

Исследование распределения температуры в неоднородном пласте при фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов

Малика Джалилезна Сулейманова, Рамиль Фаизырович Шарафутдинов[✉],
Ильдар Вакифович Канафин

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
Контакт для переписки: gframil@inbox.ru[✉]

Аннотация. На основе моделирования неизотермической фильтрации флюида с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта исследуется формирование температуры в пористой среде с радиально-угловой неоднородностью по проницаемости.

Показано, что наличие неоднородности в прискважинной зоне пласта приводит к различным темпам установления температуры в угловом распределении после пуска скважины в работу. В зависимости от соотношения проницаемостей пласта и участка неоднородности при фильтрации флюида в угловом распределении температуры в скважине наблюдается либо замедленный темп установления температуры в области неоднородности, т. е. область неоднородности холоднее остальной области, либо, наоборот, область неоднородности имеет повышенную температуру.

Полученные результаты дополняют известные данные по формированию температурных полей в пластовых условиях при неизотермической фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов и могут быть использованы при интерпретации результатов многодатчиковых температурных исследований в скважинах с неоднородными по проницаемости пластами.

Ключевые слова: проницаемость пласта, неоднородные пласты, термогидродинамические процессы, эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект, неизотермическая фильтрация

Благодарности: работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ по теме: «Создание интеллектуальной комплексной технологии исследования и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин, включая оптоволоконные измерения для контроля

за разработкой нефтегазовых месторождений и экологического мониторинга состояния недр, на основе использования математического моделирования, машинного обучения, алгоритмов обработки и роботизированной аппаратуры индукционного воздействия» (соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.).

Цитирование: Сулейманова М. Д., Шарафутдинов Р. Ф., Канафин И. В. 2023. Исследование распределения температуры в неоднородном пласте при фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 1 (33). С. 6–21. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-6-21>

Поступила 30.01.2023; одобрена 12.03.2023; принята 31.03.2023

Investigation of the temperature distribution in a heterogeneous reservoir during fluid filtration, taking into account thermodynamic effects

Malika D. Suleimanova, Ramil F. Sharafutdinov[✉], Ildar V. Kanafin

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Corresponding author: gframil@inbox.ru[✉]

Abstract. Based on the modeling of non-isothermal fluid filtration, taking into account the Joule–Thomson effect and the adiabatic effect, the formation of temperature in a porous medium with radial-angular permeability heterogeneity is studied.

It is shown that the presence of heterogeneity in the near-wellbore formation zone leads to different rates of temperature establishment in the angular distribution after the well is put into operation. Depending on the ratio of the permeability of the formation and the area of heterogeneity during fluid filtration in the angular distribution of temperature in the well, either a slow rate of temperature establishment in the region of heterogeneity is observed. The area of heterogeneity is colder than the rest of the area, or vice versa, the area of heterogeneity has an increased temperature.

The results obtained complement the known data on the formation of temperature fields in reservoir conditions with non-isothermal fluid filtration, taking into account thermodynamic effects, and can be used to interpret the results of multi-sensor temperature studies in wells with formations that are heterogeneous in permeability.

Keywords: reservoir permeability, heterogeneous reservoirs, thermohydrodynamic processes, Joule–Thomson effect, adiabatic effect, non-isothermal filtration

Acknowledgements: the research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement No. 075-11-2021-061 dated June 25, 2021).

Citation: Suleimanova, M. D., Sharafutdinov, R. F., & Kanafin, I. V. (2023). Investigation of the temperature distribution in a heterogeneous reservoir during fluid filtration, taking into account thermodynamic effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(1), 6–21. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-6-21>

Received January 30, 2023; Reviewed March 12, 2023; Accepted March 31, 2023

Введение

Исследованию формирования температурного поля с учетом термодинамических эффектов посвящено значительное количество публикаций [Валиуллин и др., 1994, 1995, 2008; Валиуллин, Рамазанов, 1992; Гиматудинов, Ширковский, 1982; Исламов, Рамазанов, 2022; Люшин и др., 1961; Требин и др., 1978; Федоров, Шарафутдинов, 1989; Чекалюк, 1965]. В основном рассматриваются однофазные, одномерные задачи неизотермической фильтрации в однородных пластах. Следует отметить, что исследованиями в области изучения многофазных потоков в скважинах и пластах занимаются многие российские и зарубежные ученые. Ниже приведены направления деятельности основных научных школ.

- *Башкирский государственный университет*. Аналитические решения для пласта в радиальной постановке для жесткого неоднородного пласта, численные одно- и двухмерные (R-Z-геометрия) модели для слабосжимаемого пласта, для сильносжимаемого пласта, двухфазные модели [Ramazanov и др., 2010; Valiullin et al., 2014];
- *Стэнфордский университет (Stanford University)*. Исследование и обработка данных неизотермического тестирования скважин с целью извлечения информации о пласте, трещинах или профиле притока [Durlowsky, Aziz, 2004; Lucia et al., 2013; Ribeiro, Horne, 2013];
- *Стамбульский технический университет (Istanbul Technical University)*. Исследование и оптимизация работы геотермальных скважин [Palabiyik и др., 2013];
- *TGT Oil and Gas Services (TGT Oilfield Services)*. Собственные научные исследования в области использования нестационарных/распределенных данных температуры для получения информации о пласте, техническом состоянии скважины и профиле притока [Aslanyan и др., 2014];
- *Техасский университет A&M (Texas A&M University)*. Тестирование многопластовых систем с использованием распределенных измерений давления и температуры [Li, 2010];
- *Университет им. Хэриота и Уатта (Heriot-Watt University)*. Моделирование и анализ данных интеллектуальных скважин с учетом конструкции скважин [Muradov, 2010];

- *Университет Калгары (University of Calgary)*. Изучение изотермической фильтрации, разработка симуляторов неизотермической фильтрации в системе «скважина — пласт» [Bahonar и др., 2011].

