

## Исследование температурного поля в газоконденсатных пластах с учетом термодинамических эффектов

Рамиль Фаизырович Шарафутдинов, Ильдар Вакифович Канафин✉,  
Сабрина Бужогра

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
Контакт для переписки: [vradlik@gmail.com](mailto:vradlik@gmail.com)✉

**Аннотация.** На основе моделирования неізотермической фильтрации многофазного флюида с учетом термогидродинамических эффектов и теплоты конденсации исследуется формирование поля температуры в однородной пористой среде при различном давлении начала конденсации. Получена численная модель одномерной двухфазной фильтрации с учетом фазового перехода. Тестирование численного решения проведено на основе известного аналитического решения неізотермической двухфазной фильтрации в пласте с учетом переноса массы.

Рассмотрено изменение дебита газа при выпадении конденсата и изменение температуры во времени на стенке скважины. Показано, что в зависимости от давления начала конденсации (радиуса начала конденсации в пласте) наблюдается различный темп формирования температурного поля в пласте после пуска скважины в работу: температурная аномалия может быть положительной, отрицательной или инверсной.

Результаты численных экспериментов могут быть использованы при планировании проведения промысловых исследований в газоконденсатных скважинах.

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, термогидродинамические процессы, неізотермическая фильтрация, многофазная фильтрация, теплота конденсации, эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект


**Благодарности:** работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-77-01066, <https://rscf.ru/project/23-77-01066/>).

**Цитирование:** Шарафутдинов Р. Ф., Канафин И. В., Бужогра С. 2023. Исследование температурного поля в газоконденсатных пластах с учетом термодинамических эффектов // Вестник Тюменского государственного университета.

## Investigation of the temperature field in gas condensate reservoirs taking into account thermodynamic effects

Ramil F. Sharafutdinov, Ildar V. Kanafin , Sabrina Boudjoghra

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Corresponding author: [vradlik@gmail.com](mailto:vradlik@gmail.com) 

**Abstract.** Based on modeling of non-isothermal filtration of a multiphase fluid, taking into account thermohydrodynamic effects and heat of condensation, the formation of a temperature field in a homogeneous porous medium at different pressures at the onset of condensation is studied. A numerical model of one-dimensional two-phase filtration taking into account the phase transition is obtained. Testing of the numerical solution was carried out on the basis of a well-known analytical solution for non-isothermal two-phase filtration in a reservoir taking into account mass transfer.

The change in gas flow rate during condensate precipitation and the change in temperature over time on the well wall are considered. It is shown that, depending on the pressure of the onset of condensation (the radius of the onset of condensation in the formation), a different rate of formation of the temperature field in the formation is observed after the well is put into operation: the temperature anomaly can be positive, negative or inverse.

The results of numerical experiments can be used when planning field studies in gas condensate wells.

**Keywords:** gas condensate field, thermohydrodynamic processes, non-isothermal filtration, multiphase filtration, heat of condensation, Joule–Thomson effect, adiabatic effect

**Acknowledgements:** the research was supported by the Russian Science Foundation (project No. 23-77-01066, <https://rscf.ru/en/project/23-77-01066/>).

**Citation:** Sharafutdinov, R. F., Kanafin, I. V., & Boudjoghra, S. (2023). Investigation of the temperature field in gas condensate reservoirs taking into account thermodynamic effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(4), 18–30. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-18-30>

Received September 13, 2023; Reviewed November 9, 2023; Accepted December 15, 2023

## Введение

Температурное поле при неизотермической фильтрации газовых конденсатов зависит от нескольких факторов, таких как давление, плотность, состав, теплообменные процессы, термодинамические эффекты и т. д. Исследованию фильтрации газоконденсата посвящены многочисленные публикации отечественных и зарубежных авторов [Fourier, 1822/2009; Чекалюк, 1965; Brezis, 1983; Edmister, Lee, 1984; Валиуллин, Рамазанов, 1992; Валиуллин и др., 1994, 1995; Dhombres, Robert, 1998; Darrigol, 2005; Валиуллин и др., 2008]. Основное внимание в этих работах уделяется вопросам моделирования фильтрации газоконденсата с учетом фазового равновесия, многокомпонентности состава газа. Практически не изучены процессы неизотермической фильтрации газового конденсата с учетом термодинамических эффектов и теплоты конденсации. Знание закономерностей образования газового конденсата и формирования теплового поля при этом позволяет диагностировать состояние залежи, прогнозировать появление конденсатных пробок, выявлять работающие интервалы.

