

УДК 550.8.013, 550.8.053

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СКВАЖИНЕ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА ПОСЛЕ ПРОМЫВКИ

Акчурин Руслан Зуфарович<sup>1</sup>,  
ac4urin.ruslan@yandex.ru

Рюков Рамиль Ирекович<sup>1</sup>,  
ramilryukov97@mail.ru

Вахитова Гузель Ринатовна<sup>1</sup>,  
guzel.geotec@mail.ru

Рамазанов Айрат Шайхуллович<sup>1</sup>,  
ramaz-1953@mail.ru

<sup>1</sup> Башкирский Государственный Университет,  
Россия, 450076, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

**Актуальность.** В настоящее время не существует общепринятых методов, которые позволяют определить равновесную температуру горных пород по данным термометрии в вышедших из бурения скважинах. Во время бурения скважины естественное распределение температуры в породах вокруг скважины существенно изменяется и требуется значительное время для его восстановления в период простоя. Данный процесс может длиться до нескольких месяцев и даже больше в глубоких скважинах, поэтому естественную температуру горных пород можно непосредственно измерить только в течение длительного времени в бездействующих скважинах. Моделирование процесса восстановления температуры в скважинах после завершения бурения – единственная возможность спрогнозировать невозмущенную температуру пород, необходимую для определения равновесного градиента температуры и плотности теплового потока, чтобы предоставить необходимые исходные данные для бассейнового моделирования.

**Объект:** бурящиеся скважины и скважины, в которых проводится предварительная промывка перед температурными исследованиями. Диаметр скважины после бурения изменяется из-за наличия каверн, что также сказывается на распределении температуры и после обсадки скважины, т. к. в этих интервалах увеличен объем закачанного цемента.

**Цель:** определение температурного нарушения в зоне с измененным диаметром скважины вследствие образования каверн, а также влияния цементного кольца на температурное поле в данных интервалах.

**Результаты.** Исследовано влияние размеров каверны (высоты и глубины) на формирование температурного поля в скважине. Разработана математическая модель, описывающая движение промывочной жидкости в скважине, учитывающая изменение диаметра. Результаты расчетов сравниваются с распределением температуры без учета изменения диаметра скважины по глубине. Показано, что температурное поле напротив интервалов каверн достаточно сильно нарушено в необсаженной скважине. Установлено, что при увеличении расхода промывочной жидкости поле температуры сильнее всего нарушено напротив подошвы интервала каверны.

### Ключевые слова:

Температурное поле, скважина переменного диаметра, промывка скважины, теплообмен, численное моделирование.

### Введение

Температура как комплексный параметр, содержащий в себе информацию о множестве процессов, происходящих в горных породах, позволяет решать множество задач, таких как контроль за разработкой месторождений, определение интервалов притока флюида из проницаемых пластов и т. д. Для решения этих задач необходима информация о распределении температуры в скважине, а также математические модели, описывающие процессы тепломассопереноса в скважине и горной породе. Существующие математические модели теплопереноса делятся на аналитические и численные [1–11]. Например, в работе [1] описывается математическая модель тепловых процессов, которая позволяет учитывать геометрию скважины, историю бурения, процессы при бурении скважины, такие как тепловые потери при вращении буровой колонны, теплофизические и реологические свойства бурового раствора, его расход в проницаемые пласты, а также цементацию скважины.

Существующие модели имеют ряд ограничений, не учитывающих определенные процессы, происходящие во время промывки. Например, в работах [2–11] отсутствует учет влияния обсадной колонны в модели, не учитываются такие явления, как: тепловыделение в процессе гидратации цемента; остановка в процессе бурения, во время которой происходит восстановление равновесной температуры; распределение температуры в радиальном направлении в горных породах, процесс промывки скважины при бурении.

Симулятор DrillSim [12, 13], разработанный в рамках сотрудничества Сколтеха и Башкирского государственного университета, позволяет снять многие из вышеперечисленных ограничений. В настоящее время симулятор DrillSim проходит тестирование на предмет возможности его применения для прогнозирования невозмущенной температуры пласта на основе экспериментальных данных термометрии в промышленных скважинах сразу после завершения бурения.

Симулятор предназначен для моделирования процесса тепломассопереноса в скважине во время бурения, при ее промывке и простое [14]. Решая обратную задачу на основе разработанного симулятора, возможно определение распределения ненарушенной температуры горных пород, а следовательно, градиента температуры и теплового потока.

#### Физико-математические основы симулятора

В данной статье рассматривается влияние изменения диаметра скважины на распределение температуры в

скважине после промывки. Считается, что при моделировании фильтрация жидкости отсутствует и окружающие горные породы непроницаемые. Рассматриваются различные вариации диаметра и высоты нарушенной зоны, и моделируется температура в скважине.

