

УДК 550.3

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ПОЛЯ
ПО ТЕМПЕРАТУРНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В СКВАЖИНАХ**

**DETERMINATION OF THE GEOTHERMAL FIELD PARAMETERS
BY TEMPERATURE MEASUREMENTS IN WELLS**

Рамазанов А. Ш., Акчурин Р. З.

**ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»,
г. Уфа, Российская Федерация**

A. Sh. Ramazanov, R. Z. Akchurin

FSBEI HE “Bashkir State University”, Ufa, Russian Federation

e-mail: ramaz@geotec.ru, ac4urin.ruslan@yandex.ru

Аннотация. В геофизике одним из важных направлений является геотермия – наука об изучении теплового поля Земли. Одной из основных задач геотермии является определение ненарушенной температуры горных пород. Параметры геотермического поля (естественная температура пород, геотермический градиент, тепловой поток) могут использоваться в качестве поисковых признаков нефтегазовых залежей. Знание естественной температуры горных пород необходимо также при интерпретации данных в скважинной термометрии. В скважинной термометрии геотерма, как невозмущенная естественная температура пород, является фоном при выявлении и анализе температурных аномалий, связанных с продуктивными пластами и нарушениями целостности колонны. На сегодняшний день не существует общепринятых методов определения невозмущенной температуры горных пород. Используемые на практике методы имеют ряд недостатков и позволяют лишь приблизительно оценить естественную температуру пород. При бурении

температурное поле в окружающих скважину горных породах меняется и на его восстановление требуется значительное время. Этот процесс может длиться от нескольких дней до нескольких месяцев в случае глубоких скважин, поэтому естественную температуру пород можно непосредственно измерить лишь в небольшом количестве длительное время простаивающих скважин.

В статье анализируются известные методы определения равновесной температуры горных пород, предлагается новый метод, основанный на регистрации нестационарной температуры в скважине после прекращения бурения и определении равновесной температуры пород на основе использования симулятора нестационарной температуры в бурящихся скважинах, обсуждаются математическая модель симулятора, постановки обратных задач и алгоритмы их решения.

Abstract. In geophysics, one of the most important areas is geothermy – science about the study of the thermal field of the Earth. One of the main problems of geothermy is to determine the undisturbed temperature of rocks. The geothermal field parameters (natural rock temperature, geothermal gradient, heat flux) can be used as search attributes of oil and gas deposits. Knowing the natural temperature of rocks is also necessary for wellbore thermal data interpretation. In borehole thermometry, the geothermal distribution as the unperturbed natural rock temperature is the background in the detection and analysis of temperature anomalies associated with productive layers and casing integrity damage. Today, there are no generally accepted methods for determining the unperturbed temperature of rocks. The methods used in practice have a number of problems and allow only to estimate approximately the natural temperature of the rocks. When drilling, the temperature field in the surrounding rocks varies and it takes a considerable time to restore it. This process can continue from a few days to several months-in the case of deep wells, so the natural temperature of the rocks can be measured directly only in a small amount of long time of idle wells.

The known methods for determining equilibrium temperature of rocks are analyzed in the article. A new method based on recording the non-stationary temperature in the well after stopping drilling and determining the equilibrium temperature of rocks based on the use of a simulator of non-stationary temperature in drilled wells is proposed. The mathematical model of the simulator, the formulation of inverse problems and algorithms of their solutions are discussed.

Ключевые слова: геотермический градиент, бурение, теплообмен, моделирование, обратная задача.

Key words: geothermal gradient, drilling, heat exchange, modeling, inverse problem.

Знание распределения температуры в недрах Земли важно по нескольким причинам:

– температура и давление оказывают решающее влияние на образование залежей нефти и газа из органического вещества. В бассейновом моделировании обязательным элементом является реконструкция геотермической истории осадочной толщи;

– параметры геотермического поля (естественная температура пород, геотермический градиент, тепловой поток) могут использоваться в качестве поисковых признаков нефтегазовых залежей;

– в скважинной термометрии геотерма, как невозмущенная естественная температура пород, является фоном при выявлении и анализе температурных аномалий, связанных с продуктивными пластами и нарушениями целостности колонны.