На сегодняшний день методы численного моделирования позволяют подбирать оптимальный режим работы скважины и наиболее эффективно производить разработку эксплуатируемых газоконденсатных месторождений, а также планировать проведение промыслово-геофизических исследований скважин.

В работе [Roussennac, 2001] рассматриваются особенности двухфазного потока в газоконденсатной модели. Пласт разделяется на три зоны: 1) дальнюю зону с однофазной фильтрацией газа, 2) среднюю область выпадения конденсата и 3) прискважинную область фильтрации газа и нефти. Показано, что снижение подвижности газа в призабойной зоне пласта усложняет интерпретацию результатов гидродинамических исследований (ГДИС). В связи с тем, что в большинстве случаев кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) неизвестны, авторы также делают вывод, что это может внести значительную неопределенность в интерпретацию ГДИС. В настоящей работе предпринимается аналогичный подход при построении математической модели.

Работа [El Aily и др., 2013] посвящена исследованию газоконденсатной системы в условиях постоянных величин массы и объема. Получена новая эмпирическая зависимость для оценки давления конденсации для газоконденсатных пластов с разным составом флюида и пластовой температуры. Для анализа использованы PVT-данные большого количества проб газоконденсатной смеси при разных пластовых давлениях и температурах. Результаты получены с высокой точностью: абсолютная погрешность составила не выше 2,5%.

Авторы работы [Liu и др., 2013] исследовали образцы газового конденсата с месторождений Китая при высоком давлении. Определены состав, точка росы под давлением и сжимаемость образующейся жидкости при различных температурах. Для объяснения фазового поведения и свойств образцов газоконденсированной жидкости в условиях высокого давления и высокой температуры проведено сравнение моделей термодинамического состояния и их оптимизация. Рассмотрено кубическое уравнение определения отдельных фракций. Получено изменение объема ретроградной жидкости, которая выделяется при снижении давления.

В статье [Hassan и др., 2019] рассматриваются способы эффективной разработки трудно-извлекаемых запасов углеводородов. Исследование направлено на улучшение добычи газа из газоконденсатной залежи с использованием химических веществ. Проведена количественная оценка влияния термохимической обработки на поддержание дебита газа из плотного газового пласта. При нагнетании химического вещества в результате термохимической обработки создаются различные типы трещин (одностадийные и многостадийные), что приводит к повышению абсолютной проницаемости пласта в несколько раз и снижению капиллярного давления до 50%, и при этом газопроницаемость увеличивается на 20%. Показано, что термохимическая обработка является очень эффективным методом поддержания дебита газа из газоконденсатных коллекторов.

Статья коллектива авторов [Ahmadi и др., 2014] направлена на определение газоконденсатного фактора в газоконденсатных месторождениях на основе машинного обучения по модели LSSVM (least square support vector machine). Обучение модели производилось на основе лабораторных данных месторождений Ирана. Полученные результаты прогнозных параметров очень хорошо коррелируют с полевыми данными. У данной модели отсутствуют концептуальные ошибки и проблема переобучения, в отличие от искусственных нейронных сетей.

В работе [Гасумов, Сафошкин, 2017] подробно изучены термобарические условия в скважине газоконденсатного месторождения с аномально высокой температурой. В качестве уравнения состояния использовано уравнение Пенга — Робинсона. С использованием коммерческого симулятора исследованы фазовые переходы при фильтрации многокомпонентного пластового флюида. Показано, что оптимальный режим при разработке газоконденсатных месторождений достигается поддержанием и регулированием забойного давления в скважине и дебита. При этом необходимо учитывать состав газа, начальные температуру и давление, условия эксплуатации скважины (эффект дросселирования газа и его гидратацию в стволе скважины).

Статья [Ковалёв, Шеберстов, 2018] посвящена рассмотрению математических моделей без учета мгновенного фазового перехода. Модель основывается на том, что интенсивность переноса массы между компонентами характеризуется как произведение кинетического коэффициента на разность между химическими потенциалами фаз. На основе полученной модели исследован неравновесный фазовый переход. Показано его влияние на форму насыщенности пласта фазой жидкости в области, близкой к стволу скважины с газоконденсатом, и на фильтрационные свойства пласта. Также проведено численное моделирование будущих физических экспериментов с использованием ядерного материала и отмечена важность определения насыщенности жидкой фазой в случае эффекта неравновесности.

