

РАСЧЕТ ПОЛЕЙ ТЕМПЕРАТУР В СКВАЖИНЕ НА ОСНОВЕ
АСИМПТОТИЧЕСКИХ ФОРМУЛ

Е.П. Щеглова, Е.М. Карасев, А.И. Филиппов
(УГНТУ, Филиал УГАТУ, г. Стерлитамак)

Геотермический градиент, температурное поле, дебит,
радиальный профиль температуры

Geometrical gradient, temperature field, radial profile of temperature

Calculation of temperature fields in a well based on asymptotic formulas. Scheglov E.P., Karasev E.M., Fillipov A.I.

It is shown that deflections of temperature from geothermal and radial profiles heavily depend on the liquid and gas flow rates. At the same time the radial distributions of temperature in a borehole for water and oil do not differ much. Fig. 5, ref. 6

Отклонения температуры от геотермической и радиальные профили существенно зависят от дебита жидкости и газа. В то же время радиальные распределения температуры в скважине для воды и нефти существенно не различаются.

Температурные измерения представляют один из ведущих методов исследования скважин и пластов [1, 2]. Попытки построения теории тепловых процессов в скважине на основе асимптотических методов предприняты [3–6]. В работе [3] в предположении постоянства температурного градиента в окружающих скважину породах построено приближенное аналитическое решение с учетом радиального профиля скорости. Новый способ расчета средней по сечению скважины температуры описан [5].

Часто в практике встречается случай постоянных вертикальных градиентов $\partial\theta_l/\partial z_d = \partial\theta/\partial z_d = -\Gamma$. Производная $\partial\theta/\partial z_d$ отлична от константы вблизи аномалий температуры, однако, при достаточном удалении от них реализуется случай постоянных градиентов. Зона стабилизации уменьшается с уменьшением дебита, так что приведенные ниже результаты расчетов особенно важны для малodeбитных скважин. В качестве примера приведем формулы температуры для достаточно малых времен.

Согласно [4] нулевое приближение описывает средние значения температуры, а информация о ее радиальном распределении в скважине содержится в первом приближении. Выражения для температурных полей в скважине для выровненного профиля скорости нулевой и первый коэффициенты разложения запишутся следующим образом:

$$T^{(0)} = \frac{\text{Pe} \nu (1-H)}{\chi} \left[\sqrt{\frac{t}{\pi}} - \frac{1}{4\chi} \left(1 - \exp(4\chi^2 t) \text{erfc}(2\chi\sqrt{t}) \right) \right], \quad (1)$$

$$T^{(1)} = \frac{1-r^2}{4\chi} \Lambda \text{Pe} \nu (1-H) \left(1 - \exp(4\chi^2 t) \text{erfc}(2\chi\sqrt{t}) \right) - \frac{\Lambda}{2} \text{Pe} \nu (1-H) \left(\sqrt{\frac{t}{\pi}} - 2\chi \exp(4\chi^2 t) \text{erfc}(2\chi\sqrt{t}) \right), \quad (2)$$

где $\text{Pe} = \nu r_0 / a_{lr}$ – параметр Пекле; $\nu = r_0 / D$; $H = \eta \rho g r_0 / \nu \theta_0$; $\chi = c_l \rho_l / c \rho$; $\Lambda = \lambda_{lr} / \lambda_r$.

Полученные зависимости температурных полей составляют основу для научных и практических расчетов температуры в скважинах и трубопроводах. Ниже приведены

графические зависимости температурных полей от пространственной координаты и времени. В расчетах использовано нормирование температуры на

$$Pe \nu (1-H)$$

Приведены зависимости отклонения температуры от геотермической для нулевого коэффициента разложения $\tilde{T}^{(0)} = T^{(0)} / Pe \nu (1-H)$ в зависимости от безразмерного времени $t = a_{lr} \tau / r_0^2$ для случаев течения воды $\chi = 0,34$, нефти $\chi = 0,99$ и метана $\chi = 3,64$ по скважине (рис. 1 а). Расчеты произведены по формуле (1):

$$\tilde{T}^{(0)} = \frac{1}{\chi} \sqrt{\frac{t}{\pi}} - \frac{1}{4\chi^2} \left(1 - \exp(4\chi^2 t) \operatorname{erfc}(2\chi\sqrt{t}) \right) \quad (3)$$

