

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 88-95. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 3. P. 88-95. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 550.8.013, 550.8.053

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-3-88-95

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ НА ТЕРМОСИМУЛЯТОРЕ DRILLSIM

Руслан Зуфарович Акчурин, Айрат Шайхуллинович Рамазанов,
Рим Абдуллович Валиуллин, Ирина Григорьевна Низаева

¹Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Руслан Зуфарович Акчурин, ac4urin.ruslan@yandex.ru

Аннотация. В работе приведены результаты исследований в скважине, проведенных специально для апробации методики восстановления равновесной температуры горных пород по измеренным нестационарным распределениям температуры в скважине. Методика основана на численном моделировании теплообменных процессов при промывке длительно простаивающей скважины и последующем решении обратной задачи. Были проведены измерения до, в процессе и после промывки скважины. Затем численно моделировался процесс обратного восстановления температуры. Для этого использован симулятор DRILLSIM, который учитывает теплофизические свойства горных пород и промывочной жидкости, конструкцию скважины, а также историю работы скважины. На основе разработанного симулятора предлагается реализовать решение обратной задачи об определении равновесной температуры горных пород по измеренным нестационарным распределениям после ее возмущения. Как показано в работе, разработанный алгоритм позволяет определить не только геотермическое распределение температуры, но и расход циркулировавшей в стволе скважины жидкости.

Ключевые слова

геотермия; тепловое поле; термометрия; бурение; промывка; скважина; моделирование

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», соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.

Для цитирования

Акчурин Р.З., Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Низаева А.Г. Моделирование термических исследований в скважине на термосимуляторе DRILLSIM // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 88-95. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-88-95>.

Original article

SIMULATION OF THERMAL STUDIES IN A WELL ON THE SIMULATOR DRILLSIM

Ruslan Z. Akchurin, Airat Sh. Ramazanov, Rim A. Valiullin, Irina G. Nizaeva

¹Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Corresponding author

Ruslan Z. Akchurin, ac4urin.ruslan@yandex.ru

Abstract. The paper presents the results of studies in the well conducted specifically for testing the technique of restoring the equilibrium temperature of rocks by measured transient temperature distributions in the well. The technique is based on numerical simulation of heat exchange processes during flushing of a long-idle well and subsequent solution of the inverse problem. A depth temperature measurement was carried out in an idle well (geothermal distribution) and a series of depth temperature measurements were carried out immediately after washing after 3, 6, 9 and 12 hours. After the experiment, numerical simulation of the temperature recovery process after flushing was carried out. To do this, a simulator was developed that takes into account the thermophysical properties of rocks and mudliquid, the design of the well, as well as the history of the well. Based on the developed simulator, it is proposed to implement a solution to the inverse problem of determining the equilibrium temperature of rocks from the measured non-stationary distributions after its perturbation. As shown in the paper, the developed algorithm makes it possible to determine not only the geothermal temperature distribution, but also the flow rate of the mud liquid in the borehole during the flushing process.

For citation

Akchurin R.Z., Ramazanov A. Sh., Valiullin R.A., Nizaeva I.G. Modelirovanie termicheskikh issledovaniy v skvazhine na termosimulyatore DRILLSIM [Simulation of thermal studies in a well on the simulator DRILLSIM] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 3. pp. 88-95. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-88-95>.

Введение

Определение равновесной (ненарушенной, геотермической) температуры горных пород является одной из важнейших задач в скважинной термометрии. Равновесная температура является фоном, который необходим для количественной интерпретации данных термометрии. Существующие методы определения равновесной температуры либо слишком затратны (например, остановка скважины с последующей выстойкой для восстановления температуры к ненарушенному состоянию), либо не учитывают историю возмущения температуры, что приводит к необходимости развития методов определения ненарушенной температуры.