Известно несколько способов определения естественной (равновесной) температуры пород по температуре в скважине:

1. Для определения параметров геотермического поля проводят измерение распределения температуры вдоль ствола скважины. Для этого могут быть использованы только специальные скважины (контрольные,

пьезометрические, длительное время простаивающие, эксплуатационные скважины), распределение температуры в которых соответствует геотермическому распределению в горных породах в окрестности этих скважин. При определении равновесной температуры пород после бурения скважины необходима длительная выстойка скважины, после которой в скважине устанавливается температура дальней зоны пород, ненарушенная бурением. Время выстойки для непроницаемых участков определяется длительностью воздействия и теплопроводностью пород. На рисунке 1 приведено расчетное время выстойки скважины в покое после прекращения бурения для восстановления равновесной температуры, с точностью 0,01 К. График построен на основе приведенных в [1] результатов расчетов для безразмерного времени воздействия и восстановления.

На рисунке 2 показано расчетное время выстойки скважины в зависимости от требуемой точности восстановления равновесной температуры пород.

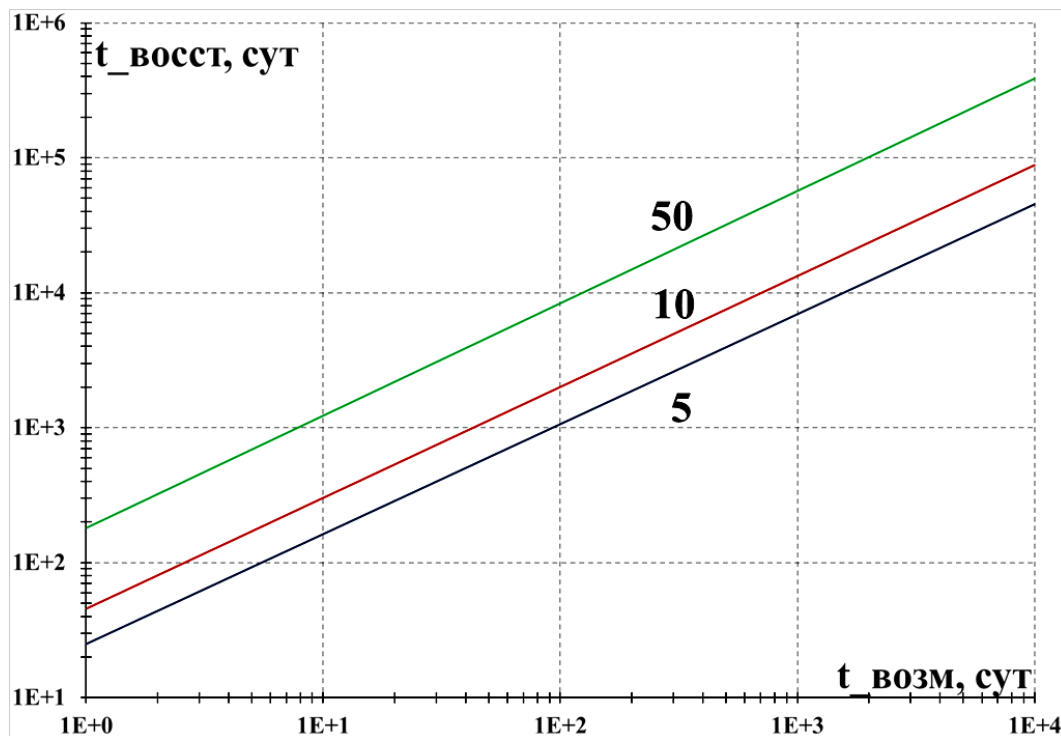


Рисунок 1. Расчетное время выстойки скважины в покое после прекращения бурения. Шифр кривых – максимальная разница температуры в скважине и породах, величина температурного возмущения, °С

