на внутренней поверхности; микроорганизмы, приводящие к заражению трубопровода, образованию колоний, изменению состава среды и интенсивной локальной коррозии внутренней поверхности.