Одним из перспективных направлений для определения равновесного моделирования является математическое моделирование теплообменных процессов, происходящих в скважине при бурении и последующей промывке и выстойке с последующим решением оптимизационной задачи. Для этого был разработан симулятор DRILLSIM [1], который позволяет моделировать процессы бурения скважины с известными значениями расхода и температуры промывочной жидкости, истории бурения, теплофизическими свойствами горных пород и т.д.

Keywords

geothermy; thermal field; thermometry; drilling; circulation; well; modeling

Acknowledgment

The work was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on the topic: «Creation of an intelligent integrated technology for the study and interpretation of data from field and geophysical studies of wells», Agreement No. 075-11-2021-061 dated June 25, 2021.

Математическая модель

Математическая постановка задачи представлена в цилиндрической системе координат [2-5]. Горные породы представлены в виде слоистой структуры и однородны по r . Тепловые свойства известны и постоянны в интервалах слоя.

На рисунке 1 показана схема потоков в необсаженной и обсаженной скважинах при бурении или промывке.

В буровой трубе поток жидкости обменивается теплом лишь с потоком в затрубном пространстве (1):

$$S_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial t} + Q_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial z} = h_t (T_a(z, t) - T_d(z, t)), \quad (1)$$

$$t > 0, \quad 0 < z < Z(t),$$

где T_d , T_a — температура бурового раствора в буровой трубе / НКТ и затрубном пространстве, соответственно; Q_d — расход промывочной жидкости в буровой трубе / НКТ; ρ_m , c_m — плотность и удельная теплоемкость бурового раствора; S_d — площадь внутреннего сечения трубы; h_t — коэффициент теплопередачи между потоком в буровой трубе и затрубном пространстве [6].

В затрубном пространстве восходящий поток жидкости с потоком обменивается

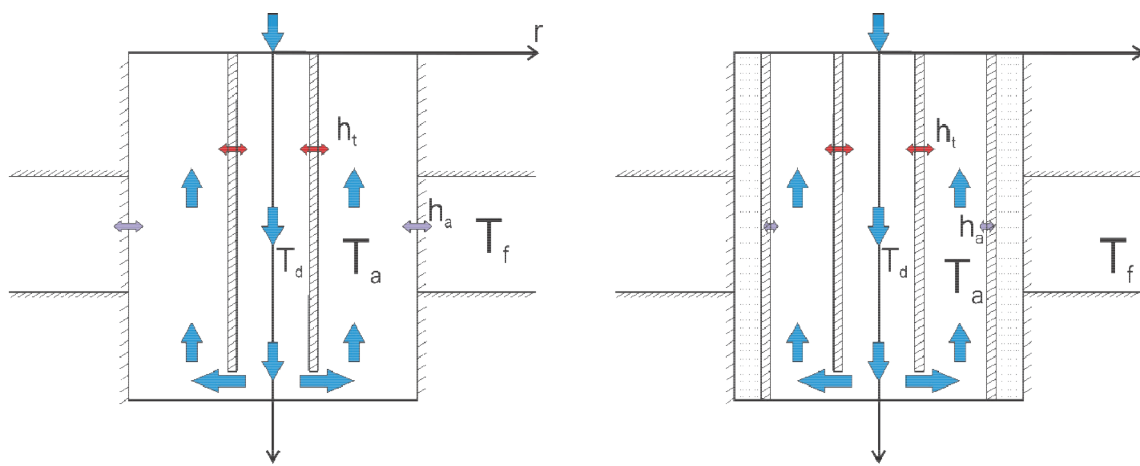


Рисунок 1. Схема циркуляции промывочной жидкости в процессе промывки в необсаженной (слева) и обсаженной (справа) скважине

Figure 1. The scheme of the mud circulation during the flushing process in open hole (left) and cased (right) well

теплом с жидкостью в буровой трубе/НКТ и горными породами (2):

$$S_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial t} - \rho_m c_m Q_a(z) \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial z} = \\ = h_t (T_d(z, t) - T_a(z, t)) + h_a (T_f(r_3, z, t) - T_a(z, t)), \quad (2) \\ t > 0, \quad 0 < z < Z(t),$$

где T_f — температура на стенке скважины; Q_a — расход жидкости в буровой трубе; S_a — площадь поперечного сечения затрубного пространства; r_3 — радиус скважины / внутренний радиус обсадной колонны; h_a — коэффициент теплопередачи между потоком в затрубном пространстве и горными породами / обсадной колонной.

