

УДК 532.546

DOI: 10.46698/VNC.2026.36.15.001

Оригинальная статья

Определение параметров зоны нарушения фильтрационных свойств пласта по данным термогидродинамических исследований

А.Ш. Рамазанов[✉], Ф.Ф. Давлетшин[✉], Д.Ф. Исламов[✉], Р.З. Акчурин[✉]Уфимский университет науки и технологии, Россия, 450076, г. Уфа,
ул. З. Валиди, 32, e-mail: felix8047@mail.ru

Статья поступила: 25.08.2025, доработана: 06.02.2026, принята к публикации: 09.02.2026

Резюме: Актуальность работы. Оценка параметров прискважинной зоны пласта (ПЗП), таких как радиус и проницаемость зоны нарушения фильтрационных свойств, является ключевой задачей для планирования и контроля эффективности геолого-технических мероприятий. Существующие методы диагностики имеют ограничения, особенно в широко распространенных на практике условиях двухфазной (нефть-вода) фильтрации. Классические подходы, разработанные для однофазной среды, требуют адаптации и валидации для более сложных многофазных систем. **Цель.** Разработка и апробация простой и физически обоснованной методики для последовательного определения радиуса и проницаемости зоны нарушения в ПЗП по данным нестационарной термометрии при двухфазной фильтрации нефти и воды. **Объект и методы.** Объектом исследования является процесс неизотермической двухфазной фильтрации в пласте с радиальной неоднородностью. Методологической основой работы является новое аналитическое решение для нестационарного температурного поля, учитывающее термодинамические эффекты. Методика интерпретации основана на билинейной аппроксимации диагностического графика температуры в полулогарифмических координатах и нахождении точки пересечения линейных трендов, соответствующих фильтрации в нарушенной и ненарушенной зонах пласта. Апробация методики проведена путем сравнения ее результатов с данными численного моделирования в Ansys. **Результаты.** Разработана пошаговая методика, позволяющая последовательно определять проницаемость и радиус нарушенной зоны в ПЗП. Показано, что время прихода теплового сигнала от границы зон определяется по точке пересечения аппроксимирующих прямых, что позволяет вычислить радиус зоны нарушения. Проницаемости зон определяются по тангенсам углов наклона этих прямых. Численный эксперимент подтвердил высокую точность методики: погрешность определения радиуса зоны нарушения составила 1.4 %, а проницаемостей – менее 8 %. Установлено, что небольшая погрешность обусловлена физическими эффектами (теплопроводность, сжимаемость), не учтенными в аналитической модели. **Выводы.** Разработанная методика является эффективным инструментом для экспресс-диагностики состояния ПЗП, применимым в практических условиях двухфазного потока.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, прискважинная зона пласта, термометрия, аналитическое решение, логарифмическая производная, проницаемость, радиус зоны нарушения, термогидродинамические исследования.

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда по теме: «Создание теоретических основ новой технологии диагностики неоднородных пластов при многофазном потоке с учетом термогидродинамических эффектов» (проект № 25-29-00803).

Для цитирования: Рамазанов А.Ш., Давлетшин Ф.Ф., Исламов Д.Ф., Акчурин Р.З. Определение параметров зоны нарушения фильтрационных свойств пласта по данным термогидродинамических исследований. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(1): 154-167. DOI: 10.46698/VNC.2026.36.15.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.36.15.001

Original paper

Determination of parameters of the zone of impaired reservoir permeability based on thermal hydrodynamic studies

A.Sh. Ramazanov^{ORCID}, F.F. Davletshin^{ORCID}, D.F. Islamov^{ORCID}, R.Z. Akchurin^{ORCID}

Ufa University of Science and Technology, 32 Z. Validi Str., Ufa 450076,
Russian Federation, e-mail: felix8047@mail.ru

Received: 25.08.2025, revised: 06.02.2026, accepted: 09.02.2026

Abstract: Relevance. Evaluation of near-wellbore zone (NWZ) parameters, such as radius and permeability of the filtration property disturbance zone, is a key task for planning and monitoring the efficiency of geological and technical measures. Existing diagnostic methods have limitations, especially under widely used conditions of two-phase (oil-water) filtration. Classical approaches developed for a single-phase medium require adaptation and validation for more complex multiphase systems. **Aim.** Development and testing of a simple and physically sound technique for sequential determination of the radius and permeability of the disturbance zone in the NWZ based on non-stationary thermometry data during two-phase oil and water filtration. **Object and methods.** The object of the study is the process of non-isothermal two-phase filtration in a formation with radial heterogeneity. The methodological basis of the work is a new analytical solution for a non-stationary temperature field that takes into account thermodynamic effects. The interpretation technique is based on the bilinear approximation of the diagnostic temperature graph in semi-logarithmic coordinates and finding the intersection point of the linear trends corresponding to filtration in the disturbed and undisturbed formation zones. The technique was tested by comparing its results with the data of numerical modeling in Ansys. **Results.** A step-by-step technique has been developed that allows sequentially determining the permeability and radius of the disturbed zone in the NWZ. It is shown that the time of arrival of the thermal signal from the zone boundary is determined by the intersection point of the approximating lines, which allows calculating the radius of the disturbed zone. The permeabilities of the zones are determined by the tangents of the angles of inclination of these lines. A numerical experiment confirmed the high accuracy of the technique: the error in determining the radius of the disturbed zone was 1.4 %, and the permeabilities were less than 8 %. It was found that a small error is due to physical effects (thermal conductivity, compressibility) not taken into account in the analytical model. **Conclusions.** The developed technique is an effective tool for express diagnostics of the state of the NWZ, applicable in practical conditions of two-phase flow.