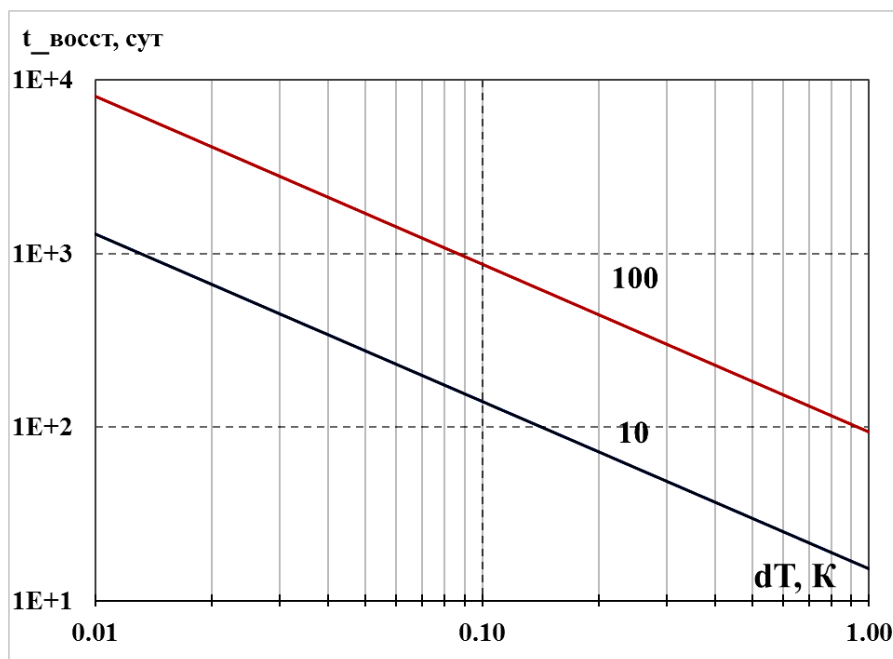


Рисунок 2. Зависимость времени выстойки от требуемой точности восстановления температуры. Шифр кривых – длительность возмущения температуры в сутках

Недостатком данного метода является ограниченное количество простаивающих скважин (контрольных пьезометрических), распределение температуры в которых можно считать геотермическим. При использовании остановленных добывающих и нагнетательных скважин, а также новых скважин после прекращения бурения для установления равновесной температуры требуется большое время. По этой причине этот метод используется на практике в небольших объемах.

2. Метод Хорнера, основан на использовании нестационарной температуры в скважине после прекращения бурения (воздействия).

Метод Хорнера широко используется при гидродинамических исследованиях скважин для обработки кривых восстановления давления. Используя сходство между переходным режимом роста давления и температуры, было предложено использовать метод Хорнера для прогнозирования температуры пласта, используя замер температуры на забое. Ствол скважины рассматривается в качестве цилиндрического источника тепла конечного радиуса. Используется формула, описывающая восстановление температуры [2, 3]

$$T(r_c, \tau) = T_G + \frac{q}{4\pi\lambda} \left[\ln \frac{\tau}{\tau - s} - \frac{r_c^2}{2as} \left(\frac{s}{\tau} \right)^2 \right] \quad (1)$$

где q – плотность постоянного теплового потока от скважины при воздействии, Вт/м;

λ – коэффициент теплопроводности горных пород, Вт/(м·К);

a – коэффициент температуропроводности, м²/с;

s – длительность действия источника тепла;

τ – время с начала воздействия, $\tau > s$.

Согласно этому методу кривую изменения температуры $T(r_c, \tau)$, зарегистрированную в течение времени τ после окончания воздействия источника тепла, перестраивают в линеаризующих координатах $[T, \ln \tau/(\tau-s)]$.