В горных породах теплоперенос описывается одномерным уравнением теплопроводности (3):

$$C \frac{\partial T(r, z, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T(r, z, t)}{\partial r} \right) + Q(t), \quad (3) \\ t > 0, r_3 < r < R_k,$$

где C — объемная теплоемкость среды, λ — теплопроводность среды; Q — объемное тепловыделение в цементе при гидратации. Теплообмен между потоком жидкости в затрубном пространстве и стенкой скважины / обсадной колонной определяется из условия Ньютона-Рихмана [7].

Теплообменные коэффициенты h_t и h_a рассчитываются исходя из числа Нуссельта [8–11] который в свою очередь является функцией критериальных чисел Рейнольдса и Прандтля [14–15].

Задача решалась численно методом прогонки. В качестве метода дискретизации уравнений по пространству применяется метод контрольных объемов. При дискретизации по времени используется неявная разностная схема. Шаг по времени рассчитывается из условия Куранта.

На основе разработанной модели был разработан симулятор. Симулятор был протестирован на известных аналитических решениях задачи для частных случаев.

Для определения равновесной температуры необходимо решить задачу оптимизации (нахождения минимума) для невязки между модельными и зарегистрированными в скважине термограммами. В качестве метода оптимизации был выбран метод Левенберга — Марквардта как наиболее быстрый метод для подгонки кривых [12–13].

Апробация разработанной методики

Для апробации разработанной методики определения равновесной температуры горных пород с помощью разработанного симулятора были организованы специальные исследования. Для этого планировалось в длительно простаивающей скважине первоначально зарегистрировать невозмущенное распределение температуры по глубине (геотерму), затем создать возмущение теплового поля путем промывки скважины, зарегистрировать серию термограмм в скважине в различные моменты времени в ходе восстановления к начальному распределению, восстановить с применением симулятора исход-

ное распределение в породах и сравнить с имеющейся геотермой.

Ствол скважины вертикальный, забой на глубине 1750 м. Скважина контрольная, перфорация отсутствует.

Был проведен замер фоновой температуры (рисунок 2). Замер проведен на спуске, скорость прибора составляет 600 м/ч. На глубине 900 м прибор останавливали на 90 секунд для оценки тепловой инерции. Прибор не дошел до забоя и остановился на глубине 1598 м.