Keywords: two-phase filtration, near-wellbore zone, thermometry, analytical solution, logarithmic derivative, permeability, radius of disturbance zone, thermohydrodynamic studies.

Acknowledgments: *The work was carried out with the financial support of the Russian Science Foundation on the topic: "Creation of theoretical foundations for a new technology for diagnosing heterogeneous formations with a multiphase flow taking into account thermohydrodynamic effects" (project No. 25-29-00803).*

For citation: Ramazanov A.Sh., Davletshin F.F., Islamov D.F., Akchurin R.Z. Determination of parameters of the zone of impaired reservoir permeability based on thermal hydrodynamic studies. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(1): 154-167. DOI: 10.46698/VNC.2026.36.15.001

Введение

Эффективность разработки нефтегазовых месторождений напрямую зависит от продуктивности пластов, причем продуктивность определяется не только проницаемостью коллектора, но и фильтрационно-емкостными свойствами прискважинной зоны. Проблема деградации прискважинной зоны пласта (ПЗП) вследствие естественных процессов, таких как кольматация вследствие отложения солей, асфальтенов, смол и парафинов, особенно остра для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, включая сложные газоконденсатные объекты Северного Кавказа [Гасумов, 2016]. К этому естественному ухудшению может добавиться значительный техногенный ущерб: в частности, некорректный выбор жидкостей глушения при проведении капитального ремонта приводит к необратимому загрязнению порового пространства и дополнительному снижению продуктивности [Гасумов, Гасумов, 2025]. Для борьбы с ухудшением фильтрационных характеристик ПЗП применяются различные методы интенсификации притока [Anikin et al., 2022], эффективность которых напрямую зависит от точной диагностики параметров нарушенной зоны.

Традиционные методы оценки состояния ПЗП, такие как гидродинамические исследования скважин (ГДИ), позволяют определить интегральный скин-фактор, но не дают возможности разделить его на составляющие, связанные с геометрией и фильтрационными свойствами зоны нарушения [Bourdet, 2002; Давлетбаев и др., 2023]. В результате снижается эффективность планирования и оптимизации работ по интенсификации притока [Ситдииков, 2023].

Одним из наиболее перспективных подходов является термогидродинамическое зондирование, основанное на анализе динамики забойной температуры. Информативность метода базируется на проявлении термодинамических эффектов (в первую очередь, эффекта Джоуля-Томсона), интенсивность которых напрямую связана с градиентом давления и, следовательно, с проницаемостью зондируемого участка среды [Чекалюк, 1965]. Основы метода для однофазной фильтрации были развиты в ряде работ, где были предложены аналитические и численные подходы для определения параметров ПЗП при однофазной фильтрации жидкости [Рамазанов, Исламов, 2017; Duru, Horne, 2011; Исламов, Рамазанов, 2022]. Особую популярность приобрел анализ логарифмической производной температуры, позволяющий по характерным точкам на кривой оценивать границы зон с различной проницаемостью [Panini, Onur, 2018].

Тем не менее, подавляющее большинство месторождений разрабатывается в условиях двухфазной (нефть-вода) или многофазной (газ-нефть-вода) фильтрации. Этот факт значительно усложняет интерпретацию, так как теплофизические и гидродинамические свойства отдельных фаз потока сильно различаются. Численные исследования подтвердили принципиальную чувствительность температурного поля к параметрам ПЗП при многофазной фильтрации газ-нефть [Гайдуков и др., 2016; Sharafutdinov et al., 2017]. Однако практическое применение этих результатов затруднено из-за отсутствия простой и надежной методики интерпретации промысловых данных.

Современные исследования активно используют данные распределенных оптоволоконных систем (DTS/DAS) для мониторинга. Основной фокус этих работ направлен на диагностику проблем вдоль ствола скважины, таких как обнаружение утечек и оценка целостности конструкции [Noble et al., 2021; Cherubini et al., 2023], а также на количественную оценку профилей притока и закачки [Mahue et al., 2022; Ипатов и др., 2023]. Например, в работе [Luo et al., 2020] представлен комплексный инверсионный подход для определения профиля двухфазного потока в горизонтальных скважинах. В то же время, развивается перспективное направление по определению

фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны пласта. Наиболее инновационные подходы involve применение методов машинного обучения; например, в исследовании [Li et al., 2022] сверточная нейронная сеть используется для непосредственного оценивания проницаемости вблизи скважины по данным распределенных температурных измерений. Так, в работе [Yoshioka et al., 2023] предложена методика интеграции данных DTS и кривых восстановления давления для количественной оценки радиуса и проницаемости зоны повреждения в нефтяных скважинах.

Несмотря на значительный научный прогресс, задача отдельной оценки геометрических и фильтрационных параметров зоны нарушения в ПЗП в условиях двухфазной фильтрации остается недостаточно проработанной. Существующие подходы не ставят такую цель и, кроме того, требуют сложных и ресурсоемких процедур численной инверсии для определения фильтрационных свойств пластов [Muradov et al., 2017; Бадертдинова, 2015]. Вышесказанное обуславливает актуальность разработки простого, физически обоснованного и практически применимого аналитического инструмента для экспресс-диагностики состояния ПЗП по данным стандартных промыслово-геофизических исследований. Целью настоящей работы является разработка и апробация методики, основанной на новом аналитическом решении, для последовательного определения радиуса и проницаемости зоны нарушения в ПЗП по данным нестационарной термометрии при двухфазной фильтрации нефти и воды.

