

# Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта

М.Н. Шамсиев

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия  
E-mail: [mshamsiev@imm.knc.ru](mailto:mshamsiev@imm.knc.ru)

Предлагается метод интерпретации термогазодинамических исследований несовершенных по степени вскрытия пласта вертикальных газовых скважин на основе теории обратных задач. Обратная задача состоит в определении параметров пласта при неизотермической фильтрации реального газа к вертикальной скважине в анизотропном пласте. При этом считаются известными значения давления и температуры на забое скважины, зарегистрированные глубинными приборами. Решение обратной задачи сводится к минимизации функционала. Итерационная последовательность для минимизации функционала строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость итерационного процесса при различной входной информации исследовались на модельных примерах. Исследуется влияние анизотропии пласта на кривые изменения давления и температуры на забое скважины. Показывается, что при не полном вскрытии пласта по результатам измерений давления и температуры на забое скважины после ее пуска можно оценить анизотропию пласта. Следует отметить, что при исследовании термодинамических процессов в окрестности скважины, вскрывающие толстые пласты, необходимо учитывать не только теплообмен пласта с окружающими горными породами, но и геотермический градиент температуры.

**Ключевые слова:** анизотропия, термогазодинамические исследования, несовершенная скважина

**Для цитирования:** Шамсиев М.Н. (2018). Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта. *Георесурсы*, 20(1), с. 39-43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.39-43>

## Введение

Большинство газовых месторождений имеют слоистое строение, обусловленное особенностями процесса осадконакопления. В слоистых пластах фильтрационные свойства в плоскости слоев отличаются от фильтрационных свойств в направлении, перпендикулярном к слоям, т.е. такие пласты являются анизотропными. В реальных коллекторах газа анизотропия может быть обусловлена трещиноватостью, слоистостью, наличием различного рода включений, которые приводят к неодинаковым свойствам среды в различных направлениях.

Неоднородность пласта в вертикальной и горизонтальном направлениях характеризуется параметром анизотропии. Параметр анизотропии пласта имеет определяющее значение при прогнозировании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывающих пласты с подошвенной водой, многопластовые залежи и др. В работе (Гриценко и др., 1995) предлагается графоаналитический метод оценки анизотропии по результатам газогидродинамических исследований вертикальных скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта. Несовершенство забоев влечет за собой появление дополнительных фильтрационных сопротивлений, возникающих в призабойной зоне и снижение дебитов в результате отклонения геометрии течения жидкости от плоскорадиального потока (Басниев и др., 1993; Гриценко и др., 1995; Коротаев и др., 1991; Маскет, 1949; Щуров,

1983). В связи с этим рассмотрение особенностей притока к несовершенным скважинам имеет большое практическое значение.

В данной работе предлагается метод интерпретации термогазодинамических исследований несовершенных по степени вскрытия пласта вертикальных газовых скважин на основе теории обратных задач. Исследуется влияние анизотропии на кривые изменения давления и температуры на забое скважины. Показывается, что по результатам измерений давления и температуры на забое скважины после ее пуска можно оценивать анизотропию пласта.

## Неизотермическая фильтрация газа в анизотропном пласте

Термогазодинамические методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления и температуры в пласте при их пуске в эксплуатацию и после остановки. Процесс неизотермической фильтрации реального газа к вертикальной скважине в анизотропном пласте описывается системой дифференциальных уравнений:

$$m \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{T\zeta} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k_r}{\mu} \frac{p}{T\zeta} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{k_z}{\mu} \frac{p}{T\zeta} \frac{\partial p}{\partial z} \right),$$

$$r \in (r_w, R_k), z \in (0, L), t > 0, \quad (1)$$

$$C_1 \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \lambda_1 \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_1 \frac{\partial T}{\partial z} \right) +$$

