

Научная статья

УДК 553.96, 532.546

doi: 10.17223/19988621/85/7

Гидродинамические исследования нефтяных скважин после кратковременного возмущения пласта

Венера Расиховна Гадильшина¹, Петр Евгеньевич Морозов²,
Марат Назмиевич Шамсиев³, Мухамед Хильмиевич Хайруллин⁴

1, 2, 3, 4 Казанский научный центр Российской академии наук, Казань, Россия

¹ venera_gadilshina@mail.ru

² morozov@imm.knc.ru

³ mshamsiev@imm.knc.ru

⁴ khairullin@imm.knc.ru

Аннотация. Исследуется задача нестационарной фильтрации жидкости в окрестности вертикальной скважины с учетом скин-эффекта и влияния ствола скважины после кратковременного возмущения нефтяного пласта. Численное решение задачи сравнивается с приближенным решением Маскета. Предлагается метод интерпретации результатов гидродинамических исследований вертикальных скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, на основе теории некорректных задач. Проводится сравнение оценок значений коэффициента продуктивности и пластового давления, полученных предложенным методом, интегральным методом и методом Маскета, с использованием реальных данных о восстановлении забойного давления.

Ключевые слова: кривая притока, кривая восстановления давления, низкопроницаемый пласт, продуктивность

Для цитирования: Гадильшина В.Р., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Хайруллин М.Х. Гидродинамические исследования нефтяных скважин после кратковременного возмущения пласта // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2023. № 85. С. 90–100. doi: 10.17223/19988621/85/7

Original article

Pressure-transient analysis of oil wells after a short-term disturbance of a formation

Venera R. Gadil'shina¹, Piotr E. Morozov²,
Marat N. Shamsiev³, Mukhamed Kh. Khairullin⁴

1, 2, 3, 4 Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Russian Federation

¹ venera_gadilshina@mail.ru

² morozov@imm.knc.ru

³ mshamsiev@imm.knc.ru

⁴ khairullin@imm.knc.ru

Abstract. This paper investigates a numerical model of non-stationary fluid filtration in the vertical well vicinity after a short-term disturbance of a formation taking into account the skin effect and wellbore storage effect. The numerical solution to the problem is compared with an approximate solution to the Muskat problem, which is obtained by the method of sequentially changing stationary states. The influence of formation permeability and skin factor on the bottomhole pressure build-up is studied. The wellbore storage effect has been shown to completely mask indications of the bottomhole zone. For low-permeability formations, the pressure build-up process is time-consuming. Hence, the flow-over techniques should be used to investigate them.

A method for interpreting pressure-transient data based on the theory of solving ill-posed inverse problems is proposed. The method determines the formation permeability, skin factor, and formation pressure values using the measured bottomhole pressure profile after a short-term disturbance of the formation. Estimates of the well productivity index and formation pressure are in good agreement with those obtained using the integral and Muskat methods. In contrast to the methods based on the Muskat solution, the proposed method allows the assessment of the skin factor.

Keywords: inflow curve, pressure build-up curve, low-permeability formation, productivity index

For citation: Gadilshina, V.R., Morozov, P.E., Shamsiev, M.N., Khairullin, M.Kh. (2023) Pressure-transient analysis of oil wells after a short-term disturbance of a formation. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 85. pp. 90–100. doi: 10.17223/19988621/85/7

Введение

Разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемыми пластами в большинстве случаев проводится путем эксплуатации скважин в периодическом режиме. При этом такие скважины являются малодобитными, и для их исследования не всегда корректно применение традиционных гидродинамических методов (метод установившихся отборов, метод восстановления давления и т.д.). Это связано с невозможностью соблюдения технологии исследования скважин, например создания одного или нескольких устойчивых режимов работы скважины.

Одним из способов исследования малодобитных скважин является метод прослеживания уровня. В стволе скважины производится «мгновенное» снижение уровня жидкости, т.е. создается кратковременное возмущение пласта. Далее измеряется восстановление уровня жидкости или забойного давления, затем по результатам этих измерений оценивается коэффициент продуктивности скважины. Необходимо отметить, что при исследовании скважины методом прослеживания уровня не требуется знания дебита скважины.