Материалы и методы исследований

Математическая модель и аналитическое решение

Основой для разработки методики послужила математическая модель неизоэнтальной двухфазной фильтрации в пористой среде. Модель включает систему уравнений сохранения массы для каждой фазы (воды и нефти) и уравнение переноса тепла.

Уравнение сохранения массы для фазы i ($i=1$ для воды, $i=2$ для нефти):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_i \rho_i) + \text{div}(\rho_i \vec{v}_i) = 0 \quad (1)$$

где t – время; ϕ – пористость пласта; S_i – насыщенность i -той фазой; ρ – плотность флюида; \vec{v} – скорость фильтрации, описываемая обобщенным законом Дарси:

$$\vec{v}_i = \frac{k k_i}{\mu_i} \nabla p \quad (2)$$

где k – абсолютная проницаемость пласта, относительные фазовые проницаемости k_i зависят от водонасыщенности S_i , μ – вязкость фазы.

Уравнение переноса тепла (энергии) записано с учетом конвективного, кондуктивного теплопереноса и баротермического эффекта [Шарафутдинов, 1999]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[(1-\phi) \rho_s c_s T + \sum_{i=1}^2 \phi \rho_i c_i S_i T \right] + \text{div} \sum_{i=1}^2 \rho_i c_i \vec{v}_i T = \text{div}(\lambda \nabla T) - \sum_{i=1}^2 \varepsilon_i \rho_i c_i \vec{v}_i \nabla p + \sum_{i=1}^2 \phi \eta_i \rho_i c_i \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3)$$

где c – удельная теплоемкость; S – насыщенность; T – температура; p – давление; λ – теплопроводность насыщенной пористой среды; ε – коэффициент Джоуля-Томсона; η – адиабатический коэффициент; индекс s относится к скелету пористой среды.

Для получения аналитического решения был рассмотрен случай плоскорадиальной фильтрации несжимаемых фаз в жестком (несжимаемом) пласте ($\rho_i, \phi = \text{const}$) при постоянном дебите жидкости из пласта. Рассматривается гидродинамически совершенная скважина, полностью вскрывающая пласт постоянной мощности h . Слу-

чай несовершенного вскрытия пласта, приводящий к возникновению вертикальных составляющих скорости фильтрации и искажению температурного поля вблизи забоя, в рамках данной аналитической модели не учитывается.

В данной модели принимается допущение пренебрежимо малой теплопроводности среды ($\lambda=0$) и отсутствия теплообмена на границе пласт–скважина. Это обосновано конвективно-доминирующим режимом теплопереноса в ПЗП: высокая скорость фильтрации вблизи забоя позволяет пренебречь кондуктивным теплообменом с окружающими породами и элементами конструкции скважины на рассматриваемых интервалах времени. Таким образом, температура притока принимается равной температуре флюида на стенке скважины ($r=r_w$), а сток тепла из пласта определяется исключительно выносом внутренней энергии потоком жидкости через границу раздела сред. В этом случае уравнение энергии (3) сводится к неоднородному уравнению конвекции:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \vec{u}\nabla T = \Phi(\vec{r}, t) \quad (4)$$

Здесь

$$\Phi(\vec{r}, t) = \sum_{i=1}^2 \varepsilon_i \rho_i c_i \vec{v}_i \nabla p + \sum_{i=1}^2 \phi \eta_i \rho_i c_i \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

– функция распределенных тепловых источников, обусловленных баротермическим эффектом;

$$\vec{u} = \frac{\rho_1 c_1 \vec{v}_1 + \rho_2 c_2 \vec{v}_2}{C_{res}} \quad (6)$$

– скорость конвективного теплопереноса.

$$C_{res} = (1 - \phi) \rho_s c_s + \phi \sum_{i=1}^2 \rho_i c_i S_i \quad (7)$$

– объемная теплоемкость насыщенной пористой среды.

В радиальных координатах при постоянном суммарном дебите жидкости Q можно записать:

$$\begin{aligned} v_i(r) &= \frac{Q_i}{2\pi r h} \\ Q_1 &= Q \cdot W \\ Q_2 &= Q \cdot (1 - W) \end{aligned} \quad (8)$$

где h – мощность пласта, W – обводненность скважинной продукции.

Для несжимаемых фаз и скелета при постоянных граничных условиях $Q_i = \text{const}$. Такая модель известна как модель жесткого пласта или модель в приближении стационарного поля давления [Чекалюк, 1965]:

$$\vec{u}(r, t) = \frac{\rho_1 c_1 Q_1 + \rho_2 c_2 Q_2}{2\pi r h C_{res}} = \frac{u_0}{r}, \quad u_0 = \frac{\rho_1 c_1 Q_1 + \rho_2 c_2 Q_2}{2\pi h C_{res}}, \quad (9)$$

$$\Phi(\vec{r}, t) = \frac{\varepsilon_1 \rho_1 c_1 Q_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 Q_2}{2\pi h C_{res}} \frac{\partial p}{\partial r} + \phi \frac{\eta_1 \rho_1 c_1 S_1 + \eta_2 \rho_2 c_2 S_2}{C_{res}} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (10)$$

Обозначим эффективный адиабатический коэффициент для смеси:

$$\eta^* = \phi \frac{\eta_1 \rho_1 c_1 S_1 + \eta_2 \rho_2 c_2 S_2}{C_{res}} \quad (11)$$

и эффективный коэффициент Джоуля-Томсона для гомогенной смеси нефть+вода:

$$\varepsilon^* = \frac{\varepsilon_1 \rho_1 c_1 Q_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 Q_2}{\rho_1 c_1 Q_1 + \rho_2 c_2 Q_2}. \quad (12)$$