В реальных условиях нефтегазосодержащие пласты крайне редко бывают однородными. Как правило, они состоят из различных по минералогическому и фракционному составу горных пород. Содержание глин и карбонатов может сильно изменяться по всему объему породы. Различные породы переслаиваются, замещаются и в итоге составляют сложную геологическую структуру месторождения. Пласты-коллекторы с геологической неоднородностью характеризуются различием литологического, фациального и минерального содержания, а также физических характеристик слагающих их горных пород. Такая неоднородность коллекторов является следствием протекания геологических процессов, вызвавших изменения литологических, петрологических и физических свойств пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов [Газизов, 2002]. Неоднородность по проницаемости, расположенная вблизи скважины, в большинстве случаев является следствием процессов, происходящих при эксплуатации скважины, таких как выпадение асфальтосмолопарафинистых веществ, образование газоконденсатной пробки и т. д. [Люшин и др., 1961].

В зависимости от особенностей распределения в пространстве выделяют следующие виды неоднородности пластов по проницаемости: слоистая неоднородность, зональная (площадная) неоднородность, пространственная (объемная) неоднородность [Газизов, 2002].

В последнее время всё большее внимание уделяется изучению термогидродинамических процессов при фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов в неоднородных пластах [Валиуллин и др., 2008; Исламов, Рамазанов, 2022]. Так, в работе [Валиуллин и др., 2008] рассматриваются особенности двухфазной фильтрации нефти и воды в пласте с зональной неоднородностью по проницаемости. Учитываются температурные эффекты, возникающие за счет проявления эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта. Показано, что наличие неоднородности в прискважинной зоне пласта приводит к возникновению немонотонного углового и радиального распределений температуры и насыщенностей фаз. В зависимости от соотношения проницаемостей пласта и участка неоднородности при фильтрации нефти и воды в угловом распределении температуры в скважине наблюдается инверсия, т. е. переход от отрицательных температурных аномалий к положительным и наоборот. Авторы публикации [Исламов, Рамазанов, 2022] рассматривают особенности температурного поля с учетом эффекта Джоуля — Томсона при наличии слоистой неоднородности. В работе [Шарафутдинов и др., 2017] на основе численного моделирования неизотермической фильтрации газированной нефти с учетом теплоты разгазирования, эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта исследуется радиально-угловое распределение температуры в неоднородной по проницаемости пористой среде. Показано, что наличие неоднородности проницаемости в прискважинной зоне пористого пласта приводит к значительной температурной аномалии охлаждения вследствие интенсивного газовыделения в зоне высокой проницаемости. На закономерностях изменения температуры основан термический метод исследования скважин и пластов [Люшин и др., 1961; Требин и др., 1978; Чекалюк, 1965].

Методы

В данной работе численно исследуется нестационарное температурное поле в неоднородном по проницаемости пласте при фильтрации нефти с учетом двух эффектов: Джоуля — Томсона и адиабатического. При этом движение флюида подчиняется закону Дарси, не учитывается диффузионный процесс переноса массы и капиллярное давление, пренебрегается тепловыми потерями.

Геометрия задачи приведена на рис. 1. Неоднородность проницаемости находится в области $r_{1н} \leq r \leq r_{2н}$, $-\alpha_n \leq \alpha \leq \alpha_n$ (рис. 1).

Уравнения сохранения массы (1) с подставленным в него законом Дарси и уравнение притока тепла (2) в двумерном случае (r, α) имеют вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\frac{K}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial \alpha} \right) = 0, \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_1 c_1 T + [1-m]\rho_0 c_0 T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 v_1] T) + \\ & + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \alpha} ([\rho_1 c_1 v_1] T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\lambda_\alpha \frac{\partial T}{\partial \alpha} \right) + m(\rho_1 c_1 \eta_1) \frac{\partial P}{\partial t} + \\ & + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1) \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1) \frac{\partial P}{\partial \alpha}. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь T — температура, К; P — давление, МПа; v_1 — скорость флюида, м/сек; c_1 — теплоемкость флюида, Дж/(кг·К); c_0 — теплоемкость скелета горной породы, Дж/(кг·К); ρ_1 — плотность флюида, кг/м³; K — абсолютная проницаемость, м²; m — пористость; μ_1 — вязкость, Па·сек; ε_1 — коэффициент Джоуля — Томсона, К/МПа; η_1 — адиабатический коэффициент, К/МПа; $\lambda_r, \lambda_\alpha$ — радиальная и угловая теплопроводности, Вт/(м·К).

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} P(r, \alpha) \Big|_{\substack{0 \leq r \leq R_k \\ 0 \leq \alpha \leq 2\pi}}^{t=0} &= P_{pl}, \\ T(r, \alpha) \Big|_{\substack{0 \leq r \leq R_k \\ 0 \leq \alpha \leq 2\pi}}^{t=0} &= T_0, \\ P(r_w, \alpha, t) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= P_w(t), \\ P(R_k, \alpha, t) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= P_{pl}, \\ T(R_k, \alpha) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= T_0, \end{aligned} \quad (3)$$

где $P_w(t)$ — давление в скважине, МПа; P_{pl} — пластовое давление, МПа; T_0 — пластовая температура, К; r_w — радиус скважины, м; R_k — радиус контура питания, м.