Построение графика в программах типа MathCad для больших значений χ по формуле (3) невозможно, поэтому использована асимптотическая формула $\operatorname{erfc}(2\chi\sqrt{t}) \approx \exp(-4\chi^2 t) / 2\chi\sqrt{\pi t}$, тогда из (3) получим приближенную зависимость:

$$\tilde{T}_{np}^{(0)} = \frac{1}{\chi} \sqrt{\frac{t}{\pi}} - \frac{1}{4\chi^2} \left(1 - \frac{1}{2\chi\sqrt{\pi t}} \right) \quad (4)$$

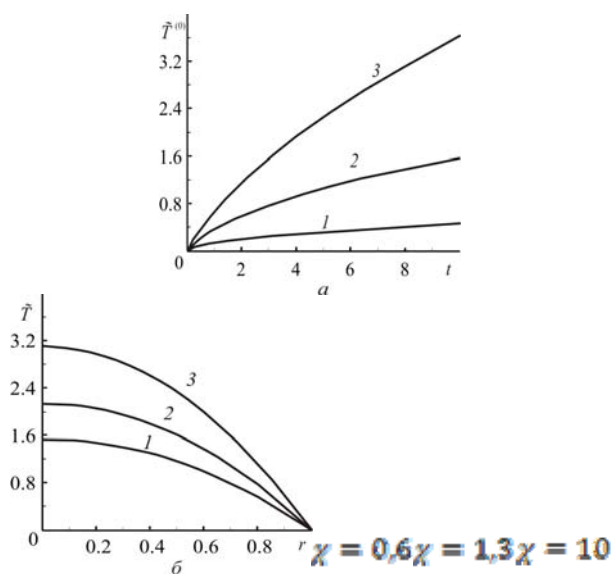


Рис. 1. Зависимость относительной температуры от безразмерного времени (а) и радиальные профили температуры при $t=1$ (б): 1 – $\chi = 3,64$; 2 – $0,99$; 3 – $0,34$

Наибольшие отклонения относительной температуры достигаются при течении воды, поскольку она обладает повышенной теплоемкостью (см. рис. 1 а). Наименьшими значениями отличаются отклонения при течении газа по скважине.

Представлены (рис. 1 б) радиальные профили температуры потока в скважине при движении по ней метана (кривая 1), нефти (кривая 2) и воды (кривая 3) для безразмерного времени $t = 1$. \tilde{T} – разность температур внутри и на стенке скважины, нормированная на $Pe \nu (1-H)$: $\tilde{T} = [T^{(l)}(r) - T^{(l)}(r=1)] / Pe \nu (1-H)$. Расчеты произведены по

формуле (2).

Приведены зависимости (рис. 2) относительной погрешности приближенной расчетной формулы (4) для нулевого коэффициента разложения в зависимости от безразмерного времени для случаев течения метана, нефти и воды по скважине. Расчеты произведены по формуле $\Delta T^{(0)} = \left| \tilde{T}^{(0)} - \tilde{T}_{np}^{(0)} \right| / \tilde{T}^{(0)}$.

Величина погрешности в интервале времени от 1 до 10 не превосходит 12 % от полного значения достигаемого эффекта (см. рис.2). Погрешность приближенной формулы не превышает 10 % для воды при $t > 3,57$, для нефти при $t > 0,42$, для газа при $t > 0,12$, что соответствует реальным временам $\tau > 9,2; 1,07$ и $0,26$ ч. соответственно в скважине радиусом $r = 0,08$ м.

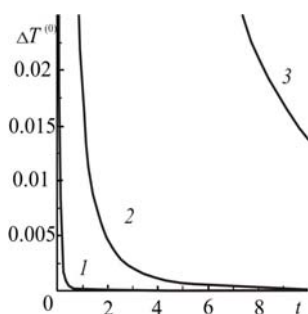


Рис. 2. Зависимость относительной погрешности приближенной формулы от безразмерного времени:

1 – газ; 2 – нефть; 3 – во-
да $\chi = 0,6 \chi = 1,3 \chi = 10 \chi = 0,6 \chi = 1,3$
 $\chi = 10$