Тогда:

$$\Phi(\vec{r}, t) = \varepsilon^* \frac{u_0}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \eta^* \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (13)$$

Уравнение энергии можем переписать в виде:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{u_0}{r} \left[\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon^* \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \eta^* \frac{\partial p}{\partial t} \quad (14)$$

$$T|_{t=0} = T_{res}, \quad p|_{t=0} = P_{res}.$$

Для рассматриваемой модели для учета адиабатического эффекта при изменении давления в пласте с P_{res} до $p(r)$ можно записать задачу в виде:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{u_0}{r} \left[\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon^* \frac{\partial p}{\partial r} \right] = 0 \quad (15)$$

$$T|_{t=0} = \eta^* [p(r) - P_{res}] = f(r) \quad (16)$$

По аналогии с однофазной фильтрацией решение запишется как [Чекалюк, 1965; Рамазанов, 2017]:

$$T(r, t) = f(r_T) + \varepsilon [p(r_T) - p(r)], \quad (17)$$

$$r_T = \sqrt{r^2 + 2u_0 t}. \quad (18)$$

Здесь r_T – радиус исследования. Он представляет собой расстояние в пласте, с которого тепловой сигнал достигает скважины к моменту времени t , распространяясь со скоростью конвективного теплопереноса. Полученное аналитическое решение (17)–(18) является основой для предлагаемой методики интерпретации зарегистрированной нестационарной температуры.

Распределение давления в пласте определяется следующим образом (рис. 1):

$$p(r) = \begin{cases} P_d - \frac{Q}{2\pi h k_d \left(\frac{k_1}{\mu_1} + \frac{k_2}{\mu_2} \right)} \ln \left(\frac{r_d}{r} \right), & r_w \leq r \leq r_d \\ P_{res} - \frac{Q}{2\pi h k \left(\frac{k_1}{\mu_1} + \frac{k_2}{\mu_2} \right)} \ln \left(\frac{R}{r} \right), & r_d \leq r \leq R \end{cases} \quad (19)$$

где k_d, k – абсолютная проницаемость ближней (призабойной) и дальней (ненарушенной) зоны пласта соответственно, r_w, r_d, R – радиус скважины, нарушенной зоны и контура питания соответственно, P_d – давление на границе зоны нарушения фильтрационных свойств:

$$P_d = P_{res} - \frac{Q}{2\pi hk} \left(\frac{k_1}{\mu_1} + \frac{k_2}{\mu_2} \right) \ln \left(\frac{R}{r_d} \right) \quad (20)$$

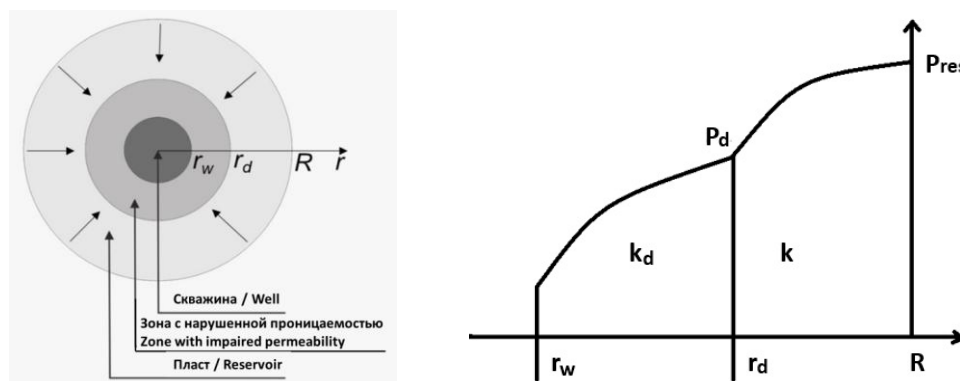


Рис. 1. Геометрия модели (слева) и распределения давления в пласте (справа) /
Fig. 1. Geometry of the model (left) and pressure distribution in the reservoir (right)

Методика определения параметров зоны нарушения

Предлагаемая методика основана на анализе диагностического графика зависимости забойной температуры от натурального логарифма времени $T(\ln(t))$. Теоретическая модель (17)–(19) предсказывает, что для пласта с радиальной неоднородностью этот график должен состоять из двух прямолинейных участков с различными наклонами, соответствующими фильтрации в нарушенной (ПЗП) и ненарушенной зонах пласта. Однако в реальных условиях (в том числе и при численном моделировании) переход между этими участками является плавным из-за влияния сглаживающих физических эффектов (теплопроводность, сжимаемость).

Ввиду плавности перехода, определение границы зон по логарифмической производной $\partial T / \partial(\ln(t))$ может приводить к погрешностям. Поэтому был применен более устойчивый алгоритм, основанный на билинейной аппроксимации температурной кривой, который включает следующие этапы:

1. *Идентификация линейных участков.* На диагностическом графике $T(\ln(t))$ визуально или алгоритмически определяются два интервала времени, соответствующие линейным трендам. Первый интервал характеризует фильтрацию внутри ПЗП, второй – в ненарушенной части пласта [Исламов, Рамазанов, 2022].

2. *Билинейная регрессия.* Для каждого из выбранных интервалов данных методом наименьших квадратов (МНК) строятся независимые аппроксимирующие прямые:

$$T_1(\ln t) = m_1 \ln t + b_1 \text{ для первого интервала (ПЗП);}$$

$$T_2(\ln t) = m_2 \ln t + b_2 \text{ для второго интервала (пласт).}$$

Здесь m_1, m_2 – тангенсы углов наклона (коэффициенты, характеризующие интенсивность баротермического эффекта) для соответствующей зоны, а b_1 и b_2 – свободные члены линейной регрессии.