Теплофизические параметры $c_i, \varepsilon_i, \eta_i, \lambda_r, \lambda_\alpha$ считались постоянными и определялись из таблиц [Гиматудинов, Ширковский, 1982] для среднепластового давления $P = P_0$ и температуры $T = T_0$. Решение системы уравнений проводится аналогично [Валиуллин и др., 2008].

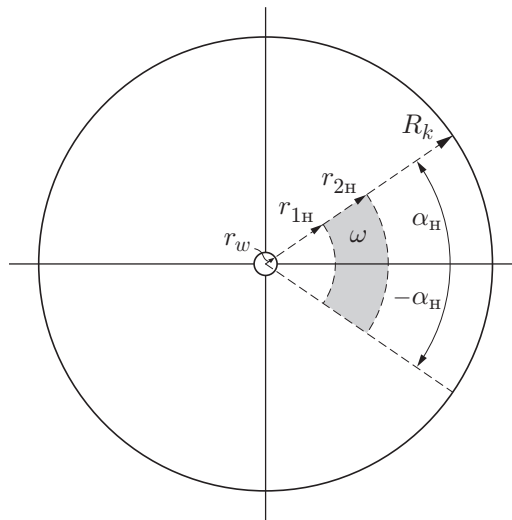


Рис. 1. Геометрия задачи для фильтрации флюида при наличии радиально-азимутальной неоднородности

Fig. 1. Geometry of the problem for fluid filtration in the presence of radial-azimuth heterogeneity

Результаты и их обсуждение

Далее приведены результаты расчетов температурного поля при следующих значениях термодинамических параметров фаз: $c_0 = 800$ Дж/(кг·К), $c_1 = 1880$ Дж/(кг·К), $\epsilon_1 = 0,4$ К/МПа, $\eta_1 = 0,17$ К/МПа [Чекалюк, 1965]. Вязкость нефти принята равной $\mu_1 = 0,005$ МПа·с. Пластовое давление $P_{pl} = 10$ МПа, давление на границе пласта (скважины) $P_w = 5$ МПа.

Тестирование модели проводилось путем сравнения известных решений для теплового с расчетными зависимостями температуры на выходе из пласта от времени [Валиуллин, Рамазанов, 1992; Валиуллин и др., 2008]. Расхождение не превышает 1%.

На рис. 2 приведены результаты расчета изменения температуры в скважине, напротив области неоднородности, для однофазной фильтрации нефти при расположении зоны неоднородности в области от $r_{1H} = 0,14$ м до $r_{2H} = 1,4$ м с проницаемостью $k_H = 0,1K$, где проницаемость пласта $K = 0,01 \cdot 10^{-12}$ м². Варьировался угол расположения неоднородной зоны.

Рассматриваемый случай, типичный для трудноизвлекаемых запасов нефтегазовых месторождений, характеризуется низкой проницаемостью как области неоднородности, так и пласта.

Анализ распределения температуры показывает (рис. 2 и 3), что наблюдается немонотонная зависимость изменения температуры напротив зоны неоднородности во времени от угла охвата области неоднородной зоны. Так, наибольший темп установления температуры наблюдается для углов 10 и 150° (кривые 1 и 3, рис. 2), а наименьший — для угла 60°.

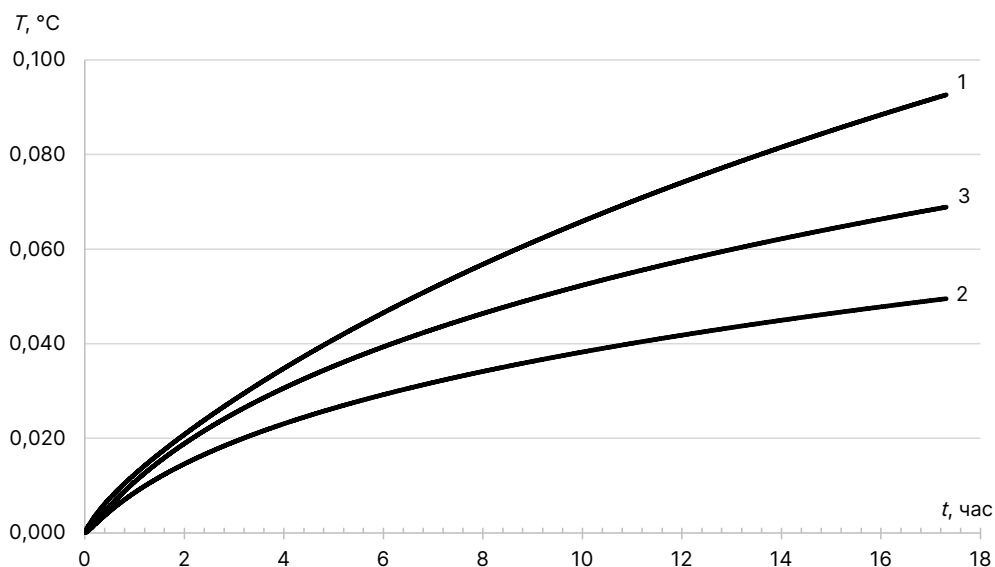


Рис. 2. Зависимость температуры от времени при различных углах расположения неоднородности: 1 — 10°, 2 — 60°, 3 — 150°

Fig. 2. Dependence of temperature change on time at different angles of location of the heterogeneity: 1 — 10°, 2 — 60°, 3 — 150°