Исследуются два случая: скважина без обсадной металлической колонной и обсаженная скважина (обсадная колонна + цементное кольцо). На рис. 1 приведена схема для необсаженной (рис. 1, а) и обсаженной (рис. 1, б) скважин.

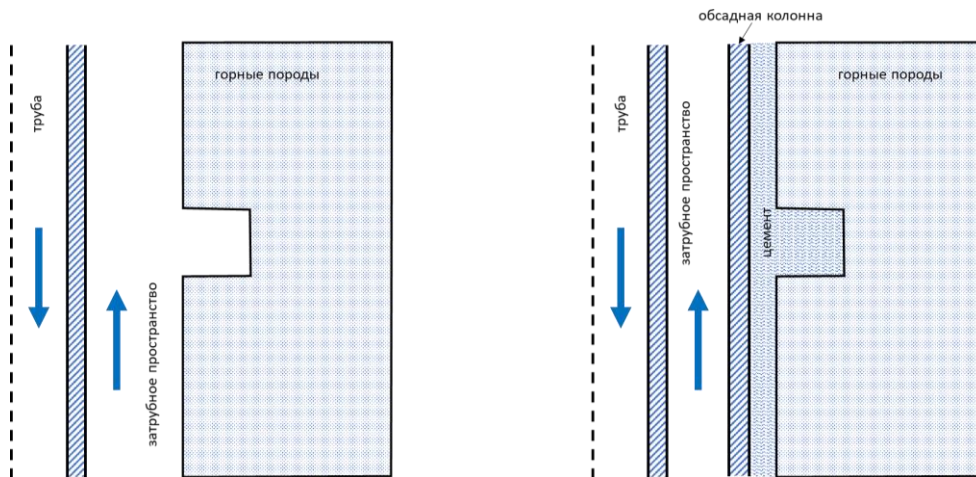


Рис. 1. Схематическое изображение процесса промывки в необсаженной (а) и обсаженной (б) скважинах

Fig. 1. Schematic representation of the circulation process in uncased (a) and cased (b) wells

Уравнение для нисходящего потока промывочной жидкости выглядит следующим образом:

$$Q_1 \rho_m c_m \frac{\partial T_1(z, t)}{\partial z} + H_t [T_1(z, t) - T_2(z, t)] = -S_1 \rho_m c_m \frac{\partial T_1(z, t)}{\partial t}.$$

Температура восходящего потока жидкости описывается следующим уравнением:

$$Q_2 \rho_m c_m \frac{\partial T_2(z, t)}{\partial z} + H_t [T_1(z, t) - T_2(z, t)] + H_a [T_3(r_w, z, t) - T_2(z, t)] = S_2 \rho_m c_m \frac{\partial T_2(z, t)}{\partial t}.$$

Здесь  $T_1, T_2$  – температура промывочной жидкости (буровая труба и затрубное пространство соответственно), К;  $\rho_m$  – плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $Q_1, Q_2$  – расход промывочной жидкости (буровая труба и затрубное пространство соответственно), м<sup>3</sup>/с;  $S_1, S_2$  – площадь внутреннего сечения (буровая труба и затрубное пространство соответственно), м<sup>2</sup>;  $c_m$  – удельная теплоемкость промывочной жидкости, Дж/(кг·К);  $H_t$  – коэффициент теплообмена между нисходящим потоком в буровой трубе и восходящим в затрубном пространстве;  $H_a$  – коэффициент теплообмена между восходящим потоком в затрубном пространстве и горными породами, Вт/(м·К).

Уравнение переноса тепла в горных породах и цементном кольце (для случая обсаженной скважины):

$$C \frac{\partial T_3(r, z, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \lambda \frac{\partial T_3(r, z, t)}{\partial r} \right).$$

Здесь  $C$  – объемная теплоемкость горной породы (металла, цементного кольца), Дж/(м<sup>3</sup>·К);  $\lambda(r)$  – теплопроводность, Вт/(м·К).

На стенке скважины (обсадной колонны) тепловой поток определяется конвективным теплообменом с флюидом в скважине [15, 16]:

$$\left[ \lambda \frac{\partial T_3}{\partial r} \right]_{r_0} = \frac{H_a}{2\pi r_0} (T_3(r_0, z, t) - T_2(z, t)).$$

Коэффициент теплообмена между двумя потоками жидкости рассчитывается по следующей формуле [17, 18]:

$$H_t = 2\pi \left( \frac{2}{\lambda_f Nu_1} + \frac{2(r_w - r_2)}{\lambda_f Nu_2 \cdot r_w} + \frac{1}{\lambda_{me}} \ln \left( \frac{r_2}{r_1} \right) \right)^{-1},$$

где  $\lambda_f$  – теплопроводность флюида, Вт/(м·К);  $\lambda_{me}$  – теплопроводность материала трубы, Вт/(м·К);  $Nu_1$  – число Нуссельта внутри трубы;  $Nu_2$  – число Нуссельта в затрубном пространстве;  $r_w$  – радиус скважины;  $r_1$  – внутренний радиус трубы;  $r_2$  – внешний радиус трубы.