$$C_p \frac{p}{RT\zeta} \left( \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left[ \frac{\partial T}{\partial r} - \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \left[ \frac{\partial T}{\partial z} - \varepsilon \frac{\partial p}{\partial z} \right] + m \eta \frac{\partial p}{\partial t} \right),$$

$$r \in (r_w, R_k), z \in (0, L), t > 0, \quad (2)$$

с начальными

$$p(r, z, 0) = p_0, r \in (r_w, R_k), z \in (0, L), \quad (3)$$

$$T(r, z, 0) = T_0 + (L - z)G, r \in (r_w, R_k), z \in (0, L), \quad (4)$$

и граничными условиями

$$2\pi \int_{L-L_w}^L \left[ \frac{k}{\mu} \frac{p T_{st}}{p_{st} T\zeta} r \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{C_w}{L_w} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{T\zeta} \right) \right]_{r=r_w} dz = Q, \quad (5)$$

$$z \in [L - L_w, L],$$

$$\left[ C_1 \frac{\partial T}{\partial t} - C_p \frac{p}{RT\zeta} \left( \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left[ \frac{\partial T}{\partial r} - \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right] - \right. \right.$$

$$\left. - C_p \frac{p}{RT\zeta} \left( m \eta \frac{\partial p}{\partial t} \right) \right]_{r=r_w} = 0, z \in [L - L_w, L], \quad (6)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} = 0, z \in [0, L - L_w], \quad (7)$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_w} = 0, z \in [0, L - L_w], \quad (8)$$

$$p(r_k, z, t) = p_0, z \in [0, L], t > 0, \quad (9)$$

$$T(r_k, z, t) = T_0 + (L - z)G, z \in [0, L], t > 0, \quad (10)$$

$$\left[ \frac{\partial p}{\partial z} \right]_{z=0} = \left[ \frac{\partial p}{\partial z} \right]_{z=L} = 0, r \in (r_w, R_k), t > 0, \quad (11)$$

$$\left[ \frac{\partial T}{\partial z} \right]_{z=0} = \sqrt{\frac{\lambda_2 C_2 \rho_2}{\pi t}} \left( T - T \Big|_{z=0-\xi(t)} \right) \text{ или}$$

$$\left[ \frac{\partial T}{\partial z} \right]_{z=L} = 0, r \in (r_w, R_k), t > 0 \quad (12)$$

где  $L$  – толщина пласта,  $L_w$  – глубина вскрытия пласта,  $\mu$  – вязкость газа,  $m$  – пористость пласта,  $p_0$ ,  $T_0$  – давление и температура на контуре пласта,  $p_{st}$ ,  $T_{st}$  – стандартные давление и температура,  $r_w$ ,  $R_k$  – радиусы скважины и контура питания,  $Q$  – дебит скважины,  $z$  – сверхсжимаемость газа,  $k_r$ ,  $k_z$  – проницаемости пласта по направлениям осей  $r$  и  $z$ ,  $\eta$  – коэффициент адиабатического расширения,  $\varepsilon$  – коэффициент Джоуля-Томсона,  $C_1 = m C_p p / RT\zeta + (1 - m) C_2 \rho_2$  – объемная теплоемкость пласта,  $C_p$ ,  $C_2$  – удельные теплоемкости газа и среды,  $p_2$  – плотность среды,  $R$  – газовая постоянная,  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  – теплопроводность пласта и среды,  $C_w$  – коэффициент влияния объема ствола скважины,  $G$  – геотермический градиент. Первое выражение условия (12) моделирует процесс теплообмена на кровле и подошве газового пласта горными породами, т.е. нетеплоизолированный пласт. Условия (5)-(8) моделируют процесс тепло-массопереноса к вертикальной скважине, несовершенной по степени вскрытия пласта.