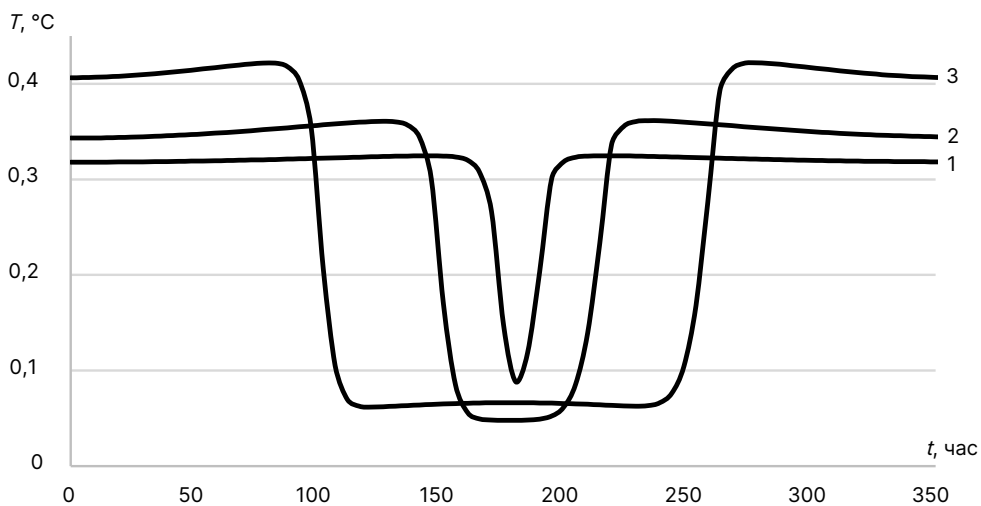


Рис. 3. Угловое распределение температуры на момент времени $t = 18$ ч: 1 — 10°, 2 — 60°, 3 — 150°

Fig. 3. Angular temperature distribution at time $t = 18$ h: 1 — 10°, 2 — 60°, 3 — 150°

Такой характер изменения температуры от угла охвата области неоднородной зоны связан с особенностями в распределении полей давления (рис. 4).

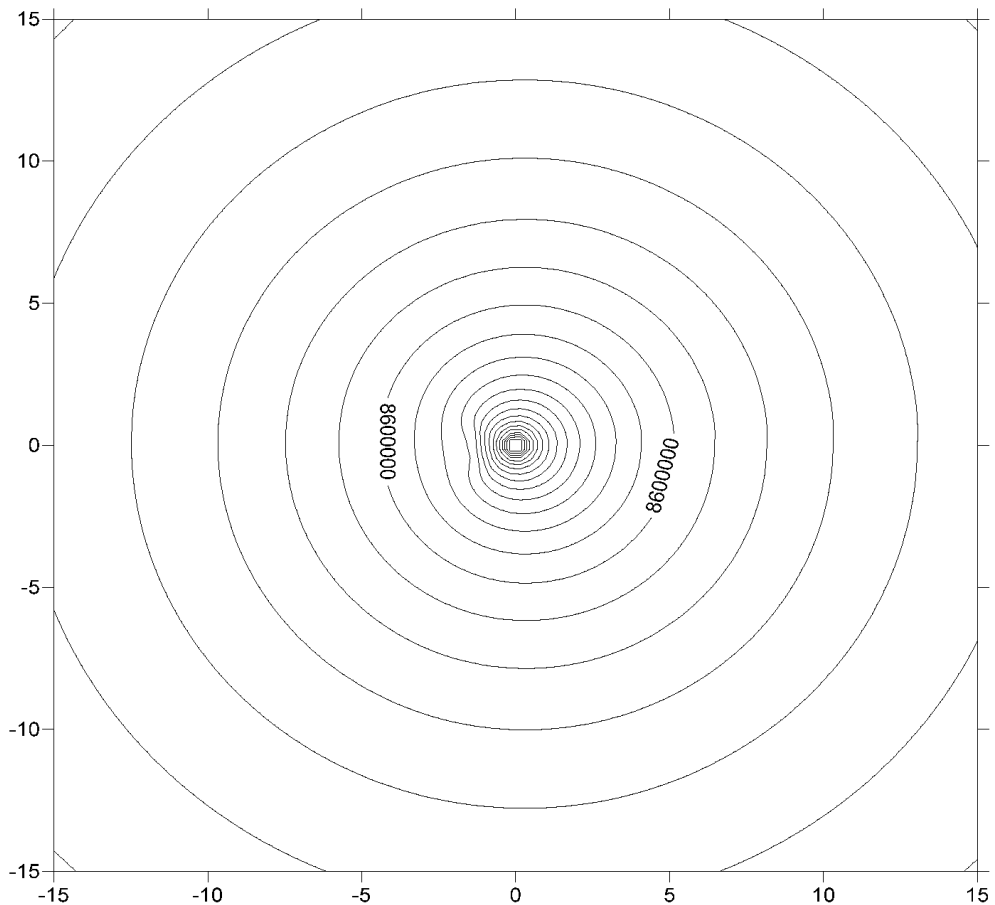


Рис. 4. Изолинии давления при $k_n = 0,1K$ в окрестности скважины (здесь $K = 0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$)

Fig. 4. Pressure isolines at $k_n = 0.1K$ in the vicinity of the well (here $K = 0.01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$)

Дальнейшие расчеты формирования температурного поля в неоднородной пористой среде с учетом эффекта Джоуля — Томсона проведены в программном пакете Ansys. Расчеты проведены для области от $r_{1н} = 0,14 \text{ м}$ до $r_{2н} = 1,4 \text{ м}$, $k_n = 0,001K$, где проницаемость пласта $K = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Ниже на рис. 5 приведено распределение температуры (на момент 1 ч после начала притока нефти из пласта) для различных углов охвата зоны неоднородности: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150° . На рис. 6 приведена детализация распределения температуры (по рис. 5) для области по радиусу от 0,1 до 2,6 м. Видно, что в зоне неоднородности в зависимости от угла охвата (рис. 5 и 6) наблюдается перераспределение темпов изменения температуры (кривые 1–3, рис. 6).