Коэффициент теплообмена между восходящим потоком в затрубном пространстве и горными породами (обсадной колонной) определяется как [19, 20]:

$$H_a = 2\pi \left( \frac{2(r_w - r_2)}{\lambda_f Nu_2 \cdot r_w} \right)^{-1}.$$

Теплофизические свойства материалов для моделирования приведены в таблице.

**Таблица.** Теплофизические свойства материалов  
**Table.** Thermophysical properties of materials

Свойства Properties	Вода Water	Металл Metal	Цемент Cement	Порода Rock
$\lambda$ , Вт/(м·К) W/(m·K)	0,60	50	1,2	2,2
C, МДж/(м³·К) MJ/(m³·K)	4,2	3,7	2,4	2,5

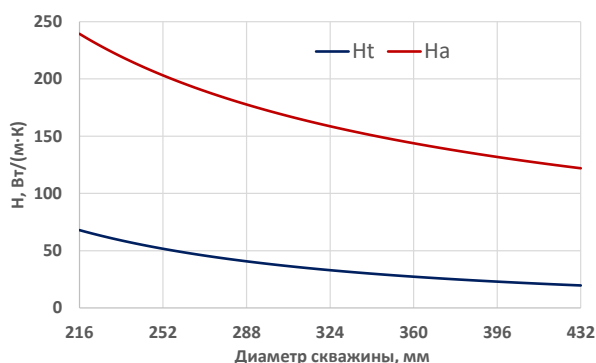
В данном случае моделируется горная порода с постоянными теплофизическими параметрами на всем протяжении скважины (без учета слоистости горных пород).

Расход промывочной жидкости измеряется в объемах скважины, промытых за 12 часов. В приведенных примерах расход равен 1 объему скважины, промытому в течение 12 часов, что соответствует массовому расходу промывочной жидкости 2,54 кг/с.

#### Примеры использования симулятора

Рассмотрим влияние изменения диаметра скважины на процесс теплообмена между двумя встречными потоками жидкости в трубе и затрубном пространстве и между восходящим потоком жидкости и горными породами. Скважина не обсажена.

На рис. 2 приведены графики зависимости величины коэффициента теплообмена от диаметра скважины. Внутренний и внешний диаметры трубы равны 62 и 73 мм соответственно, диаметр скважины 216 мм.



**Рис. 2.** Зависимость коэффициента теплообмена от диаметра скважины. Шифр кривых:  $H_t$  – коэффициент теплообмена между двумя потоками жидкости;  $H_a$  – коэффициент теплообмена между восходящим потоком и горными породами

**Fig. 2.** Dependence of the heat exchange coefficient on the well diameter. The legend:  $H_t$  is the heat exchange coefficient between two fluid flows;  $H_a$  is the heat exchange coefficient between the upstream fluid flow and the rocks surrounding the well

Как видно из рис. 2, увеличение диаметра скважины в 2 раза приводит к уменьшению коэффициента теплообмена между встречными потоками флюида  $H_t$  в 2 раза (изменяется от 240 до 122 Вт/(м²·К)), коэффициент теплообмена восходящего потока с горными породами  $H_a$  уменьшается в 3,5 раза (изменяется от 70 до 20 Вт/(м²·К)).

Следующим шагом является оценка влияния изменения диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром для необсаженной скважины на распределение температуры в конце промывки. На рис. 3 приведены графики разностей распределения температур при постоянном диаметре скважины и при увеличении диаметра скважины в некотором интервале. Графики приведены для температуры внутри буровой трубы и в затрубном пространстве.

Как видно из рис. 3, при увеличении диаметра скважины нарушается температурное распределение в трубе и затрубном пространстве. Величина нарушения температуры зависит от величины увеличения диаметра. По графику разностной температуры можно определить интервал изменения диаметра скважины, на рисунке четко выделяются границы нарушения диаметра.

Кроме этого, выполнен анализ влияния расхода промывочной жидкости в необсаженной скважине на распределение температуры в буровой трубе и затрубном пространстве в конце промывки. На рис. 4 показаны графики изменения разности температуры с глубиной для буровой трубы и затрубья.