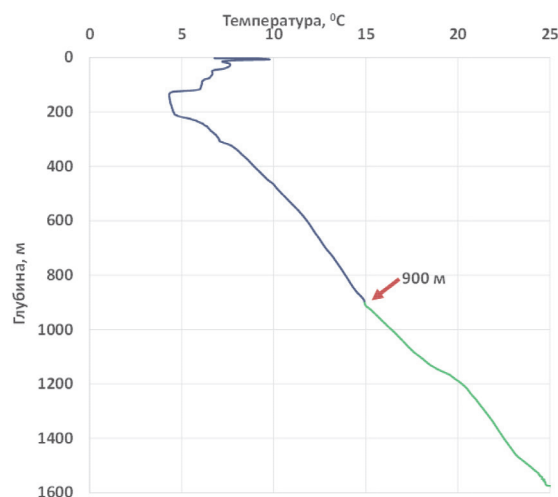


Рисунок 2. Поле температуры в скважине до начала возмущения

Figure 2. The temperature field in the well before the disturbance

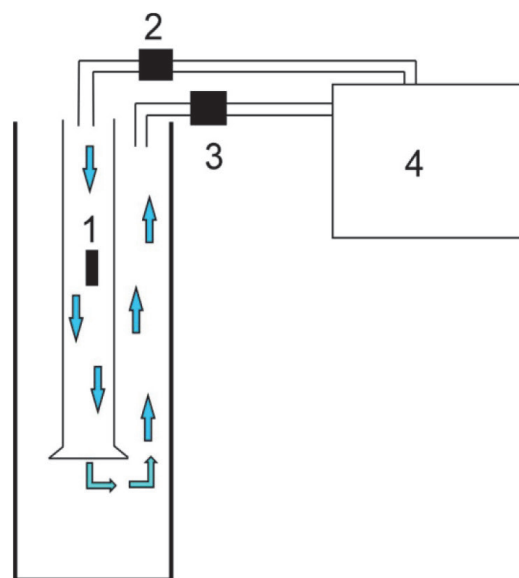
После замера фоновой температуры подняли на поверхность колонну НКТ и оснастили ее скошенным концом и установили крестовину (на расстоянии одной трубы от башмака НКТ) для того, чтобы скважинный прибор не мог выйти за пределы колонны. После этого колонна была спущена обратно в скважину, и проведен еще один замер фоновой температуры.

После второго замера температуры прибор был установлен на глубине 1000 м (1 на рисунке 3), и началась закачка промывочной жидкости. Закачка проводилась по замкнутому циклу, т.е. промывочная жидкость закачивается в НКТ и через межтрубное пространство возвращается на устье, где очищается в специальной емкости и закачивается обратно.

Схематичное изображение процесса показано на рисунке 3.

Перед началом промывки на поверхности были установлены 2 термометра (2, 3 на

рисунке 3), которые измеряли температуру промывочной жидкости.



1 — скважинный прибор; 2, 3 — термометры на устье; 4 — емкость для очистки

1 — logging tool; 2, 3 — thermometers at the mouth; 4 — tank for cleaning

Рисунок 3. Схематичное изображение скважины в процессе промывки

Figure 3. Schematic representation of a well in the process of flushing

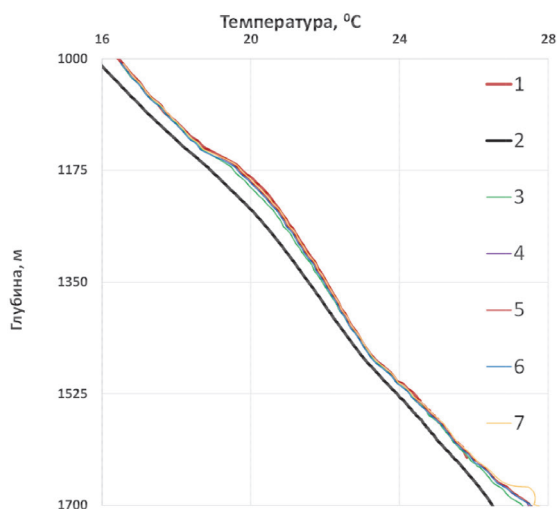
В процессе промывки через 7 часов после ее начала был произведен замер температуры в скважине на подъеме с глубины 1712 до глубины 1000 м. Скорость прибора составила 1200 м/ч. Общая длительность промывки составила 7 часов 20 минут.

Далее, на том же интервале глубин (1000–1712 м) была проведена серия замеров температуры через 3, 6, 9, 16 и 24 часа после окончания промывки. Во всех случаях скорость прибора 600 м/ч.

На рисунке 4 показано распределение температуры в скважине в различные моменты времени.

Как видно из рисунка 4, после промывки скважины температура в ней снизилась. Величина снижения температуры составила не более 0,5 °C. На рисунке 5 показана динамика изменения температуры промывочной жидкости.

На рисунке 6 показана динамика изменения температуры, давления и показаний расходомера в процессе промывки, когда прибор был зафиксирован на глубине 1000 м.