Такое поведение температуры (рис. 6) в зоне неоднородности обусловлено перераспределением полей давления и потоков в пласте (рис. 7 и 8).

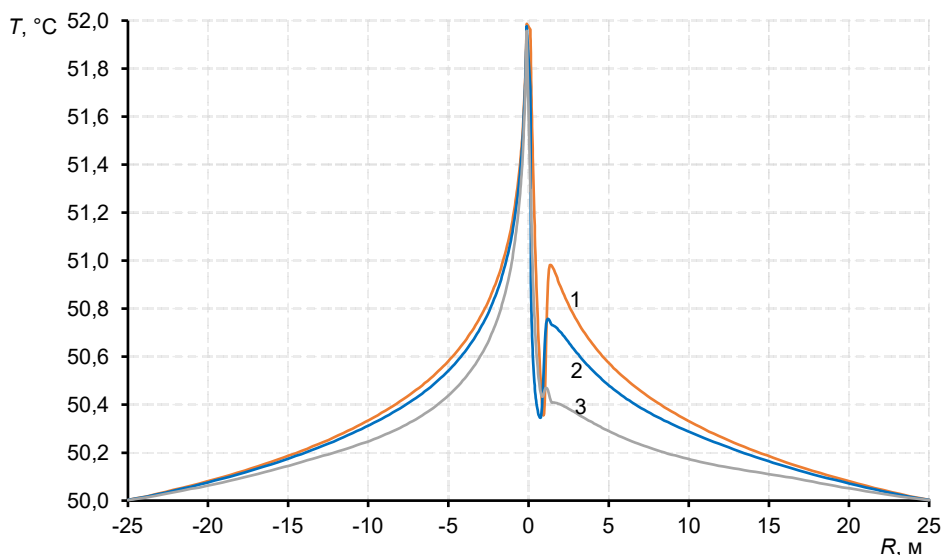


Рис. 5. Зависимость температуры по радиусу для момента времени $t = 1$ ч. Углы охвата зоны неоднородности: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

Fig. 5. Temperature dependence along the radius at time $t = 1$ h. Coverage angles of the heterogeneity zone: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

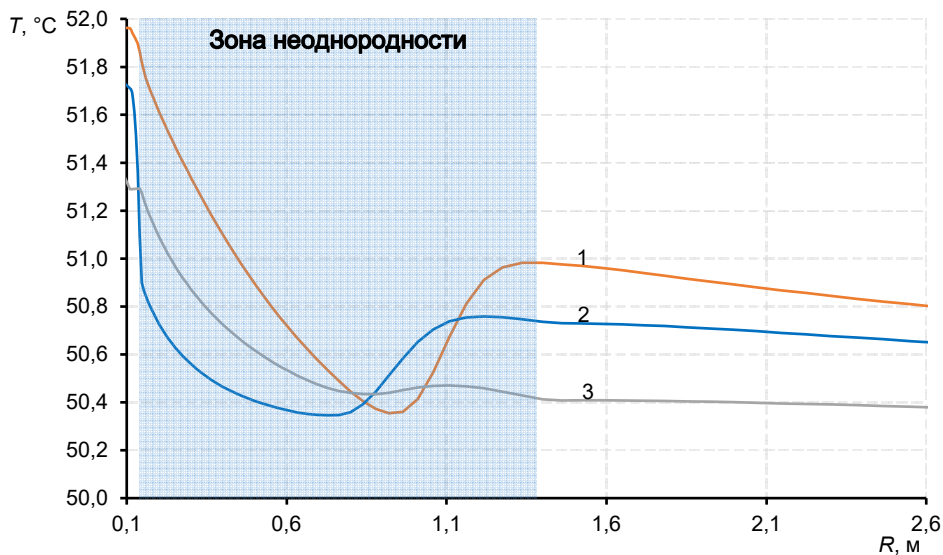


Рис. 6. Зависимость температуры по радиусу (от 0,1 до 2,6 м) для момента времени $t = 1$ ч. Углы охвата зоны неоднородности: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

Fig. 6. Temperature dependence along the radius (from 0.1 to 2.6 m) at time $t = 1$ h. Coverage angles of the heterogeneity zone: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