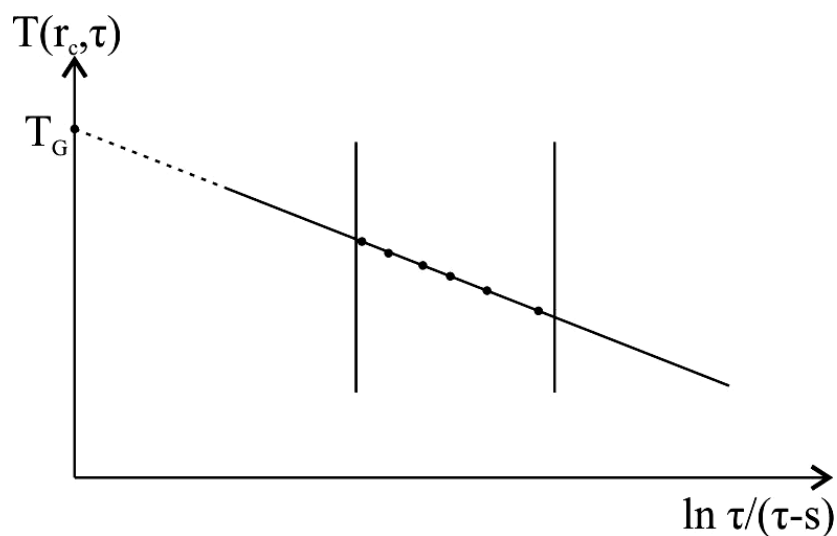


Рисунок 3. Кривая изменения температуры в линеаризующих координатах

Выделяют прямолинейный участок и по параметрам аппроксимирующей прямой определяют равновесную температуру пород.

Недостатком этого способа является неучет реальной истории воздействия в процессе бурения (изменение температуры и расхода бурового раствора во времени), а также то, что тепловой поток из горных пород считается постоянным, однако из-за уменьшения разницы

температур между буровым раствором и стенкой скважины тепловой поток со временем уменьшается.

3. Способ описан в работе [4, 5]. Предлагается определение начального геотермического распределения температуры на основе решения обратной задачи. Идея метода состоит в следующем: используя опробователь пласта на кабеле, регистрируют температуру притекающей из пласта жидкости по времени. Далее это распределение температуры по времени перестраивают в распределение температуры в горной породе по радиусу и, сравнивая его с модельным распределением температуры, находят естественную температуру пород. Используемая при решении ОЗ математическая модель учитывает историю воздействия, конструкцию скважины, неоднородность тепловых свойств пород по вертикали.

Недостатком данного метода является то, что в модели возмущение температуры пород обуславливается только кондуктивным теплопереносом, радиальной теплопроводностью в породах. При бурении скважины пренебрегают проникновением бурового раствора в пласты, однако естественную температуру пород определяют на основе изменения температуры притекающей из пласта жидкости во времени. Возмущение температуры в проницаемых интервалах при бурении скважины может обуславливаться и проникновением фильтрата бурового раствора, что в модели не учитывается.

4. На практике часто в качестве равновесной температуры берут измеренную (в конце периода притока при испытании пластов испытателями на трубах или опробователями на кабеле) температуру жидкости, притекающей из пласта.

Недостатком данного метода является то, что невозможно знать, равна ли температура притекающего флюида равновесной температуре породы или нет. Из-за кратковременности притока и малых объемов отобранного флюида невозможно оценить точность определения равновесной температуры пород. Естественная температура в процессе фильтрации в

пласте при больших депрессиях может значительно исказиться еще вследствие проявления термодинамических эффектов и фазовых превращений.

5. Геотермическое распределение можно определить также, измерив, установившееся распределение температуры в зумпфе, длительно работающей скважины.

При достаточно большом интервале зумпфа скважины (для добывающих скважин более 10 м) вблизи искусственного забоя на термограммах наблюдается участок ненарушенной геотермы. Равновесную температуру пород в этом интервале можно определить с заданной точностью путем решения обратной задачи используя модель измерения температуры в скважине (например, используя распределения температуры на спуске и подъеме прибора, скорость движения и тепловую инерцию датчика).

Для определения равновесной температуры вне выделенного участка ненарушенной геотермы можно использовать 2 способа:

а) Выделяют прямолинейный участок в интервале зумпфа с равновесной температурой пород и с помощью линейной экстраполяции на основе данного прямолинейного участка достраивают прямую для всего интересующего интервала ствола скважины. Таким образом, построенное распределение температуры называют условной геотермой (Γ_y), оно используется для оценки естественной температуры пород.