1 — фоновая температура после спуска НКТ,
2 — температура сразу после промывки
скважины, 3-7 — температура через 3, 6, 9,
16 и 24 часа после окончания промывки

1 — background temperature after tubing descent,
2 — temperature immediately after well flushing,
3-7 — temperature 3, 6, 9, 16 and 24 hours
after the end of flushing

Рисунок 4. Распределение температуры в скважине

Figure 4. Temperature distribution in the well



Рисунок 5. Динамика изменения температуры промывочной жидкости. Пунктиром обозначен временной интервал, в котором проводилась промывка

Figure 5. Dynamics of temperature change of the mud liquid. The dotted line indicates the time interval in which the flushing was carried out

Сравним данные, полученные при регистрации температуры на глубине 1000 м в процессе промывки с данными, полученными при моделировании с заданными граничными условиями (температура на входе в НКТ) на разработанном симуляторе. Плановый расход промывочной жидкости составлял 20 м³/ч.

Как видно из рисунка, для модельной кривой наблюдается быстрое охлаждение (более 1 °C), в то время как в реальности температура снижается незначительно. Это можно объяснить тем, что в процессе промывки расход промывочной жидкости был меньше 20 м³/ч.

На рисунке 8 показана динамика изменения модельной температуры в точке для различных расходов.

Как видно из рисунка 8, реальная динамика изменения температуры лежит между двумя модельными кривыми с расходами 0,1

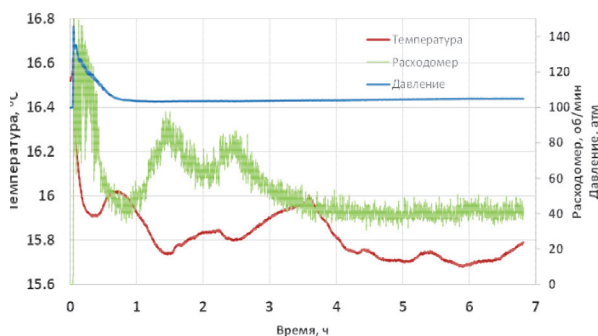


Рисунок 6. Динамика изменения температуры, давления и расхода в процессе промывки

Figure 6. Dynamics of temperature, pressure and flow changes during the flushing process

и 0,2 м³/ч. Судя по тому, что реальная кривая ведет себя немонотонно, можно предположить, что расход промывочной жидкости является величиной не постоянной и меняется со временем.

Предположим, что расход жидкости представляет из себя кусочно-постоянную функцию, и определим ее из условия совпадения модельной и реальной температурных кривых.

Как видно из рисунка, можно подобрать расход промывочной жидкости таким образом, что модельная и реальная температуры будут совпадать. Модельная температура на рисунке 9 получена при моделировании с расходами, показанными на рисунке 10.

Как видно из рисунка 10, расход промывочной жидкости варьируется от 0,025 до 0,3 м³/ч, что достаточно сильно отличается от предполагаемого изначального расхода

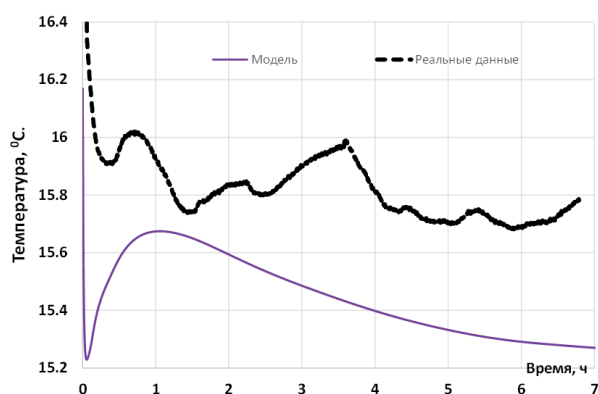
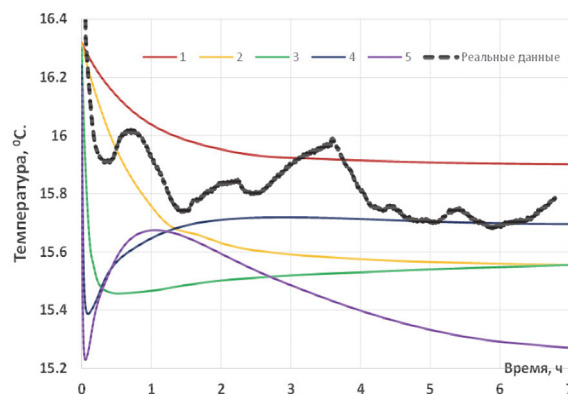