Зона теплового возмещения выше кровли и ниже подошвы пласта вычисляется по формуле:

$$\xi(t) = \sqrt{\pi \frac{\lambda_2}{C_2 \rho_2} t}.$$

Коэффициент влияния ствола скважины вычисляется по формуле (Коротаев и др., 1991; Хайруллин и др., 2013; Шамсиев, Талипова, 2015). Коэффициент сверхсжимаемости газа  $\zeta$  рассчитывается по формуле Гуревича-Латонова (Бондарев и др., 1988). Коэффициент адиабатического расширения  $\eta$  и коэффициент Джоуля-Томсона  $\varepsilon$  вычисляются по формулам (Коротаев и др., 1991).

Уравнения (1) – (12) относятся к классу квазилинейных параболических уравнений. Наибольшую трудность представляет численное решение уравнения (2), описывающего одновременно кондуктивный и конвективный перенос тепла, в том числе и обусловленный эффектом Джоуля-Томсона, а также понижение температуры газа вследствие его адиабатического расширения. Для численного решения системы (1) – (12) применяется метод конечных разностей. Область решения покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине.

## Результаты расчетов

На модельных примерах исследуется влияние анизотропии пласта на кривые изменения давления и температуры на забое скважины. Рассматривается модельный пласт со следующими данными:  $H = 20$  м,  $R_k = 250$  м,  $r_w = 0.1$  м,  $p_0 = 20$  МПа,  $T_0 = 300$  К,  $T_{st} = 293$  К,  $\mu = 0.012$  мПа с,  $m = 0.2$ ,  $k_r = 0.01$  мкм<sup>2</sup>,  $C_p = 2093$  Дж/кг К,  $C_2 = 920$  Дж/кг К,  $\rho_2 = 2700$  кг/м<sup>3</sup>,  $R = 520$  Дж/кг К,  $\lambda_1 = 1.52$  Вт/м К,  $\lambda_2 = 1.9$  Вт/м К,  $G = 0.01$  К/м,  $Q = 500$  тыс. м<sup>3</sup>/сут, время работы скважины  $t_{exp} = 5$  сут.

Из полученных результатов следует, что процесс теплообмена пласта с окружающими породами оказывает влияние на поле температуры и мало влияет на поле давления в пласте. Следует отметить, что при исследовании термодинамических процессов в окрестности скважины, вскрывающие толстые пласты, необходимо учитывать не только теплообмен пласта с окружающими горными породами, но и геотермический градиент температуры. Сравнения численного решения системы (1)-(12) с численным решением одномерной задачи (Шамсиев, Талипова, 2015) при  $G = 0$ ,  $k_r = k_z$  приведено на рис. 1. Наблюдается отклонения конечных участков кривых производных забойной температуры. Это связано с процессом теплообмена с окружающими породами. В случае теплоизолированного пласта численные решения одномерной и двумерной задач практически совпадают.

На рисунке 2 представлены кривые изменения забойного давления, температуры и их производные в зависимости от анизотропии пласта после пуска скважины при не полном вскрытии. Расчеты проводились при  $k_r = k_z = 0.01$  мкм<sup>2</sup>;  $k_r = 0.01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_z = 0.02$  мкм<sup>2</sup>;  $k_r = 0.01$  мкм<sup>2</sup>,  $k_z = 0.005$  мкм<sup>2</sup>. При пуске вертикальной скважины с постоянным дебитом при неполном вскрытии пласта наблюдаются начальный радиальный, сферический и поздний радиальный потоки. Начальный радиальный поток маскируется наличием влияния объема ствола скважины (рис. 2). Отрицательный угол наклона кривой производного давления характеризует наличие сферического потока. Чем меньше вскрывается пласт, тем больше продолжительность сферического потока. Прямолинейный