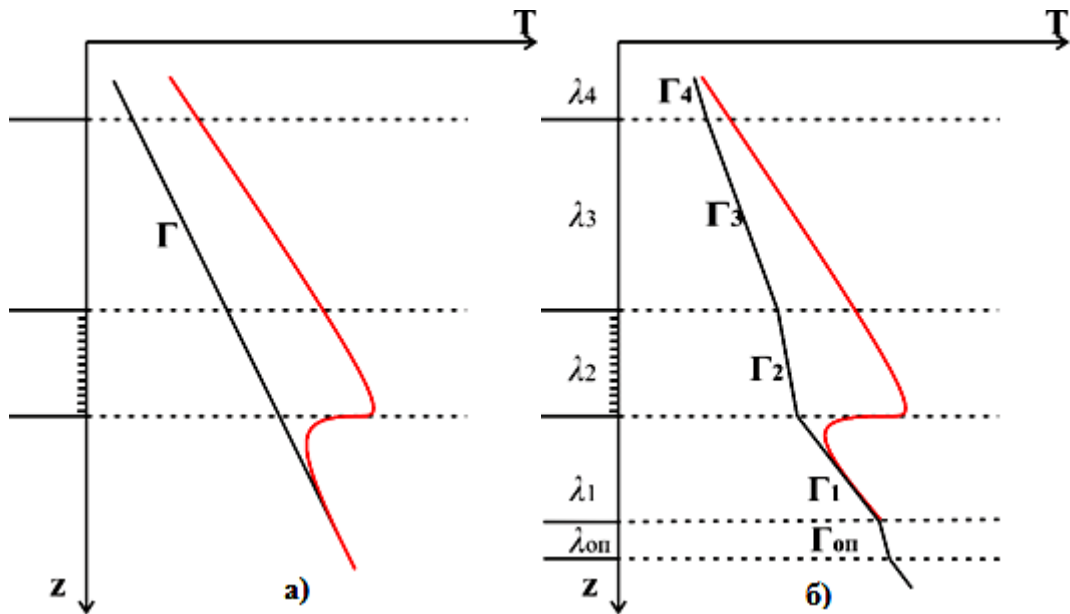


Рисунок 4. Определение естественной температуры пород на основе линейной экстраполяции распределения температуры в зумпфе скважины (а) и с учетом распределения теплопроводности (б)

б) Описанный выше способ линейной экстраполяции используется на практике, когда не требуется большая точность определения естественной температуры пород. Например, этого достаточно при интерпретации термограмм на качественном уровне для приблизительной оценки невозмущенной температуры пород за скважиной, в интервалах исследованных продуктивных пластов. При количественной интерпретации скважинных термограмм в действующих скважинах и для решения задач геотермии точность определения равновесной температуры пород по этому способу оказывается недостаточной. Второй способ является улучшением первого. Вместо линейной экстраполяции участка геотермы из зумпфа, модельная геотерма описывается в предположении отсутствия тепловых источников в исследуемом интервале кусочно-линейной функцией. В этом случае учитывается неоднородность тепловых свойств горных пород по глубине.

На основе равенства тепловых потоков (из закона Фурье) получаем

$$\lambda_1 \Gamma_1 = \lambda_2 \Gamma_2 = \lambda_3 \Gamma_3 = \dots = \lambda_N \Gamma_N. \quad (2)$$

Зная геотермическое распределение и коэффициент теплопроводности для пород в опорном интервале и теплопроводности всех вышележащих слоев можно найти геотермические градиенты для каждого интервала

$$\Gamma_i = \frac{\lambda_{\text{оп}} \Gamma_{\text{оп}}}{\lambda_i} \quad (3)$$

Вместо этой формулы для расчета геотермических градиентов можно использовать формулу

$$\Gamma_i = \frac{q}{\lambda_i}, \quad (4)$$

где q – заданная величина теплового потока, Вт/м².

С учетом найденных геотермических градиентов естественная температура горных пород на глубине z будет определяться по следующей формуле:

$$T_G(z) = T_{\text{оп}} - \sum_{i=1}^{N-1} \Gamma_i (z_i - z_{i+1}) - \Gamma_N (z_N - z), \quad z < z_N \quad (5)$$

где $T_{\text{оп}}$ – температура опорного слоя (температура на глубине кровли опорного интервала, на глубине $z = z_1$).