Рисунок 7. Сравнение реальной и модельной кривой динамики изменения температуры в процессе промывки на глубине 1000 м

Figure 7. Comparison of the real and model curve of the dynamics of temperature changes during flushing at a depth of 1000 m



1 — 0,1 м³/ч, 2 — 0,2 м³/ч, 3 — 2 м³/ч,
4 — 10 м³/ч, 5 — 20 м³/ч

1 — 0.1 м³/h, 2 — 0.2 м³/h, 3 — 2 м³/h,
4 — 10 м³/h, 5 — 20 м³/h

Рисунок 8. Изменение температуры на глубине 1000 м

Figure 8. Temperature change at a depth of 1000 m

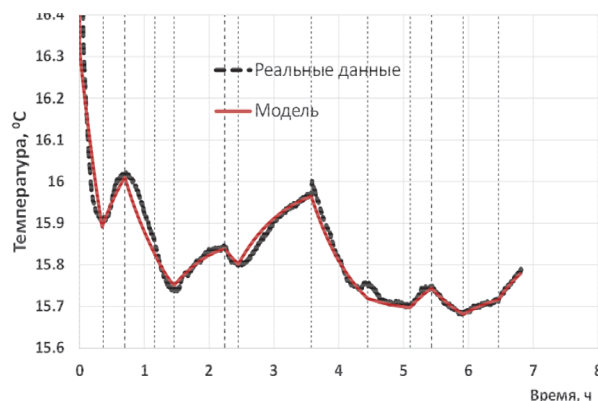


Рисунок 9. Сравнение модельной и реальной динамики изменения температур в точке при переменном расходе промывочной жидкости

Figure 9. Comparison of the model and real dynamics of temperature changes at a point with a variable flow rate of the mud liquid

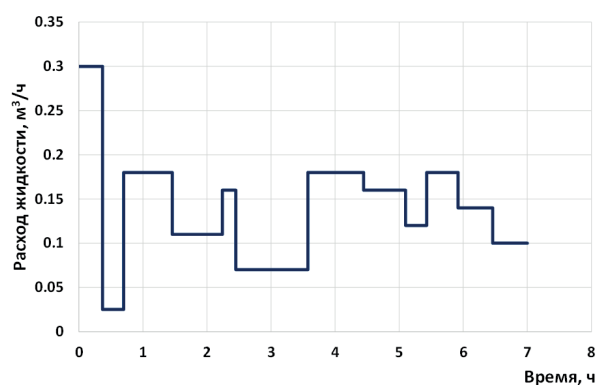


Рисунок 10. Кусочно-постоянная модель изменения расхода промывочной жидкости

Figure 10. Piecewise constant model of mud liquid flow rate change

20 м³/час. Эта разница может быть объяснена тем, что выше глубины расположения прибора при регистрации температуры в процессе промывки нарушена целостность НКТ и значительная доля закачиваемой в НКТ жидкости циркулировала по короткому пути, доходя в скважине лишь до места негерметичности НКТ.

Выводы

Разработанный симулятор для расчета распределения температуры в скважине в процессе бурения и восстановления температуры после прекращения теплового воздействия на

горный массив можно использовать для определения распределения равновесной температуры в породах вокруг скважины.

Симулятор был протестирован на известных аналитических решениях, рассчитанных с его помощью модельные термограммы сравнивались с рассчитанными на термосимуляторе фирмы Шлюмберже. Однако не было сравнения расчетов с практическими данными.