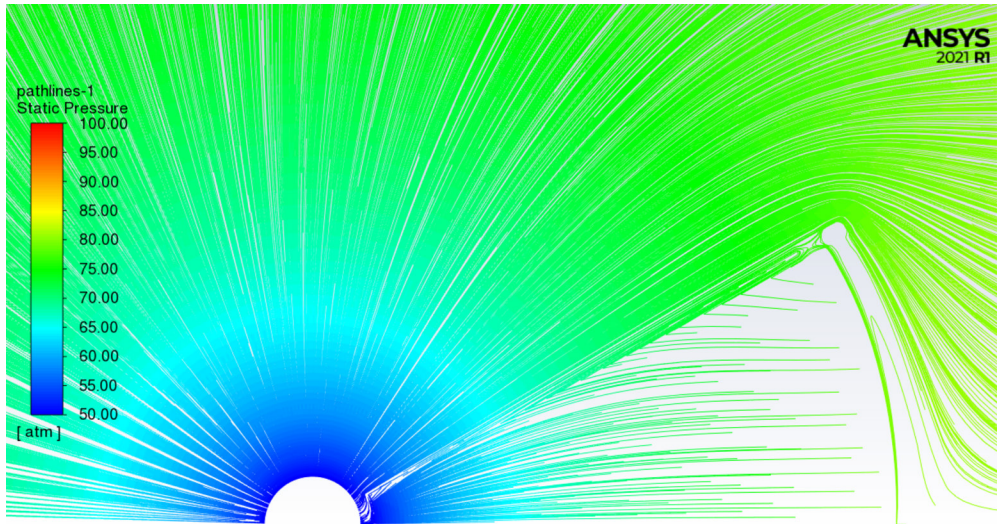


Рис. 7. Линии тока в прискважинной зоне пласта

Fig. 7. Streamlines in the near-wellbore formation zone

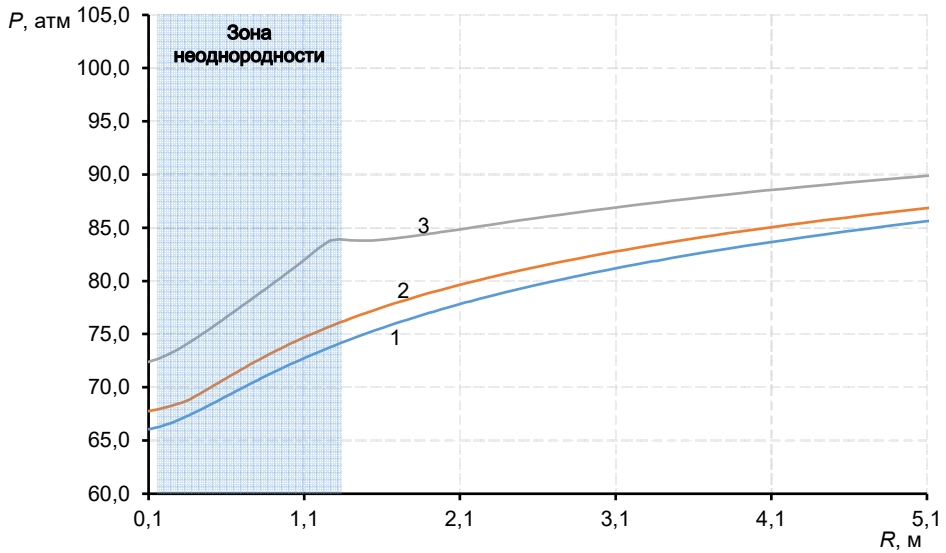


Рис. 8. Зависимость давления вдоль линии y при $x = 0,6$ м. Углы охвата зоны неоднородности: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

Fig. 8. Dependence of pressure along the line y at $x = 0.6$ m. Coverage angles of the heterogeneity zone: 1 — 10° , 2 — 60° , 3 — 150°

На рис. 9–10 приведены результаты расчета изменения температуры во времени для различных углов охвата зоны неоднородности при вариации проницаемости неоднородной зоны.

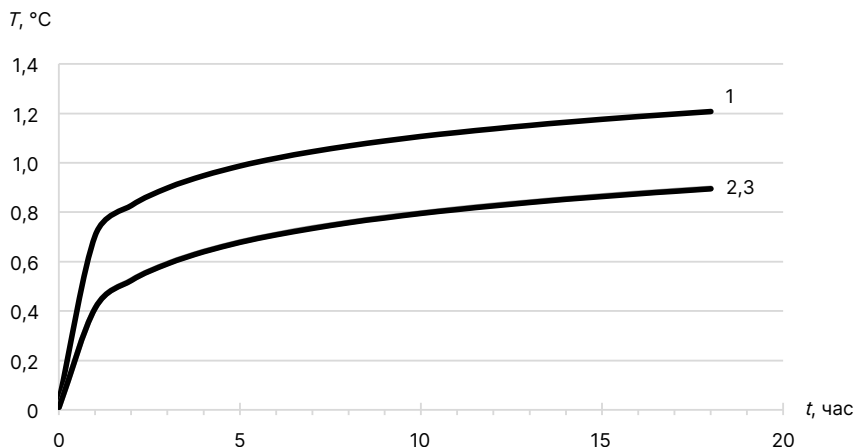


Рис. 9. Зависимость температуры от времени для угла расположения неоднородности 10° . Проницаемость неоднородной зоны: 1 — $k_h = 0,001K$, 2 — $k_h = 0,1K$, 3 — $k_h = 10K$ (здесь $K = 0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$)

Fig. 9. Dependence of temperature change on time at the angle of the location of the heterogeneity 10° . Permeability of the heterogeneity zone: 1 — $k_h = 0,001K$, 2 — $k_h = 0,1K$, 3 — $k_h = 10K$ (here $K = 0.01 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$)

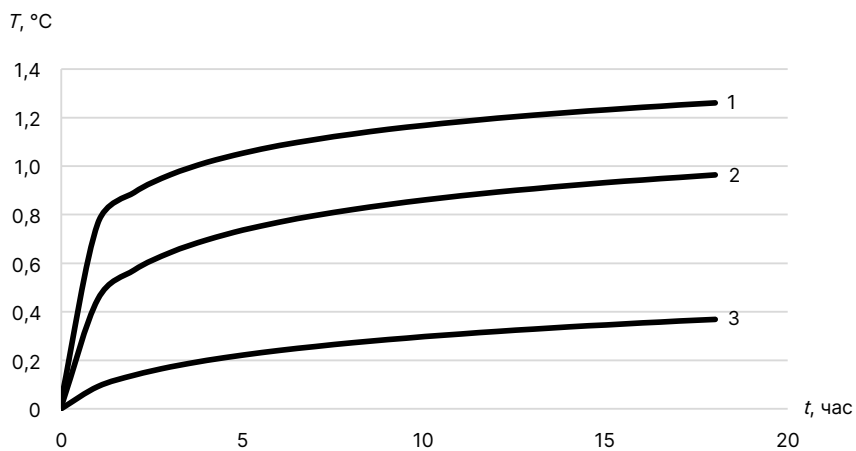


Рис. 10. Зависимость температуры от времени для угла расположения неоднородности 60° . Проницаемость неоднородной зоны: 1 — $k_h = 0,001K$, 2 — $k_h = 0,1K$, 3 — $k_h = 10K$ (здесь $K = 0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$)