3. *Определение времени перехода (τ) и радиуса нарушенной зоны (r_d).* После нахождения оптимальных аппроксимирующих прямых вычисляется точка их пересечения. Абсцисса этой точки $\ln(\tau)$ соответствует логарифму времени перехода теплового фронта через границу ПЗП:

$$\ln \tau = \frac{b_2 - b_1}{m_2 - m_1}$$

Время перехода τ вычисляется как $\tau = \exp(\ln(\tau))$. Зная τ и предварительно рассчитанный по промысловым данным параметр скорости конвекции u_0 (формула 9), радиус нарушенной зоны r_d определяется из выражения (18).

4. *Определение проницаемостей (k_d и k).* Тангенсы углов наклона m_1 и m_2 , полученные на шаге 2, напрямую характеризуют интенсивность эффекта Джоуля-Томсона. Проницаемость k (в м^2) связана с наклоном m следующим соотношением, выведенным из аналитического решения:

$$k = \frac{\varepsilon^* Q}{4\pi h \alpha m}$$

где

$$\alpha = \frac{k_1}{\mu_1} + \frac{k_2}{\mu_2}$$

– коэффициент, характеризующий суммарную подвижность фаз.

Проницаемость нарушенной зоны k_d вычисляется на основе наклона m_1 , а проницаемость пласта k – на основе наклона m_2 .

Данный алгоритм позволяет объективно и с высокой точностью определить как геометрические (r_d), так и фильтрационные (k_d , k) параметры ПЗП, анализируя стабильные линейные тренды на диагностическом графике.

Следует отметить, что при известной проницаемости пласта (определенной, например, по данным ранее проведенных гидродинамических исследований) проницаемость зоны нарушения может быть напрямую вычислена на основе наклона линейных участков диагностического графика:

$$k_d = k \frac{m_2}{m_1}.$$

Результаты и их обсуждение

Для апробации и демонстрации предложенной методики был проведен численный эксперимент. В программном комплексе Ansys была создана модель неизотермической двухфазной фильтрации, максимально полно учитывающая физические процессы, включая конвективный и кондуктивный теплоперенос, дроссельный и адиабатические эффекты, сжимаемость флюидов и скелета. В эту модель были заложены следующие фактические (эталонные) параметры:

- **Свойства флюидов и пласта:** плотность воды $\rho_l = 1000 \text{ кг/м}^3$, плотность нефти $\rho_2 = 800 \text{ кг/м}^3$, плотность скелета породы 2650 кг/м^3 , вязкость воды $\mu_1 = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость нефти $\mu_2 = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; удельная теплоемкость воды $c_l = 4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, нефти $c_2 = 2100 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, скелета породы $c_{sk} = 800 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$; пористость $\phi = 0.2$.

- **Фактические параметры ПЗП:** радиус $r_d = 0.6 \text{ м}$; проницаемость $k_d = 10 \text{ мД}$.

- **Фактические параметры пласта:** абсолютная проницаемость $k = 100 \text{ мД}$, толщина $h = 1 \text{ м}$. Относительные фазовые проницаемости k_i заданы в модельном виде как функции водонасыщенности пласта S_l :

$$\begin{aligned} k_1 &= S_1^2 \\ k_2 &= (1 - S_1)^2 \end{aligned}.$$

- **Режим работы:** постоянный суммарный дебит жидкости $Q = 4 \text{ м}^3/\text{сут}$ при водонасыщенности $s_l = 0.5$, что соответствует обводненности продукции 83.3%.

Полученная в результате численного моделирования кривая изменения забойной

температуры во времени рассматривалась как «синтетические промысловые данные». Эти данные были обработаны с помощью разработанной методики.

Центральным этапом интерпретации является анализ диагностического графика в координатах $T(\ln(t))$, представленного на рисунке 2. На графике показаны данные численного моделирования, выделенные участки, использованные для линейной регрессии, и результирующие аппроксимирующие прямые для прискважинной зоны (Зона 1) и удаленной части пласта (Зона 2).

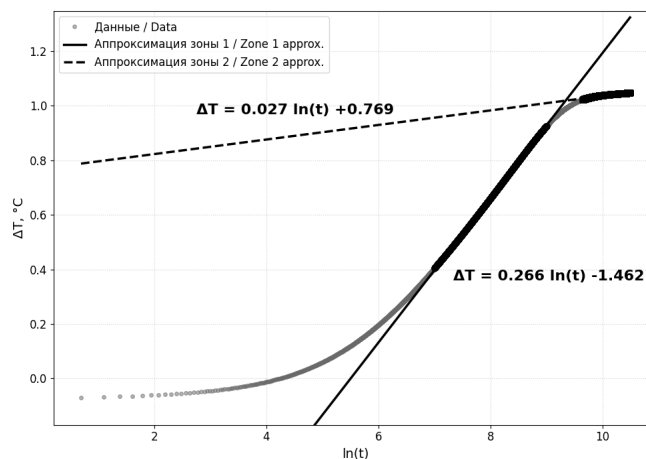


Рис. 2. Диагностический график $T(\ln t)$ с билинейной аппроксимацией для определения параметров ПЗП /

Fig. 2. Diagnostic graph $T(\ln t)$ with bilinear approximation for determining the near-wellbore zone parameters

Пошаговая обработка данных:

1. *Определение наклонов и времени перехода.* С помощью билинейной регрессии по участкам, показанным на рисунке 2, были определены наклоны прямых: $m_1 = 0.266$ и $m_2 = 0.027$. Соотношение наклонов m_1/m_2 составило 9.95, что практически совпадает с соотношением проницаемостей пласта и ПЗП ($100/10 = 10$). Время, соответствующее точке пересечения прямых, составило $\tau \approx 11408$ с (около 3.17 часов).