В статье описаны специальные исследования и их анализ, проведенные для валидации симулятора и апробации предложенной методики восстановления геотермы вокруг сква-

жины по серии нестационарных термограмм. Попутно показано, что моделирование на симуляторе можно использовать при необходимости для оценки расхода циркулирующей

в скважине жидкости в процессе промывки и судить таким образом о герметичности колонны труб.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рамазанов А.Ш., Акчурин Р.З. Определение параметров геотермического поля по температурным измерениям в скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. № 2. С. 48 — 62. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p47-62_RamazanovASh_ru.pdf.

2. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. Thermal history reconstruction and estimation of formation temperature using wireline formation tester measurements // SPE Europe, EAGE, Annual Conference. Madrid, Spain, 2005. Paper No. SPE-92263-MS. DOI: 10.2118/92263-MS

3. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. A Method for formation temperature estimation using wireline formation tester measurements // SPE Western Regional Meeting. Irvine, USA. 2005. Paper No. SPE-92262-MS. DOI:10.2118/92262-MS

4. Семенова А.П. Теоретическое изучение теплопереноса в скважине и горном массиве применительно к задачам геотермии: дис. ... канд. физ.-мат. наук. Москва: РГГУ, 2006. 149 с.

5. Акчурин Р.З., Рамазанов А.Ш. «DRILLSIM» для моделирования распределения температуры в скважине при бурении, промывке и простое. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020619596, 19.08.2020. Заявка № 2020618267 от 27.07.2020.

6. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф., Хабиров Т.Р., Шарипов А.М. Экологические вопросы контроля за эксплуатацией скважин подземных хранилищ газа // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2015. Том 17. №5 (1). С. 256-262.

7. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи / 2-е изд. М.: Энергия, 1977. 344 с.

8. Colburn, A.P. (1933) A method of correlating forced convection heat transfer data and a comparison with fluid friction // International Journal of Heat and Mass Transfer. 1933. No. 7, pp. 1359-1384. DOI: 10.1016/0017-9310(64)90125-5.

9. Kays W.M., Crawford M.E. Convective Heat and Mass Transfer. Third edition // McGraw-Hill Science. 1993. 480 p.

10. Winterton, R. H. S., Int. J. Where did the Dittus and Boelter equation come from? // International Journal of Heat and Mass Transfer. 1998. Vol. 41. No. 4-5. pp. 809-810. DOI: 10.1016/S0017-9310(97)00177-4.

11. Taler D. and Taler J. Simple heat transfer correlations for turbulent tube flow // E3S Web of Conferences. 2017. Vol. 13. DOI: 10.1051/e3sconf/20171302008.

12. Levenberg, K. A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares // Quarterly of Applied Mathematics. 1944. No. 2. pp. 164-168. DOI: 10.1090/qam/10666.

13. Marquardt, Donald (1963). An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters // SIAM

Journal on Applied Mathematics. 1963. Vol. 11.No. 2. pp. 431-441. DOI: 10.1137/0111030.

14. Кутателадзе С.С. Анализ подобия и физические модели / Отв. ред. Л.М. Берзина. Новосибирск: Наука, 1986. 295 с.

15. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена / 5-е изд, перераб. и доп. М: Атомиздат, 1979. 416 с.

REFERENCES

1. Ramazanov A. Sh., Akchurin R. Z. Opredelenie parametrov geotermicheskogo polya po temperaturnym izmereniyam v skvazhinah [Determination of geothermal field parameters by temperature measurements in wells]. *Elektronnyi nauchny izhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2017, No. 2, pp. 48-62. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p47-62_RamazanovASh_ru.pdf. [in Russian].

2. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. Thermal history reconstruction and estimation of formation temperature using wireline formation tester measurements. *SPE Europe, EAGE, Annual Conference*. Madrid, Spain, 2005. Paper No. SPE-92263-MS. DOI: 10.2118/92263-MS.

3. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. A Method for formation temperature estimation using wireline formation tester measurements. *SPE Western Regional Meeting*. Irvine, USA. 2005. Paper No. SPE-92262-MS. DOI:10.2118/92262-MS.