На рис. 3 а, б и в приведены зависимости отклонения температуры от геотермической в зависимости от размерного времени для случаев течения воды, нефти и метана по скважине при различных значениях дебита. В расчетах использованы следующие данные:

$$\begin{aligned} c_1 &= 691 \text{ Дж}/(\text{К} \cdot \text{кг}), & \rho_1 &= 2410 \text{ кг}/\text{м}^3, & \lambda_1 &= 2,015 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}), \\ c_в &= 4385 \text{ Дж}/(\text{К} \cdot \text{кг}), & \rho_в &= 1127 \text{ кг}/\text{м}^3, & \lambda_в &= 0,45 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}), \\ c_n &= 1950 \text{ Дж}/(\text{К} \cdot \text{кг}), & \rho_n &= 865 \text{ кг}/\text{м}^3, & \lambda_n &= 0,122 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}), \\ c_2 &= 2289 \text{ Дж}/(\text{К} \cdot \text{кг}), & \rho_2 &= 200 \text{ кг}/\text{м}^3, & \lambda_2 &= 0,06 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}), \\ \eta &= 10^{-6} \text{ К}/\text{Па}, \quad g = 10 \text{ м}^2/\text{с}, \quad \Gamma = 0,02 \text{ К}/\text{м}, \quad D = 1000 \text{ м}, \quad r = 0,08 \text{ м}. \end{aligned}$$

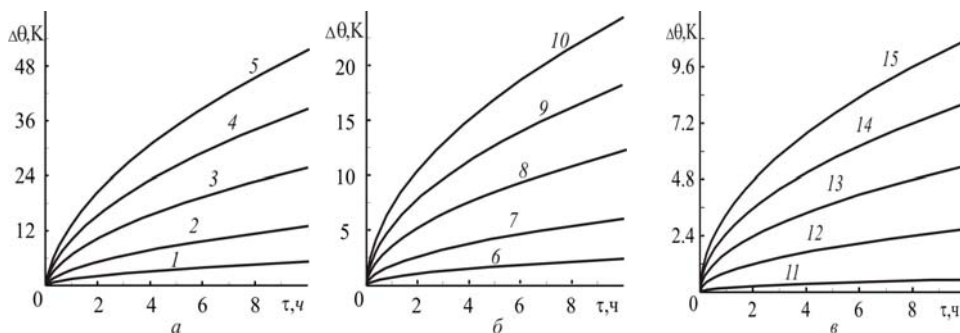


Рис. 3. Зависимость средней температуры от времени в потоках воды (а),

нефти (б) и газа (в): 1, 6, 11 – $Q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2, 7, 12 – 25; 3, 8, 13 – 50;
4, 9, 14 – 75; 5, 10, 15 – 100

Наибольшие отклонения температуры при равных дебитах достигаются при течении воды (см. рис.3). Наименьшими значениями отличаются отклонения температуры при течении газа по скважине. На величину аномалий существенное влияние оказывают значения дебитов.

Рис. 4. иллюстрирует установление радиального профиля относительной температуры \tilde{T} для потоков воды и газа (а и б) и стационарного профиля относительной температуры ($t \rightarrow \infty$) для потоков воды, нефти и газа в скважине, рассчитанные по формуле:

$$\tilde{T}_s = \text{LPe} \nu (l - H) (l - r^2) / 4\chi \quad (\text{в}).$$

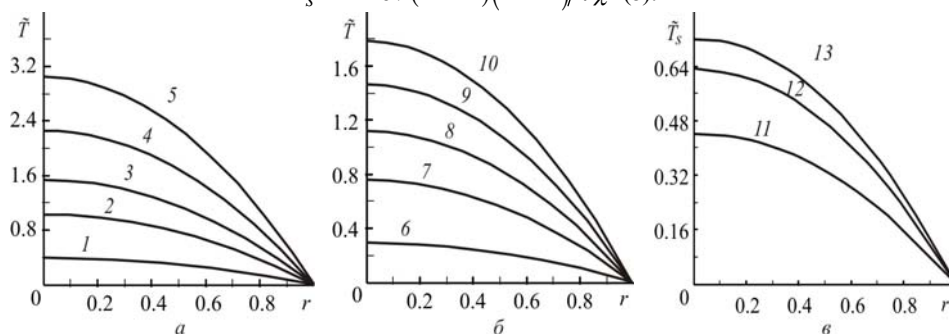


Рис. 4. Радиальные профили относительной температуры для потоков воды и газа (а и б) и стационарные профили относительной температуры для потоков воды, нефти и газа (в):

1 – $t = 0,03$; 2 – 0,1; 3 – 0,3; 4 – 1; 5 – 100; 6 – 0,0003;
7 – 0,003; 8 – 0,01; 9 – 0,5; 10 – 0,1; 11 – газ; 12 – нефть; 13 – вода

Основное установление профиля температуры происходит при $t < l$ (см. рис. 4). Сопоставив рисунки, видим, что максимальные отклонения температуры в центре скважины относительно стенок достигаются в потоке воды, а минимальные – в потоке газа.