Нами рассматривается новая методика определения равновесной температуры пород, заключающаяся в следующем:

- известна информация об изменении расхода и температуры бурового раствора на устье в процессе бурения скважины;
- известны тепловые свойства горных пород;
- после прекращения бурения регистрируется температура в стволе скважины против непроницаемых интервалов $T(t)$ на определенной глубине H или, серия термограмм с интервалом по времени t , сравнивая полученные распределения температуры с модельными $T^m(H, t)$ или $T^m(z, t_j)$, рассчитанными на симуляторе для различных $T_G(z)$, находится равновесная температура пород.

Для расчета модельных распределений температуры в стволе бурящейся скважины разработан симулятор [6], учитывающий тепловые свойства разреза и историю изменения параметров при бурении скважины, таких как скорость бурения, расход и температура бурового раствора на устье. Примем следующие предположения:

- пусть имеется информация о тепловых свойствах, расходе, температуре бурового раствора, скорости бурения;
- пусть нам известны тепловые свойства пород, вскрываемых скважиной при бурении;
- разбуриваемая среда однородна по r , но может быть неоднородна по z .

Математическая постановка задачи

Распределение температуры в скважине и пласте при бурении описывается следующими уравнениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial z} + H_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] = -S_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial t} \\ Q_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial z} + H_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] + H_a [T_f(r_b, z, t) - T_a(z, t)] = S_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial t} \\ \frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial t} = \alpha_f \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial r} \right) \end{array} \right. \quad (6)$$

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

где z – расстояние вдоль скважины; r – расстояние вдоль пласта; t – время; T_d – температура бурового раствора внутри буровой трубы; T_a – температура бурового раствора в затрубном пространстве; T_f – температура пласта; α – коэффициент температуропроводности пласта; H_d – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в буровой трубе и потоком в затрубном пространстве; H_a – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в затрубном пространстве и породой; ρ_m – плотность бурового раствора; c_m – теплоемкость бурового раствора; S_d , S_a – площадь поперечного сечения буровой трубы и

затрубного пространства; v_d , v_a – скорость бурового раствора в буровой трубе и затрубном пространстве. Смоделируем распределение температуры в скважине при бурении, циркуляции бурового раствора и после бурения в период выстойки. Глубина скважины составляет 2000 м, длительность бурения составляет 50 ч, длительность промывки 2 ч и длительность выстойки 48 ч. Моделируется бурение слоистой среды, количество слоев равно двум. Мощность каждого 1000 м. Тепловые свойства представлены в таблице 1:

Таблица 1. Тепловые свойства горных пород

Номер слоя	a , $\text{м}^2/\text{с}$	λ , $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$	c_p , $\text{МДж}/(\text{м}^3\cdot\text{К})$
А	$0,92\cdot 10^{-6}$	2,5	2,7
Б	$1,087\cdot 10^{-6}$	3,0	2,76

Как видно из рисунка 6,б температура бурового раствора в стволе скважины стремится к равновесной температуре горных пород.