4. Semenova A.P. *Teoreticheskoe izuchenie teploperenosa v skvazhine i gornom massive primenitel'no k zadacham geotermii: dis. kand. fiz.-mat. nauk*. [Theoretical study of heat transfer in a well and a rock in relation to geothermy problems: Cand. Diss.]. Moscow, RGGRU, 2006. 149 p. [in Russian].

5. Akchurin R.Z., Ramazanov A. Sh., «DRILLSIM» dlya modelirovaniya raspredeleniya temperatury v skvazhine pri burenii, promyvke i prostoe [«DRILLSIM» for modeling the temperature distribution in the well during drilling, circulation and shut-in.], Certificate of registration of a computer program, No. 2020619596, 2020. [in Russian].

6. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Khabirov T.R., Sharipov A.M. *Ekologicheskie voprosy kontrolya za ekspluatatsiey skvazhin podzemnykh hranilishch gaza* [Environmental issues of control over the operation of wells of underground gas storage facilities] *Izvestiya Samarskogo nauchnogo centra Rossijskoj akademii nauk — Proceedings of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Science*, 2015, Vol. 17, Issue 5 (1), pp. 256-262 [in Russian].

7. Mikheev M.A., Mikheeva I.M. *Osnovy teploperedachi* [Basics of heat transfer]. 2nd Edition. Moscow, Energiya Publ., 1977. 344 p. [in Russian].

8. Colburn, A.P. (1933) A method of correlating forced convection heat transfer data and a comparison with fluid friction. *International Journal of Heat and Mass Transfer*,

1993, No. 7, pp. 1359-1384. DOI: 10.1016/0017-9310(94)90125-5.

9. Kays W.M., Crawford M.E. *Convective Heat and Mass Transfer. Third edition*. McGraw-Hill Science, 1993. 480 p.

10. Winterton, R. H. S., Int. J. Where did the Dittus and Boelter equation come from? *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1998, Vol. 41, No. 4-5, pp. 809-810. DOI: 10.1016/S0017-9310(97)00177-4.

11. Taler D. and Taler J. Simple heat transfer correlations for turbulent tube flow. *E3S Web of Conferences* 2017, Vol. 13. DOI: 10.1051/e3sconf/20171302008.

12. Levenberg, K. A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares. *Quarterly of Applied Mathematics*, 1944, No. 2, pp. 164-168. DOI: 10.1090/qam/10666.

13. Marquardt, Donald (1963). An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, 1963, Vol. 11, No. 2, pp. 431-441. DOI: 10.1137/0111030.

14. Kutateladze S. S. *Analiz podobiya I fizicheskie modeli* [Similarity analysis and physical models]. Res. Ed. L.M. Berzina. Novosibirsk, Nauka Publ., 1986. 295 p. [in Russian].

15. Kutateladze S.S. *Osnovy teorii teploobmena* [Fundamentals of the theory of heat transfer]. 5th Edition, Revised and Enlarged. Moscow, Atomizdat Publ., 1979. 416 s. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Руслан Зуфарович Акчурин, старший преподаватель кафедры «Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Ruslan Z. Akchurin, senior lecturer, Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

ac4urin.ruslan@yandex.ru

Айрат Шайхуллинович Рамазанов, доктор технических наук, профессор кафедры «Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Airat Sh. Ramazanov, doctor of technical sciences, professor, Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Рим Абдуллович Валиуллин, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Rim A. Valiullin, doctor of technical sciences, head of the Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Ирина Григорьевна Низаева, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры «Геофизика», Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Irina G. Nizayeva, candidate of physics and mathematics sciences, associate professor, Geophysics department, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Статья поступила в редакцию 19.04.2023; одобрена после рецензирования 12.05.2023; принята к публикации 30.05.2023.

The article was submitted 19.04.2023; approved after reviewing 12.05.2023; accepted for publication 30.05.2023.