Кратковременное возмущение пласта достигается различными способами:

1. Для мгновенного изменения уровня жидкости в стволе скважины сначала производится закачка воздуха в затрубное пространство, а затем – его выпуск. Вытесняемая жидкость отбирается из насосно-компрессорных труб (НКТ). Далее регистрируется восстановление уровня жидкости.

2. Свабирование скважины. С помощью сваба производится отбор жидкости из ствола скважины, что приводит к снижению забойного давления. После свабирования в затрубном пространстве скважины за счет притока жидкости из пласта происходит восстановление уровня жидкости.

3. Применение испытателя пластов на трубах (ИПТ) для исследования пластов в процессе бурения, а также низко- и среднедебитных скважин. ИПТ за счет малого подпакерного объема позволяет снизить влияние объема ствола скважины и за счет этого уменьшить продолжительность исследований для получения необходимых условий фильтрации в пласте.

Существуют различные подходы к интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов. Методы исследования малодебитных скважин, основанные на приближенном решении Маскета, приведены в [1–4]. В работах [5–7] предлагаются методы на основе точных решений нестационарной фильтрации жидкости после мгновенного отбора или подлива. В [8] учитывается длительность подлива в скважину или отбора из нее. В работах [9, 10] рассматриваются методы исследования малодебитных скважин на основе приближенных решений нестационарной фильтрации.

В данной работе исследуется численная модель нестационарной фильтрации жидкости в окрестности вертикальной скважины после кратковременного возмущения нефтяного пласта с учетом скин-эффекта и влияния ствола скважины.

Постановка задачи

Предполагается, что скважина до проведения исследования не работала, т.е. пласт не был возмущен. При описании фильтрации к скважине учитывается состояние призабойной зоны. Одним из способов является введение дополнительного стационарного перепада давления в бесконечно тонкой зоне вблизи стенки скважины [11]. Другой способ учета состояния призабойной зоны – использование приведенного радиуса скважины $r_{wf} = r_w e^{-S}$, r_w – радиус скважины, S – коэффициент скин-фактора [12]. В работе [13], используя данный подход, построены типовые кривые и предложен метод, позволяющий оценить скин-фактор. В [14] предложен метод определения анизотропии проницаемости пласта и скин-фактора по данным экспресс-откачек из несовершенных скважин.

Нестационарная фильтрация жидкости в окрестности вертикальной скважины после кратковременного возмущения нефтяного пласта с учетом скин-эффекта и влияния ствола скважины описывается системой уравнений

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r_{wf} < r < R_e, \quad t > 0, \quad (1)$$

$$p(r_{wf}, 0) = p_{wf}, \quad p(r, 0) = p_e, \quad r_{wf} < r \leq R_e, \quad (2)$$

$$2\pi \frac{kH}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_{wf}} = C_w \frac{\partial p}{\partial t}, \quad t > 0, \quad (3)$$

$$p(R_e, t) = p_e, \quad t > 0, \quad (4)$$

где k – проницаемость пласта, β^* – упругоэластичность пласта, H – толщина пласта, C_w – коэффициент влияния объема ствола скважины, μ – вязкость жидкости, R_e – ра-

диус пласта, p_e – пластовое давление, p_{wf} – забойное давление в момент прекращения возмущения.

Анализ численного решения

Для численного решения системы (1)–(4) используется метод конечных разностей. Для этого область решения покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Конечно-разностная сетка строится на основе преобразования $u = \ln r$. Для решения системы сеточных уравнений на каждом временном слое используется метод прогонки.

Далее приводятся результаты сравнения численного решения задачи (1)–(4) с приближенным решением Маскета, полученным методом последовательной смены стационарных состояний [1]:

$$p(t) = p_e - (p_e - p_{wf}) e^{-\alpha t}, \quad (5)$$

где $\alpha = Krg/f$, K – коэффициент продуктивности, ρ – плотность нефти, f – площадь поперечного сечения межтрубного пространства.