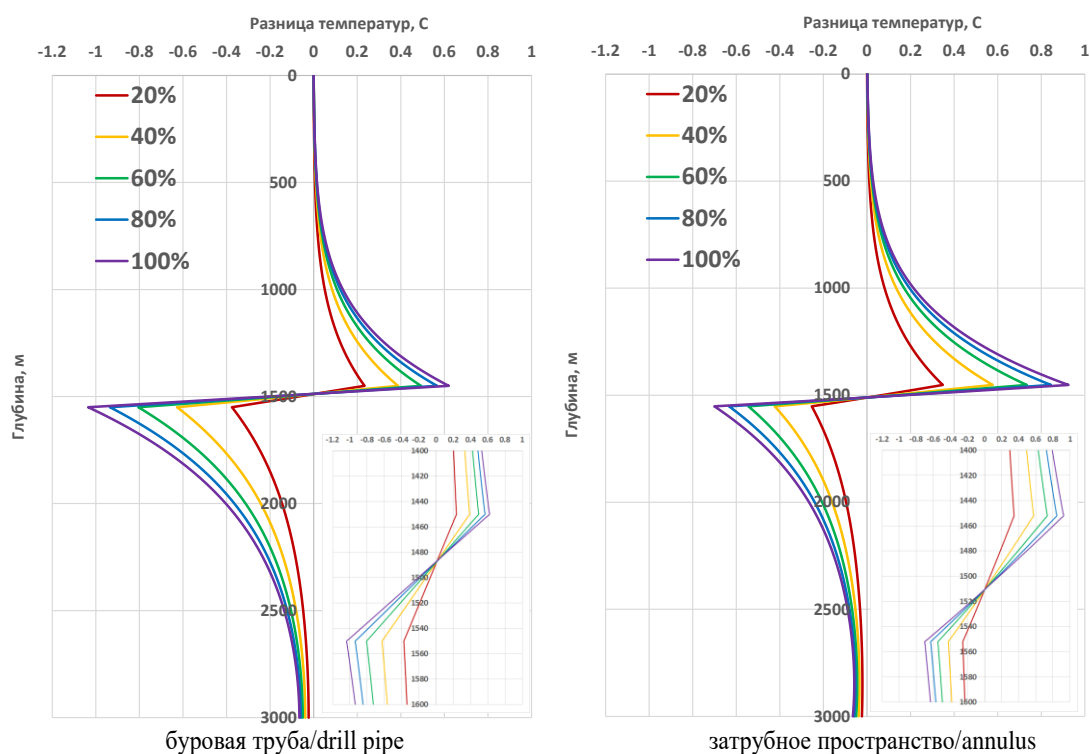
Из рис. 4 видно, что изменение расхода промывочной жидкости значительно сказывается на распределении температуры в скважине.

Рассмотрим влияние высоты интервала нарушения диаметра на распределение температуры в необсаженной скважине. На рис. 5 приведены соответствующие графики для температуры в буровой трубе и в затрубном пространстве.

Из графиков на рис. 5 видно, что увеличение высоты интервала изменения диаметра приводит к увеличению расхождения между рассчитанными распределениями температуры. Если разница температуры в интервале нарушения высотой 2 м составляет 0,05 °С, то в интервале нарушения высотой 100 м достигает почти 2 °С. В буровой трубе аномалия температуры локализована выше по сравнению с затрубным пространством. По температурным кривым отчетливо определяются границы интервала нарушения.