2. *Расчет параметров ПЗП.* Используя полученные m_2 , m_1 и τ , по описанным выше алгоритмам были рассчитаны искомые параметры: радиус нарушенной зоны r_d , проницаемость ПЗП k_d и проницаемость пласта k .

Сводные результаты сопоставления фактических и рассчитанных по методике параметров представлены в таблице 1.

Таблица 1 Table 1

Сравнение фактических и расчетных параметров ПЗП / Comparison of actual and calculated parameters of the near-wellbore zone

Параметр / Parameter	Фактическое значение / Actual value	Расчетное значение (по методике) / Calculated value (by methodology)	Относительная погрешность, % / Relative error, %
Радиус нарушенной зоны, r_d (м) / Radius of the disturbed zone, r_d (m)	0.60	0.592	1.4
Проницаемость ПЗП, k_d (мД) / near-wellbore permeability, k_d (mD)	10.0	10.79	7.9
Проницаемость пласта, k (мД) / Reservoir permeability, k (mD)	100.0	107.30	7.3

Как видно из таблицы, предложенная методика позволяет определить радиус нарушенной зоны с погрешностью 1.4 %, а проницаемости прискважинной зоны и пласта – с погрешностями 7.9 % и 7.3 % соответственно. Столь высокая точность подтверждает адекватность предложенного аналитического подхода. Небольшое расхождение является закономерным и обусловлено влиянием физических факторов (теплопроводность, сжимаемость), которые не учитываются в аналитическом решении, но присутствуют в “синтетических” данных Ansys.

Для демонстрации общего качества аппроксимации на рисунках 3 и 4 приведено сравнение исходной кривой температуры из Ansys и модельной кривой, построенной по аналитическому решению с использованием найденных параметров. Видно хорошее качественное и количественное совпадение, что подтверждает как корректность используемой аналитической модели, так и интерпретации.

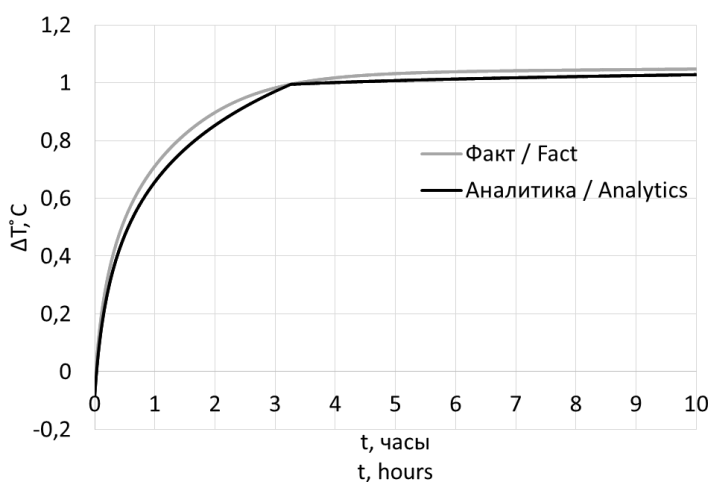


Рис. 3. Сравнение кривых $T(t)$: данные Ansys и аналитическая модель /

Fig. 3. Comparison of $T(t)$ curves: Ansys data and analytical model

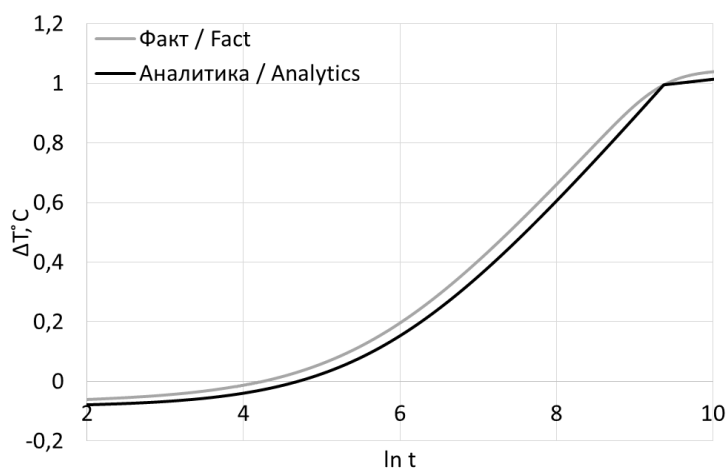


Рис. 4. Сравнение кривых $T(\ln t)$: данные Ansys и аналитическая модель /

Fig. 4. Comparison of $T(\ln t)$ curves: Ansys data and analytical model

Таким образом, результаты численного эксперимента убедительно доказывают практическую применимость разработанного подхода для экспресс-оценки состояния ПЗП.

Заключение

В настоящей работе представлена новая практическая методика для отдельной количественной оценки параметров прискважинной зоны пласта (радиуса и проницаемости) в условиях двухфазной фильтрации нефти и воды. Методика основана на разработанном аналитическом решении для нестационарного температурного поля.

Ключевым преимуществом предложенного подхода является последовательная и независимая оценка параметров ПЗП путем независимой аппроксимации линейных участков, соответствующих различным зонам на диагностическом графике $T(\ln t)$, и расчета точки их пересечения. Показано, что радиус нарушенной зоны надежно определяется по времени, соответствующему этой точке, в то время как проницаемости зон определяются по наклонам аппроксимирующих прямых.