Рассматривается модельный пласт со следующими данными: $k = 0.01$ мкм², $\beta^* = 10^{-4}$ 1/МПа, $H = 5$ м, $C_w = 1$ м³/МПа, $\mu = 10$ мПа с, $R_e = 100$ м, $r_w = 0.1$ м, $p_e = 5$ МПа, $p_{wf} = 2$ МПа, $S = 0$. На рис. 1 приведены результаты сравнения численного решения задачи (1)–(4) с приближенным решением (5). В полулогарифмических координатах приближенное решение (см. рис. 1, а, кривая 1) и численное решение при $\beta^* = 0$ (квазистационарная фильтрация; см. рис. 1, а, кривая 3) имеют вид прямой линии и практически совпадают, а численное решение при $\beta^* \neq 0$ (нестационарная фильтрация; см. рис. 1, а, кривая 2) отклоняется от прямой. На рис. 1, б приводятся приближенное и численное решения при $C_w = 0.001$ м³/МПа, что соответствует случаю, когда на забое скважины установлен пакер. Из рис. 1, б видно, что кривая 1 (приближенное решение) является касательной к начальному участку кривой 2 (численному решению).

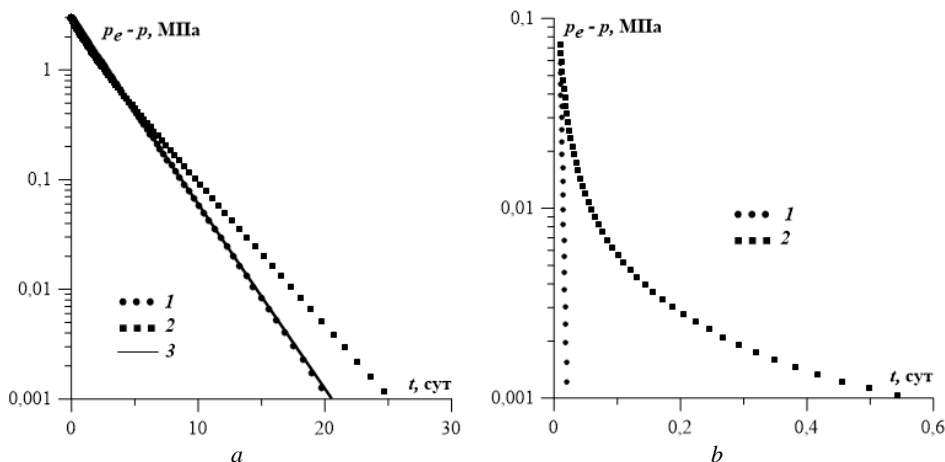


Рис. 1. Кривые восстановления давления (КВД): 1 – приближенное решение Маскета, 2 – численное решение ($\beta^* \neq 0$), 3 – численное решение ($\beta^* = 0$)

Fig. 1. Pressure build-up curves: (1) approximate solution to the Muskat problem, (2) numerical solution ($\beta^* \neq 0$), and (3) numerical solution ($\beta^* = 0$)

Из рис. 1 видно, что время восстановления давления в пласте сильно зависит от коэффициента влияния объема ствола скважины. Для данного примера после кратковременного возмущения пласта давление в окрестности скважины восстанавливается до пластового без пакера в течение 30 суток (см. рис. 1, *a*, кривая 2), а с пакером – в течение суток (рис. 1, *b*, кривая 2).

На рис. 2 приведены преобразованные кривые восстановления давления (КВД) в зависимости от проницаемости k [15]. Для низкопроницаемых коллекторов процесс восстановления давления длителен, поэтому при их исследовании следует использовать потокоперекрывающие технологии.

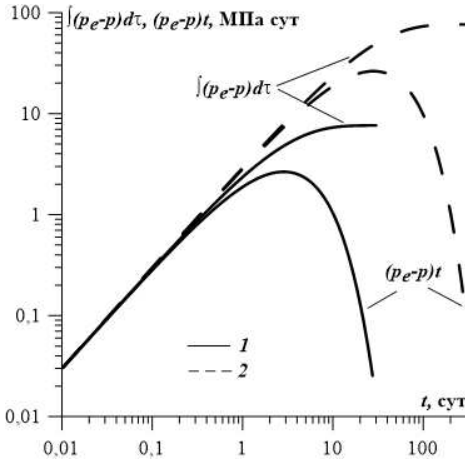


Рис. 2. Преобразованные КВД:
 1 – $k = 0.01 \text{ мкм}^2$, 2 – $k = 0.001 \text{ мкм}^2$
Fig. 2. Transformed pressure build-up curves: $k = (1) 0.01$ and $(2) 0.001 \text{ μm}^2$