В статье [Skiba, 2022] разработана и апробирована математически расширенная аппроксимированная модель разработки газоконденсатного месторождения в циклическом процессе. Под этим подразумевается, что пластовый газ нагнетается в пласт для поддержания пластового давления, что помогает сохранять высокие темпы отбора газового конденсата при разработке. В данной работе исследование проводится на основе математической модели с динамическими параметрами газоконденсатной залежи. Эта модель получена путем модернизации модели для газового пласта с известными параметрами: начальным дебитом

скважины, начальными запасами газа, начальным пластовым давлением, содержанием конденсата, зависимостью объема конденсата от давления. Приведены результаты расчетов различных вариантов динамики основных показателей разработки газоконденсатного месторождения за достаточно длительный период времени на этапе проектирования.

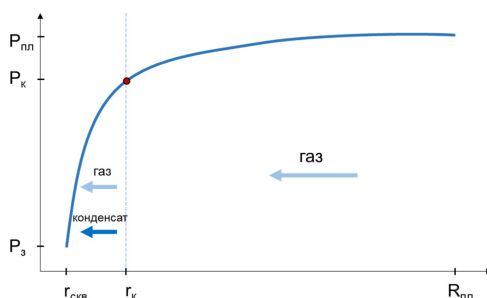
Как было показано, практически во всех рассмотренных работах основное внимание уделяется гидродинамическим аспектам фильтрации многокомпонентного флюида. Слабоизученным остается вопрос формирования температурного поля в пласте, насыщенном газоконденсатным флюидом, с учетом термодинамических эффектов и теплоты фазового перехода (теплота конденсации).

## Методы

Рассмотрим формирование нестационарного температурного поля в однородном пласте при двухфазной фильтрации газа и газового конденсата с учетом термогидродинамических эффектов: эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты конденсации газа. Построение численной модели будем производить на основе модели нелетучей нефти (black oil). Скорость фильтрации фаз определяется по линейному закону Дарси. В модели пренебрегается капиллярными эффектами, диффузионным переносом массы, тепловыми потерями в подстилающие и покрывающие породы.

Рассмотрим возможность адаптации фильтрации двухфазной модели нелетучей нефти для фильтрации газоконденсата. В основе модели нелетучей нефти лежит представление о двухкомпонентной углеводородной системе, в которой один компонент может присутствовать как в жидкой, так и в газовой фазе, а другой — только в жидкой.

Геометрия задачи приведена на рис. 1. В области пласта, где давление ( $P_{пл}$ ) выше давления начала конденсации газа ( $P_k$ ), наблюдается однофазная фильтрация газа; в призабойной части пласта, где  $P_{пл}$  становится ниже  $P_k$ , происходит выпадение конденсата из газовой фазы и наблюдается двухфазная фильтрация.



**Рис. 1.** Геометрия задачи фильтрации многофазного флюида в пласте:  $P_{пл}$  — пластовое давление, атм;  $P_k$  — давление начала конденсации, атм;  $P_з$  — забойное давление, атм;  $r_{скв}$  — радиус скважины, м;  $r_k$  — радиус начала конденсации, м;  $R_{пл}$  — радиус контура питания пласта, м

**Fig. 1.** Geometry of the problem of filtration of a multiphase fluid in a reservoir:  $P_{пл}$  — reservoir pressure, atm;  $P_k$  — condensation pressure, atm;  $P_з$  — bottomhole pressure, atm;  $r_{скв}$  — wellbore radius, m;  $r_k$  — condensation radius, m;  $R_{пл}$  — reservoir radius, m

Применим аналогичный подход к системе в области ретроградной конденсации. Предположим, что в газовой фазе может содержаться как газовый компонент, так и конденсат, в жидкой — только конденсат. При этом задано равновесное массовое содержание конденсата в газовой фазе.

Уравнения сохранения массы аналогичны уравнениям для нелетучей нефти:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi \{ \rho_1 S_1 + \rho_2 C_{21} S_2 \}] + \operatorname{div} [\rho_1 \vec{v}_1 + \rho_2 C_{21} \vec{v}_2] = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi \rho_2 S_2 (1 - C_{21})] + \operatorname{div} [\rho_2 (1 - C_{21}) \vec{v}_2] = 0. \quad (2)$$

Уравнение (1) описывает сохранение массы компонента конденсата, уравнение (2) — массы компонента газа.