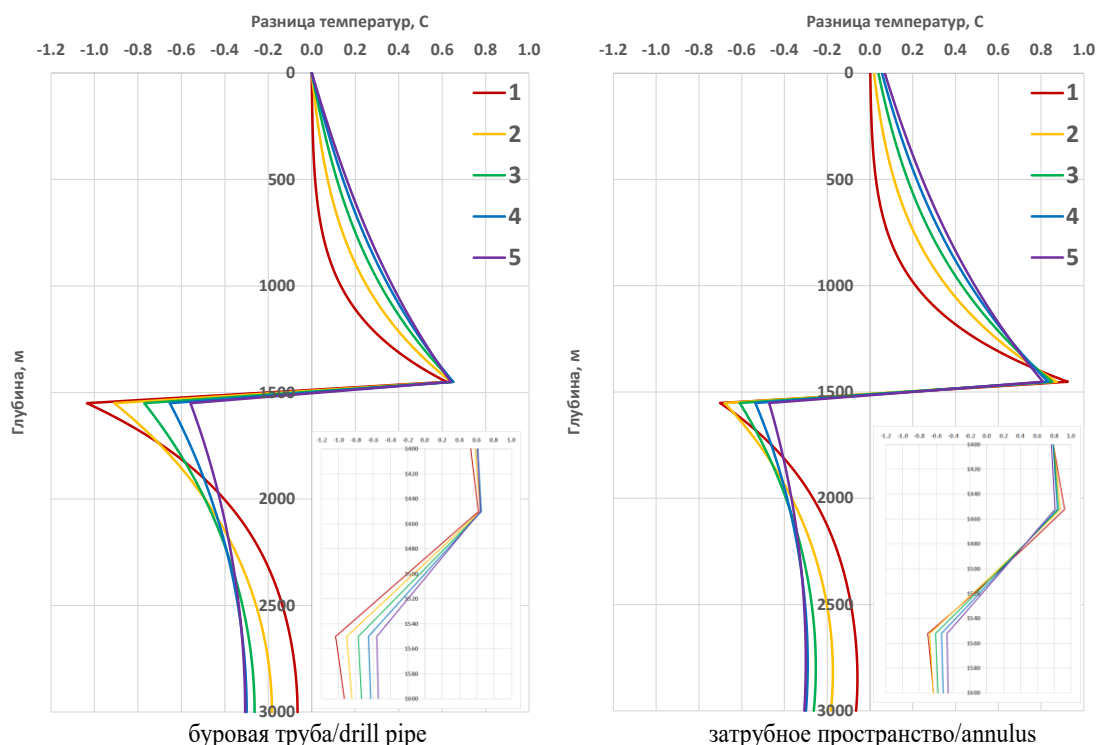
#### Заключение

Моделирование распределения температуры в процессе бурения, промывки и простоя скважины симулятором DrillSim позволяет определить распределение ненарушенной температуры горных пород, а также градиент температуры и тепловой поток, необходимые для решения задач реконструкции палеотемператур и прогноза нефтегенерационного потенциала. При этом полученные результаты учитывают вариации диаметра скважины, влияющие на распределение температуры в буровой трубе и затрубном пространстве. В работе выполнен анализ влияния геометрических размеров интервала нарушения диаметра скважины, таких как высота и диаметр. Установлено, что увеличение высоты нарушенной зоны и ее диаметра приводит к значительному искажению температурного поля в скважине. Так, при увеличении диаметра скважины с 216 до 260 мм (+20 %) приводит к изменению температуры на 0,4 °С напротив нижней границы нарушения диаметра и на 0,2 °С напротив верхней границы нарушения диаметра.



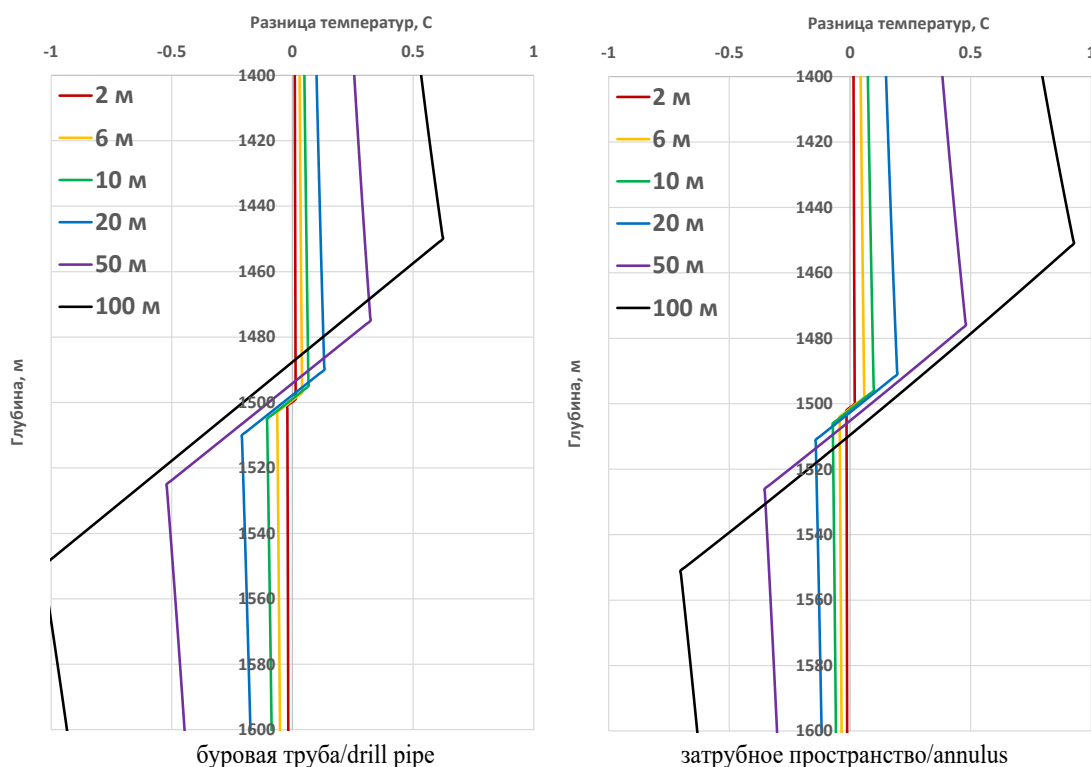
**Рис. 3.** Разница распределений температур, полученных при моделировании ситуаций с постоянным диаметром скважины и при наличии участка с увеличенным диаметром после окончания промывки. Шифр кривых – увеличение диаметра скважины в интервале 1450–1550 м относительно номинального диаметра скважины