На рис. 5 а, б и в осуществлено сопоставление стационарных профилей размерной температуры в скважине для потока воды (кривые 1 – 5), нефти (кривые 6 – 10) и метана (кривые 11 – 15). В расчетах приняты те же данные (см. рис. 3).

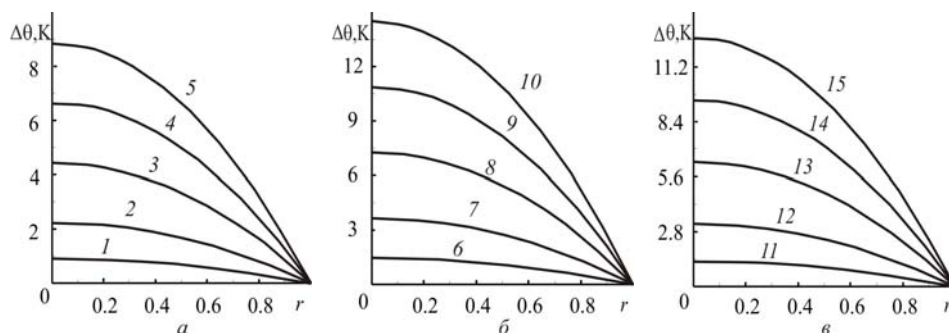


Рис. 5. Стационарные профили размерной температуры в потоках воды (а), нефти (б) и метана (в): 1, 6, 11 – $Q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2, 7, 12 – 25; 3, 8, 13 – 50;
4, 9, 14 – 75; 5, 10, 15 – 100

Анализ кривых показывает, что стационарные профили температуры у воды и неф-

Бурение скважин и разработка месторождений

ти достаточно близки, хотя при течении нефти значения температуры несколько выше, а перепады между осью и стенкой скважины превышают десять градусов при дебитах более $75 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вывод

Развитая «в среднем точная» модификация асимптотического метода [3 – 6], позволяет рассчитывать отклонение температуры потока от геотермической и радиальные распределения температуры, где r_0 – радиус трубы; D – глубина скважины; c , c_I – удельная теплоемкость флюида и пласта соответственно; ρ , ρ_I – плотность флюида и окружающих пород соответственно; λ , λ_I – коэффициент теплопроводности потока и пласта соответственно; H – относительный вклад адиабатического эффекта; χ – безразмерная величина, характеризующая свойства флюида; Q – дебит флюида.

Список литературы

1. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1989. – 116с.
2. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238с.
3. Филиппов А.И., Михайлов П.Н. Температурное поле в скважине с учетом радиального профиля скорости в асимптотическом приближении. // ИФЖ, 2006. Т. 78, № 4. – С. 89 – 96.
4. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Температурное поле в действующей скважине. // Сибирский журнал индустриальной математики, 2004. Т. VII, № 1(17). – С. 135 – 144.
5. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Основная задача термокаротажа. // ТВТ, 2006. Т. 44, № 5. – 748с.
6. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Построение «в среднем точного» асимптотического решения задачи о радиальном распределении температурного поля в скважине. // ТВТ, 2008. Т. 46, № 3. – С. 449 – 456.

Сведения об авторах

Щеглова Е. П., ассистент кафедры физики, Уфимский государственный нефтяной технический университет, тел.: 89174858623

Карасев Е. М., к. ф.-м. н., заведующий кафедрой естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин филиала Уфимского государственного авиационного технического университета, г. Sterlitamak, тел.: 28-00-90

Филиппов А. И., д. т. н., профессор, заведующий кафедрой теоретической физики и методики обучения, Институт математики и естественных наук, Sterlitamakская государственная педагогическая академия, г. Sterlitamak, тел.: 43-60-97

Scheglova E.P., postgraduate student of the Department of Physics, Yfa State Oil Engineering University, phone: 89174858623

Karasev E.M., Candidate of Physics and Mathematics, Head of Department of Natural Scientific and General Professional Disciplines, affiliate of Ufa State Aviation Engineering University, Sterlitamak, phone: 28-00-90

Fillipov A.I., Doctor of Technical Sciences, Head of Department of Theoretical Physics and Teaching Methods, Institute of Mathematics and Natural Sciences, Sterlitamak State Pedagogical Academy, Sterlitamak, phone: 43-60-97

УДК 622.233

ЗВУКОВОЙ КАНАЛ СВЯЗИ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ТУРБИННОМ БУРЕНИИ

Ю.А. Савиных, Г.А. Хмара