Уравнение притока тепла с учетом эффекта дросселирования (Джоуля — Томсона), адиабатического эффекта и теплоты конденсации газа, конвективного и кондуктивного теплопереноса будем рассматривать в однотемпературной формулировке:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\varphi [\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] T + [1 - \varphi] \rho_0 c_0 T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r [\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2] T) = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + J_{21} (c_2 - c_1) T + J_{21} \chi_{21} + \varphi (\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} + \\ & + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial P}{\partial r}. \end{aligned} \quad (3)$$

Замыкается система уравнений (1)–(3) следующими соотношениями:

$$S_1 + S_2 = 1, \quad C_{21} + C_{22} = 1. \quad (4)$$

В уравнениях (1)–(4) используются следующие параметры:  $\varphi$  — пористость пласта, отн. ед.;  $T$  — температура, К;  $P$  — давление, атм;  $v_i$  — скорость фильтрации фаз, м/с;  $c_i$  — удельная теплоемкость фаз, Дж/(кг · К);  $S_i$  — насыщенность пласта фазами, отн. ед.;  $C_i$  — массовая концентрация компонентов в газовой фазе, отн. ед.;  $c_0$  — удельная теплоемкость скелета горной породы, Дж/(кг · К);  $\rho_i$  — плотность фаз, кг/м<sup>3</sup>;  $\varepsilon_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона фаз, К/атм;  $\eta_i$  — адиабатический коэффициент фаз, К/атм;  $\lambda_r$  — радиальная теплопроводность, Вт/(м · К);  $J_{21}$  — интенсивность переноса массы из газовой фазы в жидкую, кг/(м<sup>3</sup> · с);  $\chi_{21}$  — удельная теплота конденсации газа, Дж/кг. Нижними индексами обозначены фазы: 1 — жидкая, 2 — газовая.

Система уравнений (1)–(3) дискретизируется методом контрольного объема и решается численно совместно методом Ньютона.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} & P(r) \Big|_{0 \leq r \leq R_{nl}} = P_{nl}, \quad T(r) \Big|_{0 \leq r \leq R_{nl}} = T_0, \\ & P(r_{скв}, t) = P_3(t), \quad P(R_{nl}, t) = P_{nl}, \quad T(R_{nl}, t) = T_0, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $P_3(t)$  — давление в скважине, атм;  $P_{на}$  — пластовое давление, атм;  $T_0$  — пластовая температура, К;  $r_{скв}$  — радиус скважины, м;  $R_{на}$  — радиус контура питания, м.

Для определения массовой концентрации конденсата в газовой фазе используется равновесный закон Генри:

$$C_{21}(P) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \frac{\rho_2^n}{\rho_1^n R \cdot P}}, & \text{для } P < P_\kappa, \\ \frac{1}{1 + \frac{\rho_2^n}{\rho_1^n R \cdot P_\kappa}}, & \text{для } P \geq P_\kappa, \end{cases} \quad (6)$$

где  $R$  — коэффициент растворимости,  $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{атм})$ ;  $\rho_i^n$  — плотность газового и нефтяного компонента при нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $P_\kappa$  — давление начала конденсации газа, атм. Аналогичный подход рассматривается в работе [Вульфсон и др., 2011].

Фазовые проницаемости задаются как зависимость от насыщенностей фаз [Гиматудинов, 1971]:

$$k_1(S_1) = \begin{cases} 0, & S_1 \leq 0,15, \\ (3,4 - 2,4S_1) \left( \frac{S_1 - 0,15}{0,85} \right)^{2,8}, & S_1 > 0,15, \end{cases} \quad k_2(S_2) = (S_2)^{3,5} \cdot (1 + 3(1 - S_2)). \quad (7)$$

## Тестирование численной модели

Для верификации численного решения был использован подход, аналогичный представленному в работе [Рамазанов, Паршин, 2012], для получения аналитического решения изменения температуры напротив пласта при фильтрации газожидкостного потока с учетом переноса массы между фазами. Согласно этой модели, конденсация газа в призабойной зоне скважины приводит к изменению проницаемости в этой зоне: проницаемость становится меньше, чем проницаемость пласта в зоне однофазной фильтрации газа.