Fig. 10. Dependence of temperature change on time at the angle of the location of the heterogeneity 60° . Permeability of the heterogeneity zone: 1 — $k_h = 0,001K$, 2 — $k_h = 0,1K$, 3 — $k_h = 10K$ (here $K = 0.01 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$)

Видно, что увеличение проницаемости неоднородной зоны приводит к снижению температурных аномалий. При малых углах охвата области неоднородности (10°) различия в изменении температуры для проницаемостей $k_n = 0,1K$, $k_n = 10K$ (кривые 2 и 3, рис. 9) практически не наблюдаются.

Вместе с увеличением угла охвата зоны неоднородности (60°) повышается ее проницаемость, что приводит к существенному изменению температурной аномалии (кривые 1–3, рис. 10).

Заключение

Разработана математическая модель для расчета изменения температуры в пласте с неоднородной зоной по проницаемости для однофазной неизотермической фильтрации с учетом термодинамических эффектов. В рамках предложенной модели проанализированы особенности формирования нестационарных полей температуры и давления и исследовано влияние зоны неоднородности на динамику температуры притекающего флюида.

Показано, что в зависимости от соотношения проницаемостей неоднородной зоны и пласта, а также от угла охвата неоднородной зоны наблюдается различный темп установления температуры напротив неоднородной зоны после пуска скважины в работу.

Полученные результаты дополняют известные данные по формированию температурных полей в пластовых условиях при неизотермической фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов и могут быть использованы при интерпретации результатов многодатчиковых температурных исследований скважин в условиях фильтрации флюидов в неоднородных по проницаемости пластах.

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. 992–997. <https://doi.org/10.1007/s10808-008-0123-2>
- Газизов А. А. 2002. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра. 639 с.
- Гиматулинов Ш. К., Ширковский А. И. 1982. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 311 с.

- Исламов Д. Ф., Рамазанов А. Ш. 2022. Исследование неизотермической двумерной фильтрации в слоистом пласте // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. № 75. С. 100–112. <https://doi.org/10.17223/19988621/75/9>
- Люшин С. Ф., Рассказов В. А., Шейх-Али Д. М. и др. 1961. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. М.: Гостоптехиздат. 150 с.
- Требин Г. Ф., Капырин Ю. Ф., Лиманский О. Г. 1978. Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин // Труды ВНИИ. № 64. С. 16–22.
- Федоров К. М., Шарафутдинов Р. Ф. 1989. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. № 5. С. 78–85.
- Чекалюк Э. Б. 1965. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра. 238 с.
- Шарафутдинов Р. Ф., Бочков А. С., Шарипов А. М., Садретдинов А. А. 2017. Фильтрация газированной нефти при наличии фазовых переходов в пористой среде с неоднородной проницаемостью // Прикладная механика и техническая физика. Том 58. № 2 (342). С. 98–102. <https://doi.org/10.15372/PMTF20170210>
- Aslanyan A., Aslanyan I., Salamatin A., Karuzinm A., Fesina Yu., Zaripov I., Skutin V., Al Ghafri Z., Khalid Yarabi M., Ali Al-Maharbi A. 2014. Numerical temperature modelling for quantitative analysis of low-compressible fluid production // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (10–13 November 2014, Abu Dhabi, UAE). Pp. 131–149. Paper SPE-172090-MS. <https://doi.org/10.2118/172090-MS>
- Bahonar M., Azaiez J., John Chen Zh. 2011. Transient nonisothermal fully coupled wellbore/reservoir model for gas-well testing, Part 1: Modelling // Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 50. No. 9. Pp. 37–50. Paper SPE-149617-PA. <https://doi.org/10.2118/149617-PA>
- Durlofsky L., Aziz K. 2004. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells. Final Report. Stanford University. 224 p.
- Li Z. 2010. Interpreting Horizontal Well Flow Profiles and Optimizing Well Performance by Downhole Temperature and Pressure Data: Ph. D. diss. Texas A&M University. 190 p.
- Lucia A., Voskov D., James S. C., Zaydullin R., Henley H. 2013. Fully compositional and thermal reservoir simulations efficiently compare EOR techniques // SPE Unconventional Resources Conference (5–7 November 2013, Calgary, Alberta, Canada). Pp. 101–119. Paper SPE-167184-MS. <https://doi.org/10.2118/167184-MS>
- Muradov K. 2010. Temperature Modelling and Real-Time Flow Rate Allocation in Wells with Advanced Completion: Ph. D. diss. Heriot-Watt University. 210 p.
- Palabiyik Yi., Tureyen O. I., Onur M., Deniz M. 2013. A study on pressure and temperature behaviors of geothermal wells in single-phase liquid reservoirs // Proceedings of the 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (11–13 February 2013, Stanford, California). Pp. 83–97. Paper SGP-TR-198.
- Ramazanov A. Sh., Valiullin R. A., Sadretdinov A. A., Shako V. V., Pimenov V. P., Fedorov V. N., Belov K. V. 2010. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation // SPE Russian Oil & Gas Conference and Exhibition (26–28 October 2010, Moscow, Russia). Pp. 739–760. Paper SPE-136256-MS. <https://doi.org/10.2118/136256-MS>
- Ribeiro P. M., Horne R. N. 2013. Pressure and temperature transient analysis: Hydraulic fractured well application // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30 September — 2 October 2013, New Orleans, Louisiana, USA). Pp. 1763–1783. Paper SPE-166222-MS. <https://doi.org/10.2118/166222-MS>