Апробация методики на синтетических данных, полученных с помощью численного моделирования в Ansys, продемонстрировала высокую точность подхода. Определенные по аналитической методике параметры ПЗП согласуются с фактическими значениями с погрешностью порядка 1 % для радиуса и менее 8 % для проницаемостей, что является высоким показателем для экспресс-метода. Небольшое расхождение объясняется влиянием сглаживающих физических процессов, не учитываемых в аналитической модели.

Таким образом, разработанная методика представляет собой простой, физически обоснованный и эффективный инструмент для диагностики состояния ПЗП, дополняющий методы интерпретации данных термогидродинамических исследований для двухфазных систем.

Литература

1. Бадертдинова Е.Р. Определение фильтрационных и теплофизических параметров слоистого пласта по результатам термогидродинамических и гидродинамических исследований вертикальных скважин на основе теории регуляризации. // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18. № 5. – С. 194–198.
2. Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В., Новиков А.В. Исследование термогидродинамических процессов при многофазной фильтрации флюидов к скважине в техногенно-измененном пласте со вторичным вскрытием с целью определения параметров околоскважинной зоны. SPE-181964. // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. М.: 2016, – С. 1–14. DOI: 10.2118/181964-MS.
3. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа). // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 556–563. DOI: 10.18454/PMI.2016.4.556.
4. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Сохранение фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции. // Геология и геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 2. – С. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001.
5. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Уразов Р.Р., Сарапулова В.В. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах. Новосибирск: ООО «ДОМ МИРА», 2023. – 176 с.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Худиев Э.Р. и др. Результативность глубинного распределенного оптоволоконного мониторинга работы горизонтальных скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса, в «Газпром нефти». // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 12. – С. 58–63.
7. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Исследование неизотермической двумерной фильтрации в слоистом пласте. // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2022. – № 75. – С. 100–112. DOI: 10.17223/19988621/75/9.
8. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2017. – 114 с.

9. Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф. Аналитическая модель нестационарной температуры в неоднородном пласте. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. № 5. – С. 39–48.
10. Ситдииков М.Р. Применение симуляторов ОПЗ, ГРП И РИР в нефтесервисе и добыче. // Инженерная практика. – 2023. – № 5. – С. 12–18.
11. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. – 238 с.
12. Шарифутдинов Р.Ф. Баротермический эффект при фильтрации аномальной нефти и воды. // Прикладная механика и техническая физика. – 1999. – Т. 40. №3. – С. 18–21.
13. Anikin O.V., Bolotov A.V., Minkhanov I.F. et al. Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Vol. 12. – pp. 2587–2598. DOI: 10.1007/s13202-022-01507-z.
14. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002. – 426 p.
15. Cherubini A., Richard S., Jestin C. et al. Real-time downhole monitoring using DAS and DTS: a new technology for leak detection and well integrity. // In: Proceedings of International Petroleum Technology Conference. Bangkok, Thailand, 2023. – 7 p. Paper IPTC-23102-EA. DOI: 10.2523/IPTC-23102-EA.
16. Duru O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: Applications to Characterization of Near-Wellbore Reservoir Structures. // In: Proceedings of SPE ATCE. Denver, Colorado, USA, 2011. – pp. 1977–1994. Paper SPE 146614. DOI: 10.2118/146614-MS.
17. Li Y., Zhu D., Hill A.D. Near-wellbore permeability estimation from distributed temperature sensing data during vertical well testing using deep learning. // SPE Journal. – 2022. – Vol. 27. No. 01. – pp. 526–543.
18. Luo H., Jiang B., Li H. et al. Flow rate profile interpretation for a two-phase flow in multistage fractured horizontal wells by inversion of DTS data. // ACS Omega. – 2020. – Vol. 5. No. 34. – pp. 21728–21744. DOI: 10.1021/acsomega.0c02639.
19. Mahue V., Dawson P., Jimenez E. et al. Advances in an integrated analysis workflow of distributed acoustic sensing and distributed temperature sensing for water injection profiling on a horizontal well. // In: Proceedings of ADIPEC. Abu Dhabi, UAE, 2022. – Paper SPE-211584-MS. DOI: 10.2118/211584-MS.
20. Muradov K., Davies D., Durham C., Waterhouse R. Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the Golden Eagle Field. // In: Proceedings of SPE Europec. Paris, France, 2017. – Paper SPE 185817-MS. DOI: 10.2118/185817-MS.
21. Noble L., Rees H., Thiruvengathan P., Langnes T. Using distributed fibre optic sensing to recover well integrity and restore production. // In: Proceedings of SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. Virtual, 2021. Paper SPE-204450-MS. DOI: 10.2118/204450-MS.
22. Panini F., Onur M. Parameter estimation from sandface drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. // In: Proceedings of SPE Europec. Copenhagen, Denmark, 2018. Paper SPE 190773-MS. DOI: 10.2118/190773-MS.
23. Sharafutdinov R.F., Bochkov A.S., Sharipov A.M., Sadretdinov A.A. Filtration of live oil in the presence of phase transitions in a porous medium with inhomogeneous permeability. // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2017. – Vol. 58. No. 2. – pp. 271–274.
24. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D., Dawkrajai P. Integration of distributed temperature sensing and pressure transient analysis for quantitative near-wellbore characterization in oil wells. // SPE Journal. – 2023. – Vol. 28. No. 01. – pp. 412–426.