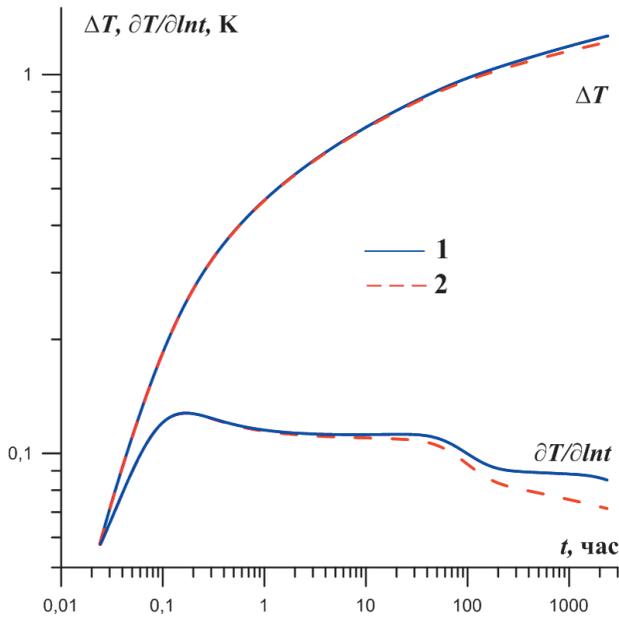


Рис. 1. Кривая изменения забойной температуры и ее производная. Пласт вскрыт полностью и не теплоизолирован,  $G=0$ ,  $k_r=k_z$ . 1 – численное решение системы (1)-(12), 2 – численное решение одномерной задачи

участок на кривой производной давления является диагностическим признаком позднего радиального потока (рис. 2). Отклонения конечных участков кривых производных давления и температуры характеризуют влияние границы пласта. Результаты расчетов показали, что чем меньше вскрывается пласт, тем больше чувствительны кривые изменения давления и температуры к вариациям коэффициентов проницаемости  $k_r, k_z$ .

**Оценка анизотропии пласта**

Интерпретация результатов термогазодинамических исследований газовых скважин базируются на решении обратной задачи. В качестве исходной информации используются данные об изменении забойного давления и температуры, зарегистрированные глубинными приборами после пуска скважины. Обратная задача состоит в определении коэффициентов проницаемости  $k_r, k_z$  и

пористости пласта  $m$ , когда процесс неизотермической фильтрации реального газа к вертикальной скважине, несовершенной по степени вскрытия пласта, описывается системой уравнений (1)-(12). При этом считается известной следующая исходная информация:

$$p(r_w, L, t) = \phi(t), T(r_w, L, t) = \psi(t), \tag{13}$$

где  $\phi(t), \psi(t)$  наблюдаемые значения давления и температуры на забое скважины.

Решение обратной задачи (1)-(12) и (13) сводится к минимизации функционала (Хайруллин и др., 2013; Шамсиев, Бадертдинова, 2012; Шамсиев, Талипова, 2015):

$$F(\alpha) = \int_0^{t_{exp}} \{ \xi [\phi(t) - p(r_w, L, t)]^2 + [\psi(t) - T(r_w, L, t)]^2 \} dt, \tag{14}$$

где  $\alpha = (k_r, k_z, m)$ ,  $0 < a_i \leq \alpha_i \leq b_i$  ( $a_i, b_i = const$ ),  $\xi$  – весовой коэффициент.

Итерационная последовательность для минимизации функционала (14) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость итерационного процесса при различной входной информации исследовались на модельных примерах. Итерационный процесс считается окончанным при достижении одной из заданных точностей ( $10^{-6}$  – по функционалу,  $10^{-6}$  – по градиенту,  $10^{-6}$  – по аргументу) или при выполнении заданного числа итераций ( $N_{iter} = 40$ ). При точных значениях исходной информации итерационный процесс минимизации функционала (14) сходится за 6–8 итераций. Для исследования устойчивости в модельные кривые изменения забойного давления и температуры случайным образом вводились погрешности,  $\phi_{\delta_1}(t) = \phi(t) + \omega \delta_1$ ,  $\psi_{\delta_2}(t) = \psi(t) + \omega \delta_2$ , где  $\delta_1 = 0.05$  МПа,  $\delta_2 = 0.05$  К,  $\omega$  – случайная величина, распределенная по равномерному закону на отрезке [-1, 1]. С возмущенными исходными данными итерационный процесс минимизации функционала (14) сходится за 10-15 итераций. Результаты расчетов показывают, что предложенный метод устойчив относительно погрешностей исходной информации.