Valiullin R., Ramazanov A., Sadretdinov A., Sharafutdinov R., Shako V., Sidorova M., Kryuchatov D. 2014. Field study of temperature simulators application for quantitative interpretation of transient thermal logging in a multipay well // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14–16 October 2014, Moscow, Russia). Pp. 46–58. Paper SPE-171233-MS. <https://doi.org/10.2118/171233-MS>

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., Sadretdinov, 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> [In Russian]
- Gazizov, A. A. (2002). *Increased oil recovery of heterogeneous reservoirs at a late stage of development*. Nedra. [In Russian]
- Gimatudinov, Sh. K., & Shirkovsky, A. I. (1982). *Physics of the oil and gas reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Islamov, D. F., & Ramazanov, A. Sh. (2022). Investigation of nonisothermal two-dimensional filtration in multilayer reservoir. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika*, (75), 100–112. <https://doi.org/10.17223/19988621/75/9> [In Russian]
- Lyushin, S. F., Rasskazov, V. A., Sheikh-Ali, D. M. et al. (1961). *Fight against paraffin deposits during oil production*. Gostoptekhizdat. [In Russian]
- Trebin, G. F., Kapyrin, Ju. F., & Limanskij, O. G. (1978). Estimation of temperature depression in the bottomhole zone of production wells. *Trudy VNII*, (64), 16–22. [In Russian]
- Fedorov, K. M., & Sharafutdinov, R. F. (1989). On the theory of non-isothermal filtration with phase transitions. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza*, (5), 78–85. [In Russian]
- Chekalyuk, E. B. (1965). *Thermodynamics of an oil reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Sharafutdinov, R. F., Bochkov, A. S., Sharipov, A. M., & Sadretdinov, A. A. (2017). Filtration of live oil in the presence of phase transitions in a porous medium with inhomogeneous permeability. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 58(2), 271–274. <https://doi.org/10.1134/S0021894417020109>
- Aslanyan, A., Aslanyan, I., Salamatin, A., Karuzinm, A., Fesina, Yu., Zaripov, I., Skutin, V., Al Ghafri, Z., Khalid Yarabi, M., & Ali Al-Maharbi, A. (2014). Numerical temperature modeling for quantitative analysis of low-compressible fluid production. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (November 10–13, 2014, Abu Dhabi, UAE), 131–149, Paper SPE-172090-MS. <https://doi.org/10.2118/172090-MS>

- Bahonar, M., Azaiez, J., & John Chen, Zh. (2011). Transient nonisothermal fully coupled wellbore/reservoir model for gas-well testing, Part 1: Modelling. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(9), 37–50, Paper SPE-149617-PA. <https://doi.org/10.2118/149617-PA>
- Durlofsky, L., & Aziz, K. (2004). *Advanced techniques for reservoir simulation and modeling of non-conventional wells. Final Report*. Stanford University.
- Li, Z. (2010). *Interpreting horizontal well flow profiles and optimizing well performance by downhole temperature and pressure data* [Doctoral dissertation, Texas A&M University].
- Lucia, A., Voskov, D., James, S. C., Zaydullin, R., & Henley, H. (2013). Fully compositional and thermal reservoir simulations efficiently compare EOR techniques. *SPE Unconventional Resources Conference* (November 5–7, 2013, Calgary, Alberta, Canada), 101–119, Paper SPE-167184-MS. <https://doi.org/10.2118/167184-MS>
- Muradov, K. (2010). *Temperature modelling and real-time flow rate allocation in wells with advanced completion* [Doctoral dissertation, Heriot-Watt University].
- Palabiyik, Yi., Tureyen, O. I., Onur, M., & Deniz, M. (2013). A study on pressure and temperature behaviors of geothermal wells in single-phase liquid reservoirs. *Proceedings of the 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* (February 11–13, 2013, Stanford, California), 83–97, Paper SGP-TR-198.
- Ramazanov, A. Sh., Valiullin, R. A., Sadretdinov, A. A., Shako, V. V., Pimenov, V. P., Fedorov, V. N., & Belov, K. V. (2010). Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. *SPE Russian Oil & Gas Conference and Exhibition* (October 26–28, 2010, Moscow, Russia), 739–760, Paper SPE-136256-MS. <https://doi.org/10.2118/136256-MS>
- Ribeiro, P. M., & Horne, R. N. (2013). Pressure and temperature transient analysis: Hydraulic fractured well application. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (September 30 – October 2, 2013, New Orleans, Louisiana, USA), 1763–1783, Paper SPE-166222-MS. <https://doi.org/10.2118/166222-MS>
- Valiullin, R., Ramazanov, A., Sadretdinov, A., Sharafutdinov, R., Shako, V., Sidorova, M., & Kryuchatov, D. (2014). Field study of temperature simulators application for quantitative interpretation of transient thermal logging in a multipay well. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition* (October 14–16, 2014, Moscow, Russia), 46–58, Paper SPE-171233-MS. <https://doi.org/10.2118/171233-MS>

Информация об авторах

Малика Джалилевна Сулейманова, аспирант, кафедра геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
malika_sul@mail.ru

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, старший преподаватель, кафедра геофизики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
vradlik@gmail.com

Information about the authors

Malika D. Suleimanova, Postgraduate Student, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
malika_sul@mail.ru

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.), Senior Lecturer, Department of Geophysics, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia
vradlik@gmail.com