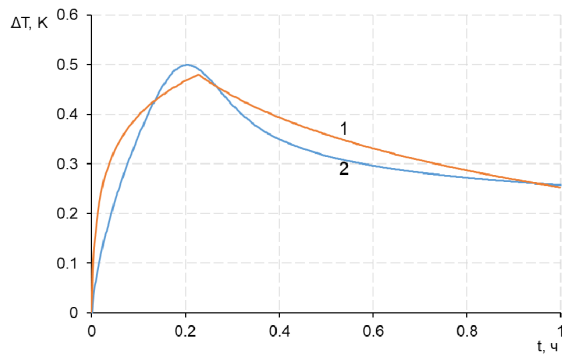
Аналитическое решение изменения температуры получается на основе уравнения притока тепла:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{u_0}{r} \left( \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon^* \frac{dp}{dr} \right) = 0, \quad (8)$$

где  $\varepsilon^*$  — эффективный коэффициент Джоуля — Томсона для зоны конденсации газа, учитывающий дроссельный эффект газа и теплоту конденсации.

Сравнение численного решения с аналитическим (рис. 2) было проведено при следующих гидродинамических условиях:  $P_{на} = 100$  атм;  $P_3 = 70$  атм;  $P_\kappa = 85$  атм;  $\chi_{21} = 150$  кДж/кг. Вязкость конденсата  $\mu_1 = 5$  сП, вязкость газа  $\mu_2 = 0,02$  сП.

Таким образом, численное решение адекватно отражает аналитическое, повторяет характер поведения температурного поля. Небольшие различия связаны с тем, что в аналитической модели не используется ОФП двухфазной фильтрации, в отличие от численной модели. В аналитической модели в области конденсации газа происходит скачкообразное снижение проницаемости.



**Рис. 2.** Сравнение численного решения (кривая 2) изменения температуры ( $\Delta T$ , К) от времени ( $t$ , ч) на стенке скважины с аналитическим (кривая 1)

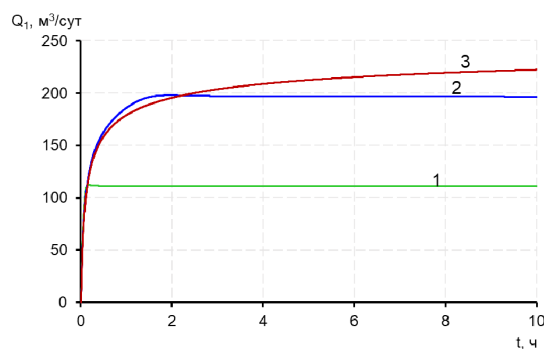
**Fig. 2.** Comparison of the numerical solution (curve 2) with the analytical solution (curve 1) of sandface temperature changes ( $\Delta T$ , K) from time ( $t$ , hr) on the borehole

## Результаты и обсуждение

В данном разделе приводятся результаты численных экспериментов вычисления температурного поля на стенке скважины. Термогидродинамические параметры для горной породы и отдельных фаз:  $c_0 = 800$  Дж/(кг · К);  $c_1 = 1\,880$  Дж/(кг · К);  $c_2 = 2\,800$  Дж/(кг · К);  $\varepsilon_1 = 0,4$  К/МПа;  $\varepsilon_2 = -4$  К/МПа;  $\eta_1 = 0,17$  К/МПа;  $\eta_2 = 2$  К/МПа;  $\mu_1 = 5$  сП;  $\mu_2 = 0,02$  сП;  $P_{пл} = 10$  МПа (начальное и на внешней границе пласта);  $P_3 = 4$  МПа.

На рис. 3 и 4 приведены результаты расчета изменения дебитов конденсата ( $Q_1$ ) и газа ( $Q_2$ ) при заданных вариантах  $P_k$ : 7, 8 и 9 МПа.

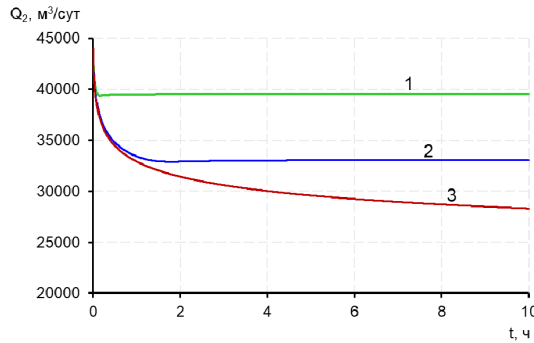
Из графиков (рис. 3 и 4) следует, что присутствие жидкой фазы (конденсата) в призабойной зоне снижает  $Q_2$ . Также отмечается, что увеличение  $P_k$  приводит к увеличению  $r_k$  и  $Q_1$  (рис. 3).