На рисунке 3 приводится один из характерных расчетов сходимости итерационного процесса минимизации

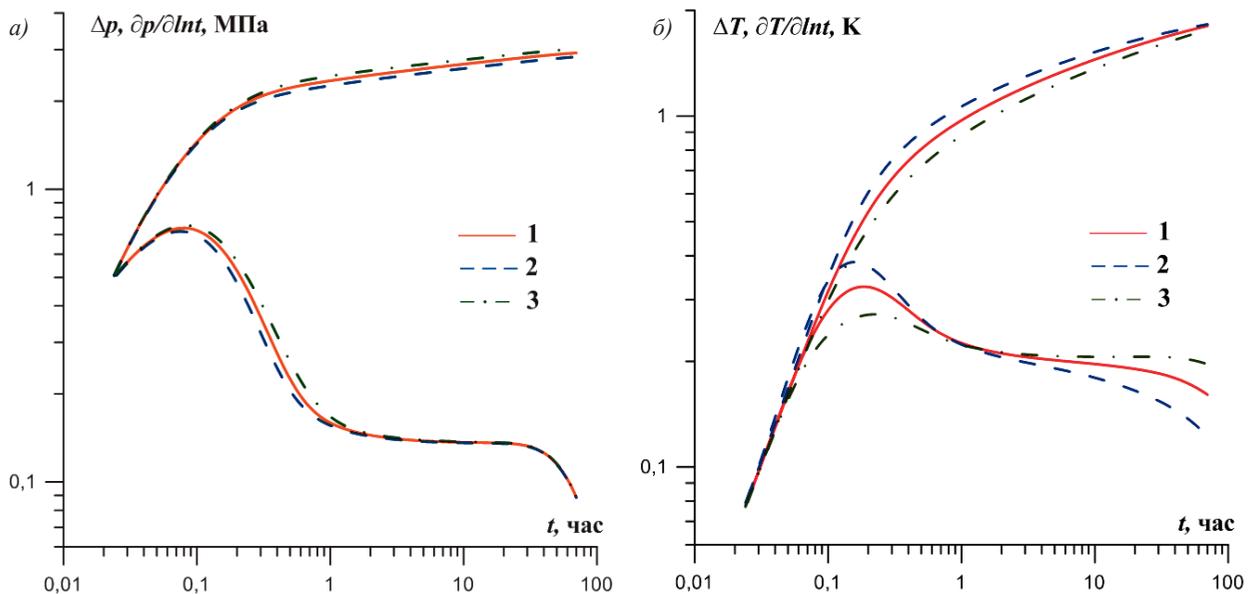


Рис. 2. Кривые изменения давления (а), температуры (б) и их производные. Пласт вскрыт на 50%. 1 –  $k_r=k_z$ , 2 –  $k_r < k_z$ , 3 –  $k_r > k_z$

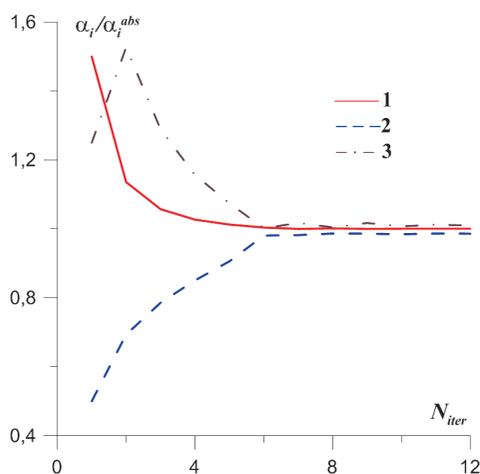


Рис. 3. Сходимость итерационного процесса. 1 –  $k_p$ , 2 –  $k_z$ , 3 –  $t$

функционала (13) с возмущенными исходными данными (рис. 4, кривая – 1), где  $\alpha$  – истинные параметры,  $\alpha_i^{abs}$  – вычисленные параметры. Вычисленные кривые изменения температуры приводятся на рисунке 4 (кривая – 2). Итерационный процесс сходится за 12 итераций.