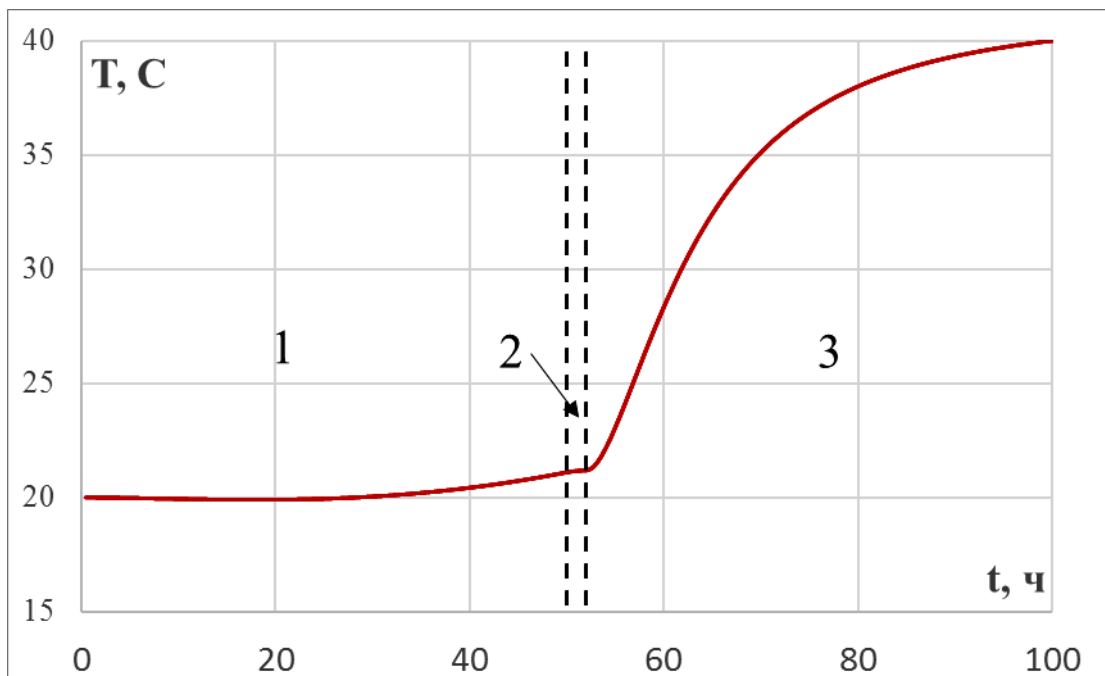


Рисунок 5. Распределение температуры на долоте по времени.
 Шифр интервалов: 1 – бурение; 2 – промывка; 3 – выстойка

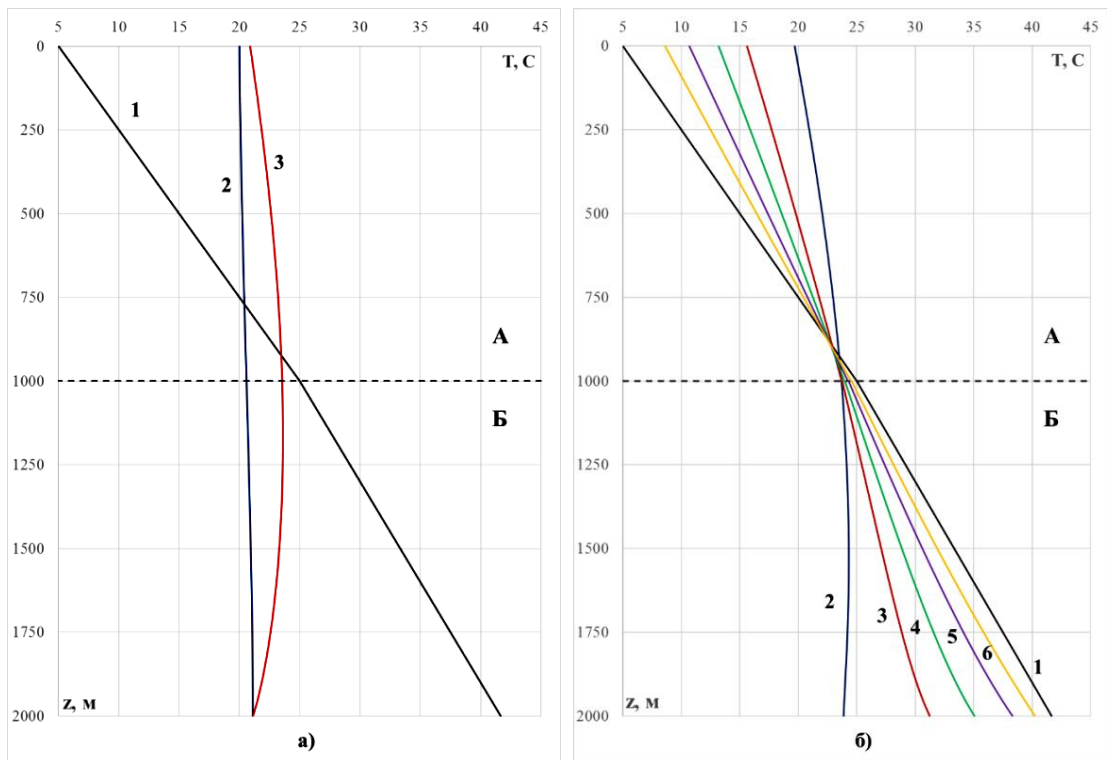


Рисунок 6. Распределение температуры вдоль ствола скважины.