References

1. Badertdinova E.R. Determination of filtration and thermophysical parameters of a layered formation based on the results of thermohydrodynamic and hydrodynamic studies of vertical wells using regularization theory. Herald of Technological University. 2015. Vol. 18. No. 5. pp. 194–198. (In Russ.)
2. Gaydukov L.A., Posvyanskii D.V., Novikov A.V. Study of thermohydrodynamic processes during multiphase fluid filtration to a well in a technogenically-altered formation with secondary

opening for near-wellbore zone parameters determination. In: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition SPE-181964. Moscow. 2016. pp. 1–14. DOI: 10.2118/181964-MS. (In Russ.)

3. Gasumov R.A. The specifics of operating minor deposits (as given by the examples of gas condensate deposits of the Northern Caucasus). *Journal of Mining Institute*. 2016. Vol. 220. p. 556–563. DOI: 10.18454/PMI.2016.4.556. (In Russ.)

4. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Preservation of filtration and capacity properties of productive formations during their temporary isolation. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2025. Vol. 15. No.2. pp. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001. (In Russ.)

5. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. Hydrodynamic studies of wells in low-permeability reservoirs. Novosibirsk. DOM MIRA LLC. 2023. 176 p. (In Russ.)

6. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Khudiev E.R. et al. The effectiveness of downhole distributed fiber-optic monitoring of ESP horizontal wells production in the Gazprom Neft. *Oil Industry Journal*. 2023. No. 12. pp. 58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-58-63. (In Russ.)

7. Islamov D.F., Ramazanov A.Sh. Investigation of nonisothermal two dimensional filtration in multilayer reservoir. *Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 2022. No. 75. pp. 100–112. DOI: 10.17223/19988621/75/9. (In Russ.)

8. Ramazanov A.Sh. Theoretical foundations of well thermometry: A textbook. Ufa. Bashkir State University. 2017. 114 p. (In Russ.)

9. Ramazanov A.Sh., Islamov D.F. Analytical model of nonstationary temperature in heterogeneous reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2017. Vol. 328. No. 5. pp. 39–48. (In Russ.)

10. Sitdikov M.R. Application of near-wellbore, hydraulic fracturing and inflow stimulation simulators in oilfield services and production. *Engineering Practice*. 2023. No. 5. pp. 12–18. (In Russ.)

11. Chekalyuk E.B. Thermodynamics of an oil reservoir. Moscow. Nedra. 1965. 238 p. (In Russ.)

12. Sharafutdinov R.F. Barothermic effect in filtration of anomalous oil and water. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 1999. Vol. 40. No. 3. pp. 375–378. (In Russ.)

13. Anikin O.V., Bolotov A.V., Minkhanov I.F. et al. Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2022. Vol. 12. pp. 2587–2598. DOI: 10.1007/s13202-022-01507-z.

14. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Amsterdam. Elsevier. 2002. 426 p.

15. Cherubini A., Richard S., Jestin C. et al. Real-time downhole monitoring using DAS and DTS: a new technology for leak detection and well integrity. In: *Proceedings of International Petroleum Technology Conference*. Bangkok, Thailand. 2023. 7 p. Paper IPTC-23102-EA. DOI: 10.2523/IPTC-23102-EA.

16. Duru O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: Applications to Characterization of Near-Wellbore Reservoir Structures. In: *Proceedings of SPE ATCE*. Denver, Colorado, USA. 2011. pp. 1977–1994. Paper SPE 146614. DOI: 10.2118/146614-MS.

17. Li Y., Zhu D., Hill A.D. Near-wellbore permeability estimation from distributed temperature sensing data during vertical well testing using deep learning. *SPE Journal*. 2022. Vol. 27. No. 01. pp. 526–543.

18. Luo H., Jiang B., Li H. et al. Flow rate profile interpretation for a two-phase flow in multistage fractured horizontal wells by inversion of DTS data. *ACS Omega*. 2020. Vol. 5. No. 34. pp. 21728–21744. DOI: 10.1021/acsomega.0c02639.

19. Mahue V., Dawson P., Jimenez E. et al. Advances in an integrated analysis workflow of distributed acoustic sensing and distributed temperature sensing for water injection profiling on a horizontal well. In: *Proceedings of ADIPEC*. Abu Dhabi, UAE. 2022. Paper SPE-211584-MS. DOI: 10.2118/211584-MS.

20. Muradov K., Davies D., Durham C., Waterhouse R. Transient pressure and temperature interpretation in intelligent wells of the Golden Eagle Field. In: *Proceedings of SPE Europec*. Paris, France. 2017. Paper SPE 185817-MS. DOI: 10.2118/185817-MS.

21. Noble L., Rees H., Thiruvengathan P., Langnes T. Using distributed fibre optic sensing to recover well integrity and restore production. In: Proceedings of SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. Virtual. 2021. Paper SPE-204450-MS. DOI: 10.2118/204450-MS.

22. Panini F., Onur M. Parameter estimation from sandface drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. In: Proceedings of SPE Europec. Copenhagen, Denmark. 2018. Paper SPE 190773-MS. DOI: 10.2118/190773-MS.

23. Sharafutdinov R.F., Bochkov A.S., Sharipov A.M., Sadretdinov A.A. Filtration of live oil in the presence of phase transitions in a porous medium with inhomogeneous permeability. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2017. Vol. 58. No. 2. pp. 271–274.

24. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D., Dawkrajai P. Integration of distributed temperature sensing and pressure transient analysis for quantitative near-wellbore characterization in oil wells. *SPE Journal*. 2023. Vol. 28. No. 01. pp. 412–426.