**Fig. 3.** Absolute difference of temperature distributions between results of modeling situations with a constant well diameter and with a presence of an area with an increased diameter after well circulation. The legend – the increase of the well diameter in the interval of 1450–1550 m in comparison with the nominal one



**Рис. 4.** Абсолютная разница распределений температур после окончания промывки, рассчитанных с учетом и без учета изменения диаметра скважины. Шифр кривых – расход бурового раствора в объемах скважины, промытых в течение 12 часов

**Fig. 4.** Absolute difference of temperature distributions calculated after the end of well flushing with and without taking into account the changing of well diameter. The legend – the drilling fluid flow rate, measured using the number of well volumes flushed during 12 hours



**Рис. 5.** Абсолютная разница распределений температур, рассчитанных после окончания промывки с учетом изменения диаметра скважины и без учета. Шифр кривых – высота интервала с измененным диаметром в м

**Fig. 5.** Absolute difference of temperature distributions calculated after the end of well flushing with and without taking into account the changing of well diameter. The legend – interval depth with the changed diameter, m

Увеличение диаметра скважины в 2 раза, т. е. до 432 мм, приводит к изменению температуры на 1 и на 0,6 °C, соответственно. Изучено влияние расхода промывочной жидкости на распределение температуры в скважине. Установлено, что увеличение расхода жидкости при промывке скважины приводит к уменьшению погрешности расчета температуры с постоянным диаметром. Так, разница расчетных температур напротив нижней и верхней границ интервала нарушения диаметра при расходе 2,54 кг/с составляет 1 и 0,6 °C для трубы и затрубного пространства, соответственно. Для расхода 12,7 кг/с эти изменения составляют 0,55 и 0,6 °C.

Температурное поле при наличии интервалов изменения диаметра скважины значительно отличается

от рассчитанных для номинального диаметра в интервалах с измененным диаметром. При моделировании с помощью симулятора это необходимо учитывать. Если моделирование проводится для постоянного по глубине диаметра скважины, рекомендуется на фактически измеренных термограммах выделить интервалы изменения диаметра и исключить их при определении распределения ненарушенной температуры горных пород.

*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.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Семенова А.П. Теоретическое изучение теплопереноса в скважине и горном массиве применительно к задачам геотермии: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – М., 2006. – 149 с.
- Raymond L.R. Temperature distribution in a circulating drilling fluid // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – V. 246. – P. 333–341.
- Bittleston S.H. A two-dimensional simulator to predict circulating temperatures during cementing operations (SPE 20448) // 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. – New Orleans, USA, SPE Publ., 1990. – 12 p.
- Beirute R.M. A circulating and shut-in well-temperature profile simulator // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – V. 43. – P. 1140–1146.
- Schoepel R.J., Bennett R.E. Numerical simulation of borehole and formation temperature distributions while drilling to total depth (SPE 3364) // 46th Annual Fall Meeting of the SPE of AIME. – New Orleans, USA, SPE Publ., 1971. – 10 p.
- Thompson M., Burgess T.M. The prediction of interpretation of downhole mud temperature while drilling (SPE 14180) // 60th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE. – Las Vegas, USA, SPE Publ., 1995. – 12 p.
- TEMPLOPI: a thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during drilling of geothermal wells / A. Garcia, I. Hernandez, G. Espinosa, E. Santoyo // Computers and Geosciences. – 1998. – V. 24. – P. 465–477.
- GEOTRANS: a computer code for estimating transient temperatures in the completion of geothermal wells with drilling fluid losses / A. Garcia, G. Espinosa, E. Santoyo, P. Mendoza, I. Hernandez // Proceedings World Geothermal Congress 2000. – Tohoku, Japan, 2000. – P. 4023–4028.
- Jiang M. A heat transfer model for accurate wellbore temperature prediction during drilling // International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering. – 2019. – V. 5. – P. 1–4.
- Temperature log simulations in high-enthalpy boreholes / J. Wang, F. Nitschke, M.G. Korzani, Th. Kohl // Geothermal Energy. – 2019. – V. 7. – № 32. – P. 1–21.