**Рис. 3.** Изменение дебита конденсата ( $Q_1$ , м<sup>3</sup>/сут) от времени ( $t$ , ч) при различном давлении начала конденсации газа ( $P_k$ , МПа): кривая 1 — 7 МПа; кривая 2 — 8 МПа; кривая 3 — 9 МПа

**Fig. 3.** Change in condensate flow rate ( $Q_1$ , m<sup>3</sup>/day) from time ( $t$ , hr) at different condensation pressure ( $P_k$ , MPa): curve 1 — 7 MPa; curve 2 — 8 MPa; curve 3 — 9 MPa

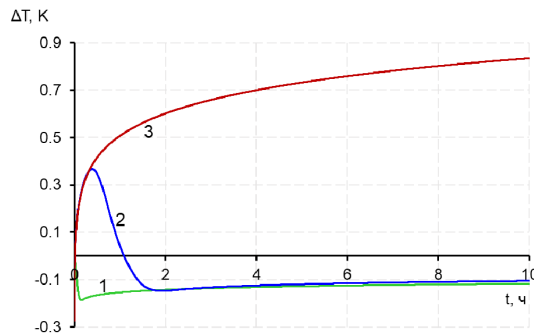




**Рис. 4.** Изменение дебита газа ( $Q_2$ ,  $\text{m}^3/\text{сут}$ ) от времени ( $t$ , ч) при различном давлении начала конденсации газа ( $P_k$ , МПа): кривая 1 — 7 МПа; кривая 2 — 8 МПа; кривая 3 — 9 МПа

**Fig. 4.** Change in gas flow rate ( $Q_2$ ,  $\text{m}^3/\text{day}$ ) from time ( $t$ , hr) at different condensation pressure ( $P_k$ , MPa): curve 1 — 7 MPa; curve 2 — 8 MPa; curve 3 — 9 MPa

Формирование температурного поля в газоконденсатном пласте с учетом термодинамических эффектов и теплоты конденсации газа иллюстрируется данными рис. 5 при различном  $P_k$ .



**Рис. 5.** Зависимость избыточной температуры ( $\Delta T$ , К) на стенке скважины от времени ( $t$ , ч) при различном давлении начала конденсации газа ( $P_k$ , МПа): кривая 1 — 7 МПа; кривая 2 — 8 МПа; кривая 3 — 9 МПа

**Fig. 5.** Excess temperature dependence ( $\Delta T$ , K) from time ( $t$ , hr) at different condensation pressure ( $P_k$ , MPa): curve 1 — 7 MPa; curve 2 — 8 MPa; curve 3 — 9 MPa

Из полученного графика (рис. 5) следует, что температурная аномалия напротив газоконденсатного пласта может быть как отрицательной (рис. 3, кривая 1), так и положительной (рис. 3, кривая 3). Также может наблюдаться переход от положительных аномалий к отрицательным (рис. 3, кривая 2). В результате фазового перехода выделяется энергия (теплота конденсации), которая приводит к повышению температуры.

В случае, когда  $P_k$  близко к  $P_{пл}$ , наблюдается положительная температурная аномалия напротив пласта (рис. 5, кривая 3), т. е. теплота конденсации превалирует над эффектом

дресселирования газа. Когда  $P_k$  низкое, то наблюдается отрицательная температурная аномалия, т. е. эффект дресселирования газа более существенный. Также может наблюдаться температурная инверсия: в первые моменты работы скважины наблюдается положительная аномалия (основное влияние — теплота конденсации), а далее, когда доходит температурный сигнал из отдаленной зоны пласта и преобладает дрессельное охлаждение газа, — отрицательная аномалия (рис. 5, кривая 2).

Таким образом, характер изменения температурной аномалии существенно зависит от  $r_k$  газа в пласте (рис. 5, кривые 1–3).

## Заключение

Разработана математическая модель для расчета изменения температуры в однородном пласте при двухфазной неизотермической фильтрации с фазовым переходом (конденсацией газа с выделением теплоты) с учетом термогидродинамических эффектов (адиабатического и Джоуля — Томсона).

Произведена валидация численного решения на известном аналитическом решении. Исследованы особенности формирования нестационарного температурного поля в однородном пласте с двухфазной фильтрацией при различном давлении начала конденсации газа.

Показано, что в зависимости от давления начала конденсации (радиуса начала конденсации в пласте) наблюдается различный темп формирования температурного поля в пласте после пуска скважины в работу. Температурная аномалия при этом может быть отрицательной, положительной или инверсной.