Из полученных результатов следует, что при неполном вскрытии пласта по результатам термогазодинамических исследований газовых скважин можно оценить анизотропию пласта.

### Литература

- Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. Москва: Недра, 303 с.
- Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф., Павлов Н.Н., Шадрина А.П. (1988). Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. Москва: Наука, 270 с.
- Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. (1995). Руководство по исследованию скважин. Москва: Недра, 523 с.
- Коротаев Ю.П., Кривошеин Б.Л., Новаковский В.Н. (1991). Термодинамика газопромысловых систем. Москва: Недра, 275 с.
- Маскет М. (1949). Течение однородной жидкости в пористой среде. Москва: Гостоптехиздат, 628 с.
- Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Казунин Д.В. (2013). Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин с учетом влияния объема ствола. *Газовая промышленность*, 2, с. 16-17.
- Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Абдуллин А.И., Салимьянов И.Т., Гадильшина В.Т. (2013). Численное решение прямых

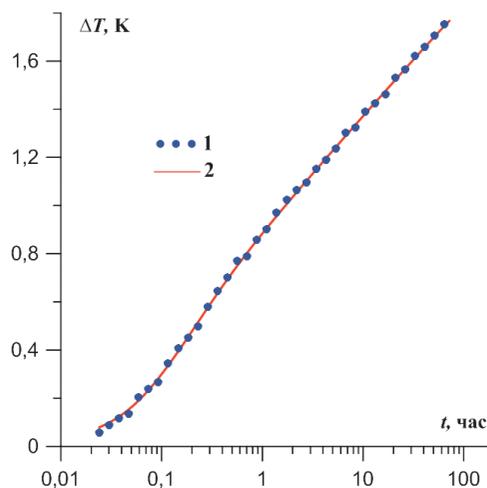


Рис. 4. Кривые изменения температуры. Пласт вскрыт на 50%. 1 – возмущенная кривая, 2 – вычисленная кривая.

и обратных задач тепломассопереноса в нефтяных пластах. *Вестник Казанского технологического университета*, 24(16), с. 125-129.

Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. (2012). Оценка фильтрационных и теплофизических параметров нефтяного пласта по результатам измерений температуры на забое скважины. *Измерительная техника*, 3, с. 45-47.

Шамсиев М.Н., Талипова А.А. (2015). Термогидродинамические исследования вертикальных газовых скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 43-46.

Щуров В.И. (1983). Технология и техника добычи нефти. Москва: Недра, 510 с.

### Сведения об авторе

*Марат Назмиевич Шамсиев* – доктор тех. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Тел: +7 843 2929345

E-mail: mshamsiev@imm.knc.ru

Статья поступила в редакцию 18.12.2017;

Принята к публикации 27.02.2018;

Опубликована 30.03.2018

IN ENGLISH

## The results interpretation of thermogasdynamic studies of vertical gas wells incomplete in terms of the reservoir penetration degree

*M.N. Shamsiev*

*Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Science Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation*