Шифр кривых:

- а) 1 – геотерма, 2, 3 – температура в стволе скважины и в затрубном пространстве после бурения; б) 1– геотерма, 2,3,4, 5, 6 – температура в стволе скважины через 1, 6, 12, 24 и 48 ч выстойки, соответственно

На основе разработанного симулятора решается обратная задача об определении равновесной температуры.

Возможна постановка следующих двух обратных задач (ОЗ):

ОЗ-1. По зарегистрированной кривой изменения температуры на определенной глубине H во времени после прекращения бурения (3 интервал на рисунке 5); необходимо найти равновесную температуру пород $T_G(z)$ из условия минимума невязки между модельной температурой $T^M(H, \tau)$ и фактической $T(H, \tau)$

$$F = \sum_{i=1}^n [T^M(H, \tau_i) - T(H, \tau_i)]^2. \quad (7)$$

Здесь n – число измеренных значений температуры.

ОЗ-2. По серии термограмм, измеренных через определенные промежутки времени (термограммы 2-6 на рисунке 6, б) находится

равновесная температура пород $T_G(z)$ из условия минимума отклонений модельных температур $T^M(z, t_j)$ от фактических $T(z, t_j)$

$$F = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [T^M(z_i, t_j) - T(z_i, t_j)]^2. \quad (8)$$

Здесь n – число точек по глубине, m – количество термограмм.

Выводы

В статье рассмотрены основные методы определения равновесной температуры горных пород. Разработан симулятор для моделирования температуры в бурящейся скважине. Данный симулятор будет использоваться при решении обратной задачи об определении равновесной естественной температуры пород по нестационарным распределениям температуры в стволе скважины после бурения.

Список используемых источников

- 1 Запорожец В. М. Геофизические методы исследования скважин. М.: Недра, 1983. 591 с.
- 2 Череменский Г. А. Геотермия. Л.: Недра, 1972. 271 с.
- 3 Izzy M. Kutasov L. Eppelbaum V. An Improved Horner Method for Determination of Formation Temperature. Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- 4 Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. Thermal History Reconstruction and Estimation of Formation Temperature. Using Wireline Formation Tester Measurements. SPE 92263, 2005.
- 5 Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. A Method for Formation Temperature Estimation Using Wireline Formation Tester Measurements. SPE 92262, 2005.

6 Акчурин Р. З., Рамазанов А. Ш. Моделирование распределения температуры в бурящейся скважине // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21. №2. С. 269–273.

References

1 Zaporozhets V. M. Geofizicheskiye metody issledovaniya skvazhin. M.: Nedra, 1983. 591 s. [in Russian].

2 Cheremensky G. A. Geotermiya . Leningrad: Nedra, 1972. 271 s. [in Russian].

3 Izzy M. Kutasov, Lev V. Eppelbaum. An Improved Horner Method for Determination of Formation Temperature. Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.

4 Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. Thermal History Reconstruction and Estimation of Formation Temperature Using Wireline Formation Tester Measurements. SPE 92263, 2005.

5 Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. A Method for Formation Temperature Estimation Using Wireline Formation Tester Measurements. SPE 92262, 2005.

6 Akchurin R. Z., Ramazanov A. Sh. Modelirovanie raspredeleniya temperatury v buryasheisya skvazhine // Vestnik Bashkirskogo universiteta. 2016. Т. 21. №2. С. 269-273. [in Russian].

About the authors

Сведения об авторах

Рамазанов А. Ш., д-р техн. наук, профессор кафедры геофизики ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа, Российская Федерация

A. Sh. Ramazanov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Geophysics Chair FSBEI HE Bashkir State University, Ufa, Russian Federation
e-mail: ramaz@geotec.ru

Акчурин Р. З., аспирант кафедры геофизики ФГБОУ ВО «Башкирский
государственный университет», г. Уфа, Российская Федерация

R. Z. Akchurin, Post-graduate Student of the Geophysics Chair FSBEI HE
Bashkir State University, Ufa, Russian Federation

e-mail: ac4urin.ruslan@yandex.ru