Результаты, полученные в данной работе, расширяют уже известные данные об особенностях формирования температурного поля в пластовых условиях при неизотермической фильтрации многофазного флюида с учетом термогидродинамических эффектов. Полученные закономерности формирования теплового поля могут быть использованы при интерпретации промысловых данных термических исследований скважин в условиях многофазной фильтрации газоконденсатных месторождений.

## Список источников

- Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш. 1992. Термические исследования при компрессорном освоении скважин. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та. 119 с.
- Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. 1994. Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // Известия РАН. Механика жидкости и газа. № 6. С. 113–117.
- Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. 1995. Термометрия многофазных потоков. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та.
- Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Садретдинов А. А., Бочков А. С. 2008. Исследование радиально-углового распределения температуры при неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды // Прикладная механика и техническая физика. Том 49. № 6 (292). С. 124–130.
- Вульфсон А. Н., Скибицкая Н. А., Бородин О. О. 2011. Изотермы Генри в области высоких давлений и сорбция метана в пористых породах газоконденсатных месторождений // Вестник ОНЗ РАН. Том 3. Статья NZ6019. <https://doi.org/10.2205/2011NZ000149>

- Гасумов Р. А., Сафошкин К. Н. 2017. Изучение процесса выпадения конденсата при эксплуатации скважин в условиях аномально высоких пластовых температур (на примере Юбилейного газоконденсатного месторождения) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 3 (123). С. 47–51. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-47-51>
- Гиматуллин Ш. К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 312 с.
- Ковалёв А. Л., Шеберстов Е. В. 2018. Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах // Вести газовой науки. № 5 (37). С. 164–171.
- Рамазанов А. Ш., Паршин А. В. 2012. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти // Теплофизика высоких температур. Том 50. № 4. С. 606–608.
- Чекалюк Э. Б. 1965. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра. 238 с.
- Ahmadi M. A., Ebadi M., Marghmaleki P. S., Fouladi M. M. 2014. Evolving predictive model to determine condensate-to-gas ratio in retrograded condensate gas reservoirs // Fuel. Vol. 124. Pp. 241–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.073>
- Brezis H. 1983. Analyse fonctionnelle: théorie et applications. Paris: Masson. 233 p.
- Darrigol O. 2005. Worlds of Flow: A History of Hydrodynamics from the Bernoullis to Prandtl. Oxford University Press. 370 p.
- Dhombres J. G., Robert J.-B. 1998. Joseph Fourier, 1768-1830: créateur de la physique-mathématique. Paris: Belin. 767 p.
- Edmister W. C., Lee B. I. 1984. Applied Hydrocarbon Thermodynamics. Vol. 1. 2<sup>nd</sup> ed. Gulf Professional Publishing. 233 p.
- El Aily M., Khalil M. H. M., Desouky S. M., Batanoni M. H., Mahmoud M. R. M. 2013. Experimental studies on constant mass-volume depletion of gas-condensate systems // Egyptian Journal of Petroleum. Vol. 22. No. 1. Pp. 129–136. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2012.06.003>
- Fourier J. B. J. 2009. Théorie analytique de la chaleur. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511693229> (Original work published 1822)
- Hassan A. M., Mahmoud M. A., Al-Majed A. A., Al-Shehri D., Al-Nakhli A. R., Bataweel M. A. 2019. Gas production from gas condensate reservoirs using sustainable environmentally friendly chemicals // Sustainability. Vol. 11. No. 10. Article 2838. <https://doi.org/10.3390/su11102838>
- Liu H., Sun C.-Y., Yan K.-L., Ma Q.-L., Wang J., Chen G.-J., Xiao X.-J., Wang H.-Y., Zheng X.-T., Li S. 2013. Phase behavior and compressibility factor of two China gas condensate samples at pressures up to 95 MPa // Fluid Phase Equilibria. Vol. 337. Pp. 363–369. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.10.011>
- Roussennac B. 2001. Gas Condensate Well Test Analysis: Master's report. Stanford: Stanford University. 121 p.
- Skiba A. K. 2022. Construction of a gas condensate field development model // Open Computer Science. Vol. 12. No. 1. Pp. 103-111. <https://doi.org/10.1515/comp-2020-0226>

## References

- Valiullin, R. A., & Ramazanov, A. Sh. (1992). *Thermal research during compressor development of wells*. Bashkir State University Publishing House. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., & Sharafutdinov, R. F. (1994). Barothermic effect in three-phase filtration with phase transitions. *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*, (6), 113–117. [In Russian]

- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., & Sharafutdinov, R. F. (1995). *Thermometry of multiphase flows*. Bashkir State University Publishing House. [In Russian]
- Valiullin, R. A., Sharafutdinov, R. F., Sadretudinov, A. A., & Bochkov, A. S. (2008). Radial angular temperature distributions for nonisothermal two-phase filtration of oil and water. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 49(6), 992–997. <https://doi.org/10.1007/s10808-008-0123-2>
- Vulfson, A. N., Skibitskaya, N. A., & Borodin, O. O. (2011). Sorption of methane rocks of gas deposits in the Henry region. *Vestnik Otdelenia nauk o Zemle RAN*, 3, Article NZ6019. <https://doi.org/10.2205/2011NZ000149> [In Russian]
- Gasumov, R. A., & Safoshkin, K. N. (2017). Study of condensation process during well operation under abnormally high reservoir temperatures (by example of the Yubileinoe gas-condensate field). *Oil and Gas Studies*, (3), 47–51. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-47-51> [In Russian]
- Gimatudinov, Sh. K. (1971). *Physics of an oil and gas reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Kovalev, A. L., & Sheberstov, Ye. V. (2018). Numerical simulation of non-equilibrium local filtration in gas-condensate beds. *Vesti gazovoy nauki*, (5), 164–171. [In Russian]
- Ramazanov, A. S., & Parshin, A. V. (2012). Analytical model of temperature variations during the filtration of gas-cut oil. *High Temperature*, 50(4), 567–569. <https://doi.org/10.1134/S0018151X12040189>
- Chekalyuk, E. B. (1965). *Thermodynamics of an oil reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Ahmadi, M. A., Ebadi, M., Marghmaleki, P. S., & Fouladi, M. M. (2014). Evolving predictive model to determine condensate-to-gas ratio in retrograded condensate gas reservoirs. *Fuel*, 124, 241–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.073>
- Brezis, H. (1983). *Analyse fonctionnelle: théorie et applications*. Masson. [In French]
- Darrigol, O. (2005). *Worlds of flow: A history of hydrodynamics from the Bernoullis to Prandtl*. Oxford University Press.
- Dhombres, J. G., & Robert, J.-B. (1998). *Joseph Fourier, 1768-1830: créateur de la physique-mathématique*. Belin. [In French]
- Edmister, W. C., & Lee, B. I. (1984). *Applied hydrocarbon thermodynamics. Vol. 1* (2<sup>nd</sup> ed.). Gulf Professional Publishing.
- El Aily, M., Khalil, M. H. M., Desouky, S. M., Batanoni, M. H., & Mahmoud, M. R. M. (2013). Experimental studies on constant mass-volume depletion of gas-condensate systems. *Egyptian Journal of Petroleum*, 22(1), 129–136. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2012.06.003>
- Fourier, J. B. J. (2009). *Théorie analytique de la chaleur*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511693229> (Original work published 1822) [In French]
- Hassan, A. M., Mahmoud, M. A., Al-Majed, A. A., Al-Shehri, D., Al-Nakhli, A. R., & Bataweel, M. A. (2019). Gas production from gas condensate reservoirs using sustainable environmentally friendly chemicals. *Sustainability*, 11(10), Article 2838. <https://doi.org/10.3390/su11102838>
- Liu, H., Sun, C.-Y., Yan, K.-L., Ma, Q.-L., Wang, J., Chen, G.-J., Xiao, X.-J., Wang, H.-Y., Zheng, X.-T., & Li, S. (2013). Phase behavior and compressibility factor of two China gas condensate samples at pressures up to 95 MPa. *Fluid Phase Equilibria*, 337, 363–369. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.10.011>
- Roussennac, B. (2001). *Gas condensate well test analysis* [Master's report, Stanford University].
- Skiba, A. K. (2022). Construction of a gas condensate field development model. *Open Computer Science*, 12(1), 103–111. <https://doi.org/10.1515/comp-2020-0226>

## Информация об авторах

*Рамиль Фаизырович Шарафутдинов*, доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
gframil@inbox.ru

*Ильдар Вакифович Канафин*, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
vradlik@gmail.com

*Сабрина Буджогра*, аспирант кафедры геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
sabrinaboudjoghra6@gmail.com

## Information about the authors

*Ramil F. Sharafutdinov*, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor of the Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia  
gframil@inbox.ru

*Ildar V. Kanafin*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia  
vradlik@gmail.com

*Sabrina Boudjoghra*, Postgraduate Student, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia  
sabrinaboudjoghra6@gmail.com