11. Transient heat transfer model for wellbore and formation of shut-in offshore oil wells (SPE 196277) / T. Fang, Y. Liu, J. Bai, H. Chen, Sh. Zhao, Y. Li, M. Pang, Yu. Wang // IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Beijing, China, China University of Petroleum Publ., 2019. – 10 p
12. Акчурин Р.З., Рамазанов А.Ш. Моделирование распределения температуры в бурящейся скважине // Вестник Башкирского государственного университета. – 2016. – Т. 21. – № 2. – С. 269–273.
13. Программа для ЭВМ «DrillSim» для моделирования распределения температуры в скважине при бурении, промывке и простое: пат. Рос. Федерация, № 2020619596, заявл. 27.07.2020; опубл. 19.08.2020.
14. Kutsov I.M., Eppelbaum L.V. Determination of formation temperature from bottom-hole temperature logs - a generalized Horner method // Journal of Geophysics and Engineering. – 2005. – V. 2. – P. 90–96.
15. Fundamentals of heat and mass transfer. 8th ed. / Th.L. Bergman, A.S. Lavine, F.P. Incropera, D.P. deWitt. – USA: University of Notre Dame, 2006. – 1070 p
16. Булакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Ситдилов М.Р. Математическое моделирование тепломассопереноса в вертикальной трещине гидроразрыва пласта при закачке и очистке трещины // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 2 (22). – С. 41–62.
17. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Изд-во «Энергия», 1977. – 344 с.
18. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Изд-во «Недра», 1965. – 238 с.
19. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. Thermal history reconstruction and estimation of formation temperature using wireline formation tester measurements (SPE 92263) // SPE Europe/EAGE Annual Conference. – Madrid, Spain, SPE Publ., 2005. – 8 p.
20. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. A Method for formation temperature estimation using wireline formation tester measurements (SPE 92262) // SPE Western Regional Meeting. – Irvine, USA, SPE Publ., 2005. – 10 p.

Поступила 04.06.2022 г.

#### Информация об авторах

**Акчурин Р.З.**, старший преподаватель кафедры геофизики Физико-технического института Башкирского Государственного Университета.

**Рюков Р.И.**, аспирант, Башкирский Государственный Университет.

**Вахитова Г.Р.**, кандидат технических наук, доцент кафедры геофизики Физико-технического института Башкирского Государственного Университета.

**Рамазанов А.Ш.**, доктор технических наук, профессор кафедры геофизики Физико-технического института Башкирского Государственного Университета.

UDC 550.8.013, 550.8.053

## INVESTIGATION OF THE TEMPERATURE FIELD IN A WELL WITH THE VARIABLE DIAMETER AFTER CIRCULATION

Ruslan Z. Akchurin<sup>1</sup>,  
ac4urin.ruslan@yandex.ru

Ramil I. Ryukov<sup>1</sup>,  
ramilryukov97@mail.ru

Guzel R. Vakhitova<sup>1</sup>,  
guzel.geotec@mail.ru

Ayrat Sh. Ramazanov<sup>1</sup>,  
ramaz-1953@mail.ru

<sup>1</sup> Bashkir State University,  
32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russia.

**Relevance.** At present, there are no general methods for determining temperature of an undisturbed formation from thermometry data in non-equilibrium wells. When drilling a well, the natural temperature distribution in the formation surrounding the well changes significantly and it takes a considerable time to wait for its restoration. This process can last up to a number of months and even more in deep wells. Therefore, the undisturbed formation can only be directly measured in a small number of shut-in wells. Modeling the temperature recovery process in wells after drilling is the only way to predict the undisturbed formation temperature, required to the equilibrium temperature gradient and heat flux density determination in order to provide necessary initial data for basin and hydrocarbon system modeling.

**Object:** drilling wells and preliminary flushed wells before temperature studies. Well diameter changes after drilling due to the presence of cavities. The cavities affect the temperature distribution after the well casing, since the volume of injected cement in these intervals is increasing.

**Purpose** of the research is to determine the temperature field disturbance in the depth intervals with a changed well diameter due to the cavitation process, as well as the cement sheath effect on the temperature distributions.

**Results.** The influence of cavity size (height and depth) on the temperature field in the well was studied. The authors developed the mathematical model describing flushing fluid movement in the well and taking into account changes in well diameter. It was shown that the temperature field opposite the cave intervals is strongly disturbed in an uncased well. It was revealed that with an increase in the flow rate of the flushing fluid the temperature field is most strongly disturbed opposite the bottom of the cavity interval.

### Key words:

Temperature field, variable diameter well, well circulation, heat transfer, numerical simulation.

The research was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the subject «Development of intelligent complex technology for studying and interpreting the data of well logging ...», agreement no. 075-11-2021-061, 25 June 2021.