*E-mail: mshamsiev@imm.knc.ru*

**Abstract.** A method is proposed for interpreting thermogasdynamic studies of vertical gas wells that are incomplete in terms of the reservoir penetration degree on the basis of inverse problem theory. The inverse problem has the aim to determine the reservoir parameters for nonisothermal filtration of a real gas to a vertical well in an anisotropic reservoir. In this case, the values of the pressure and temperature at the well bottom, recorded by

deep instruments, are assumed to be known. The solution of the inverse task is to minimize the functional. The iterative sequence for minimizing the functional is based on the Levenberg-Marquardt method. The convergence and stability of the iterative process for various input information have been studied on specific model examples. The effect of reservoir anisotropy on the pressure and temperature changes at the bottom of the well is studied. It is shown that if the reservoir

is not completely penetrated by the results of pressure and temperature measurements at the bottom of the well after its start-up, anisotropy of the reservoir can be estimated. It should be noted that when studying thermodynamic processes in the vicinity of a well, which penetrates thick layers, it is necessary to take into account not only the heat exchange of the reservoir with the surrounding rocks, but also the geothermal temperature gradient.

**Keywords:** anisotropy, thermogasdynamic studies, incomplete well

**Recommended citation:** Shamsiev M.N. (2018). The results interpretation of thermogasdynamic studies of vertical gas wells incomplete in terms of the reservoir penetration degree. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 39-43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.39-43>

### References

- Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Podzemnaya gidromekhanika [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra, 303 p. (In Russ.)
- Bondarev E.A., Vasil'ev V.I., Voevodin A.F., Pavlov N.N., Shadrina A.P. (1988). Termogidrodinamika sistem dobychi i transporta gaza [Thermohydrodynamics of gas production and transportation systems]. Moscow: Nauka, 270 p. (In Russ.)
- Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. (1995). Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin [Guidelines for the study of wells]. Moscow: Nedra, 523 p. (In Russ.)
- Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N., Kazunin D.V. (2013). Interpretatsiya rezul'tatov gazogidrodinamicheskikh issledovaniy vertikal'nykh skvazhin s uchedom vliyaniya ob'ema stvola [Interpretation of the results of gas-hydrodynamic studies of vertical wells taking into account the influence of the borehole volume]. *Gazovaya promyshlennost = Gas Industry*, 2, pp. 16-17. (In Russ.)
- Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N., Morozov P.E., Abdullin A.I., Salim'yanov I.T., Gadil'shina V.T. (2013). Chislennoe reshenie pryamykh i obratnykh zadach teplomassoperenosa v neftyanykh plastakh [Numerical solution of direct and inverse problems of heat and mass transfer in oil reservoirs]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 24(16), pp. 125-129. (In Russ.)
- Korotaev Yu.P., Krivoshein B.L., Novakovskiy V.N. (1991). Termodinamika gazopromyslovykh sistem [Thermodynamics of gas field systems]. Moscow: Nedra, 275 p. (In Russ.)
- Masket M. (1949). Techenie odnorodnoy zhidkosti v poristoy srede [Homogeneous fluid flow in a porous medium]. Moscow: Gostoptekhizdat, 628 p. (In Russ.)
- Shamsiev M.N., Badertdinova E.R. (2012). Otsenka fil'tratsionnykh i teplofizicheskikh parametrov neftyanogo plasta po rezul'tatam izmereniy temperatury na zaboe skvazhiny [Evaluation of the filtration and thermophysical parameters of the oil reservoir using bottom hole temperature measurements]. *Izmeritel'naya tekhnika = Measurement techniques*, 3, pp. 45-47. (In Russ.)
- Shamsiev M.N., Talipova A.A. (2015). Termogidrodinamicheskie issledovaniya vertikal'nykh gazovykh skvazhin [Thermohydrodynamic studies of vertical gas wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 43-46. (In Russ.)
- Shchurov V.I. (1983). Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti [Technology and technical equipment for oil production]. Moscow: Nedra, 510 p. (In Russ.)

### About the Author

**Marat N. Shamsiev** – DSc (Engineering), Leading Researcher, Laboratory of Underground Hydrodynamics Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences  
2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation  
Tel: +7 843 2929345  
E-mail: [mshamsiev@imm.knc.ru](mailto:mshamsiev@imm.knc.ru)

*Manuscript received 18 December 2017;*

*Accepted 27 February 2018;*

*Published 30 November 2017*