### REFERENCES

1. Semenova A.P. *Teoreticheskoe izuchenie teploperenosa v skvazhine i gornom massive primenitelno k zadacham geotermii*. Dis. Kand. nauk [Theoretical study of heat transfer in a borehole and a rock mass as applied to a geothermal tasks. Cand. Diss.]. Moscow, 2006. 149 p.
2. Raymond L.R. Temperature distribution in a circulating drilling fluid. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, vol. 246, pp. 333–341.
3. Bittleston S.H. A two-dimensional simulator to predict circulating temperatures during cementing operations (SPE 20448). *65<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. New Orleans, USA, SPE Publ., 1990. 12 p.
4. Beirute R.M. A circulating and shut-in well-temperature profile simulator. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, vol. 43, pp. 1140–1146.
5. Schoeppel R.J., Bennett R.E. Numerical simulation of borehole and formation temperature distributions while drilling to total depth (SPE 3364). *46<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the SPE of AIME*. New Orleans, USA, SPE Publ., 1971. 10 p.
6. Thompson M., Burgess T.M. The prediction of interpretation of downhole mud temperature while drilling (SPE 14180). *60<sup>th</sup> Annular Technical Conference and Exhibition of SPE*. Las Vegas, USA, SPE Publ., 1995. 12 p.
7. Garcia A., Hernandez I., Espinosa G., Santoyo E. TEMPLOPI: a thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during drilling of geothermal wells. *Computers and Geosciences*, 1998, vol. 24, pp. 465–477.
8. Garcia A., Espinosa G., Santoyo E., Mendoza P., Hernandez I. GEOTRANS: a computer code for estimating transient temperatures in the completion of geothermal wells with drilling fluid losses. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*. Tohoku, Japan, 2000. pp. 4023–4028.
9. Jiang M. A heat transfer model for accurate wellbore temperature prediction during drilling. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 2019, vol. 5, pp. 1–4.
10. Wang J., Nitschke F., Korzani M.G., Kohl Th. Temperature log simulations in high-enthalpy boreholes. *Geothermal Energy*, 2019, vol. 7, no. 32, pp. 1–21.
11. Fang T., Liu Y., Bai J., Chen H., Zhao Sh., Li Y., Pang M., Wang Yu. Transient heat transfer model for wellbore and formation of shut-in offshore oil wells (SPE 196277). *IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Beijing, China, China University of Petroleum Publ., 2019. 10 p.
12. Akchurin R.Z., Ramazanov A.Sh. Modeling of the temperature distribution in drilling well. *Bulletin of the Bashkir State University*, 2016, vol. 21, no. 2, pp. 269–273. In Rus.
13. Akchurin R.Z., Ramazanov A.Sh. *Programma dlya EVM «DrillSim» dlya modelirovaniya raspredeleniya temperatury v*

- skvazhine pri burenii, promyvke i prostoe* [Computer program «DrillSim» for modeling temperature distribution in the well during drilling, flushing and shut-in processes]. Patent RF, no. 2020619596, 2020.
14. Kutasov I.M., Eppelbaum L.V. Determination of formation temperature from bottom-hole temperature logs - a generalized Horner method. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2005, vol. 2, pp. 90–96.
  15. Bergman Th.L., Lavine A.S., Incropera F.P., DeWitt D.P. *Fundamentals of heat and mass transfer*. 8<sup>th</sup> ed. USA, University of Notre Dame, 2006. 1070 p.
  16. Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Sitdikov M.R. Mathematical modeling heat and mass transfer in a vertical hydraulic fracture crack during inflation and cleaning. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2020, vol. 6, no. 2 (22), pp. 41–62. In Rus.
  17. Mikheev M.A., Mikheeva I.M. *Osnovy teploperedachi* [Heat-transfer principles]. Moscow, Energiya Publ., 1977. 344 p.
  18. Chekalyuk E.B. *Termodinamika neftyanogo plasta* [Thermodynamics of the oil reservoir]. Moskva, Nedra Publ., 1965. 238 p.
  19. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. Thermal history reconstruction and estimation of formation temperature using wireline formation tester measurements (SPE 92263). *SPE Europe/EAGE Annual Conference*. Madrid, Spain, SPE Publ., 2005. 8 p.
  20. Zazovsky A.F., Haddad S.S., Tertychnyy V.V. A method for formation temperature estimation using wireline formation tester measurements (SPE 92262). *SPE Western Regional Meeting*. Irvine, USA, SPE Publ., 2005. 10 p.

Received: 4 June 2022.

#### Information about the authors

**Ruslan Z. Akchurin**, senior lecturer, Bashkir State University.

**Ramil I. Ryukov**, postgraduate student, Bashkir State University.

**Guzel R. Vakhitova**, Cand. Sc., associate professor, Bashkir State University.

**Ayrat Sh. Ramazanov**, Dr. Sc., professor, Bashkir State University.