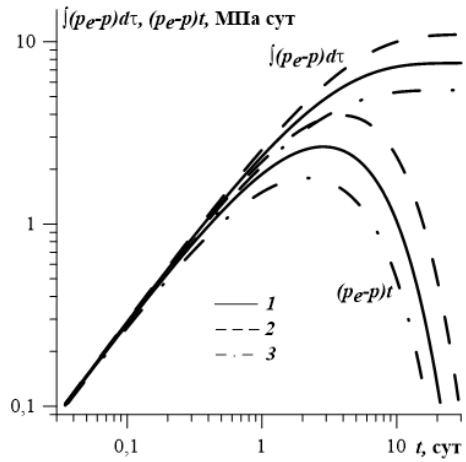


Рис. 3. Преобразованные КВД:
 1 – $S = 0$, 2 – $S > 0$, 3 – $S < 0$
Fig. 3. Transformed pressure build-up curves: (1) $S = 0$, (2) $S > 0$, and (3) $S < 0$

На рис. 3 приведены преобразованные КВД в зависимости от значения коэффициента скин-фактора S . Конечные участки кривых отличаются в зависимости от значения коэффициента скин-фактора, диагностические признаки наличия призабойной зоны полностью скрываются эффектом влияния объема ствола скважины.

Определение фильтрационных параметров пласта

Задача определения фильтрационных параметров пласта принадлежит к классу обратных задач подземной гидродинамики. В качестве исходной информации используются результаты глубинных или поверхностных исследований скважины после кратковременного возмущения пласта. Обратная задача состоит в оценке фильтрационных параметров пласта k , S и p_e , когда процесс фильтрации жидкости к вертикальной скважине после кратковременного возмущения пласта описывается системой уравнений (1)–(4). При этом считается известной следующая информация:

$$p(r_{wf}, t) = \phi(t), \tag{6}$$

где $\phi(t)$ – наблюдаемые значения давления на забое скважины.

Решение обратной задачи (1)–(4) и (6) сводится к минимизации функционала [16–18]:

$$F(\alpha) = \int_0^{t_{\text{exp}}} \left[\phi(t) - p(r_{wf}, t) \right]^2 dt, \quad (7)$$

где $\alpha = (k, S, p_e)$, $0 < a_i \leq \alpha_i \leq b_i$ ($a_i, b_i = \text{const}$), t_{exp} – время эксперимента.

Для минимизации функционала (7) строится итерационная последовательность на основе метода Левенберга–Марквардта. Сходимость и устойчивость итерационного процесса исследовались на модельных задачах. Численные результаты решения модельных задач показали, что предложенный метод позволяет оценить проницаемость пласта, значения скин-фактора и пластового давления по результатам измерения забойного давления после кратковременного воздействия.

Результаты интерпретации кривой восстановления давления различными методами

Приведем пример интерпретации реальной КВД, снятой после кратковременного возмущения пласта. Исходные данные о скважине приведены в табл. 1. При расчетах коэффициент влияния объема ствола скважины, исходя из табл. 1, считался равным $C_w = 1.012 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

Таблица 1

Данные о скважине

Характеристика	Значение
Интервал перфорации, м	1 738.5–1 748.5
Внутренний диаметр НКТ, мм	60
Толщина стенки НКТ, мм	5.5
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	130.6
Удлинение на глубину кровли, м	123.35

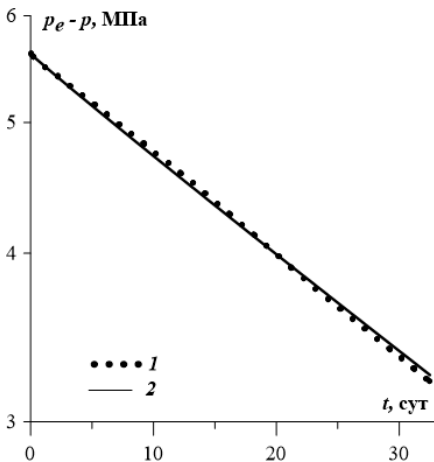


Рис. 4. КВД: 1 – измеренная, 2 – вычисленная

Fig. 4. Pressure build-up curves: (1) observed and (2) calculated

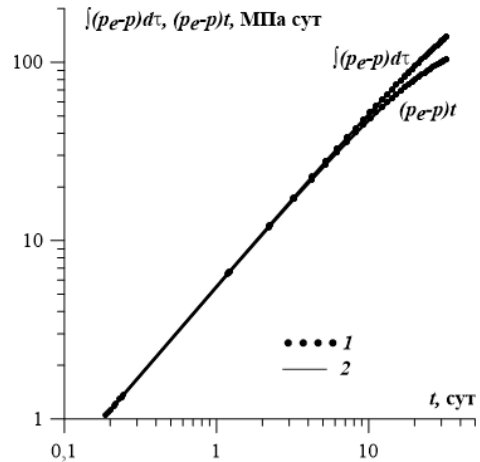


Рис. 5. Преобразованные КВД:

1 – измеренная, 2 – вычисленная
Fig. 5. Transformed pressure build-up curves: (1) observed and (2) calculated

Результаты интерпретации КВД предложенным численным методом приведены в графическом виде: на рис. 4 изображены измеренная и вычисленная КВД, на рис. 5 – КВД в преобразованном виде. По преобразованной кривой $(p_e - p)t$ видно, что КВД является недовосстановленной.

На рис. 6 приведены результаты обработки КВД методом Маскета. Уравнение (5) записывается в виде:

$$\ln [p_e - p(t)] = \ln (p_e - p_{wf}) - \alpha t. \quad (8)$$

Согласно (8), КВД в координатах $(t, \ln(p_e - p))$ является прямой с угловым коэффициентом α . Для линии тренда $y = -0.0145x + 1.8634$ угловой коэффициент есть $\alpha = 0.0145$ (см. рис. 6), тогда коэффициент продуктивности есть $K = \alpha C_w = 0.0147$. Значение пластового давления определяется путем графического подбора по формуле (5) (рис. 7): $p_e = 11.0$ МПа.

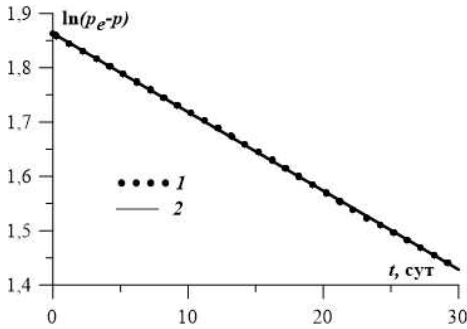


Рис. 6. Метод Маскета.
1 – КВД,
2 – линия тренда
Fig. 6. The Muskat method:
(1) pressure build-up curve
and (2) trend line

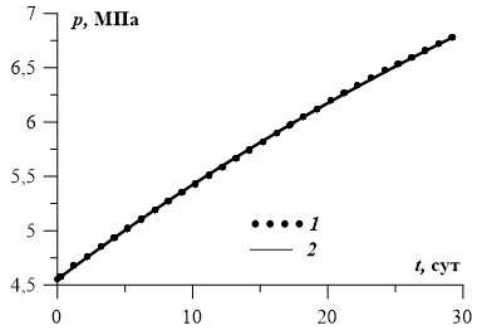


Рис. 7. Графический подбор значений пластового давления: 1 – измеренная КВД, 2 – КВД, вычисленная по формуле (5)
Fig. 7. Graphic selection of the reservoir pressure: the pressure build-up curve is (1) observed and (2) calculated by formula (5)

Далее приводятся результаты обработки КВД интегральным методом. Уравнение (5) после интегрирования сводится к виду:

$$\varphi_j = K(2p_e - p_{wf}) - Kp_j,$$

$$\varphi_j = \frac{2f}{(p_j - p_{wf})\rho g} \sum_{i=1}^j \frac{(p_i - p_{i-1})^2}{t_i - t_{i-1}}, \quad (9)$$

где p_j – текущее давление.

На рис. 8 приведены кривая притока, построенная по формуле (9), и линия тренда в координатах (p_j, φ_j) . По угловому коэффициенту уравнения тренда $y = -0.0149x + 0.2592$ определяется продуктивность пласта $K = \alpha = 0.0149$. Из отрезка $b = 0.1914$, отсекаемого на линии тренда при $p = p_{wf}$, по формуле $p_e = p_{wf} + b/2K$ определяется значение пластового давления $p_e = 11$ МПа.

В табл. 2 приведены оценки параметров пласта, полученные предложенным и известными методами. Оценки продуктивности и значения пластового давления, полученные методом Маскета и интегральным методом, практически совпадают, также хорошо согласуются с оценками, полученными предложенным методом.

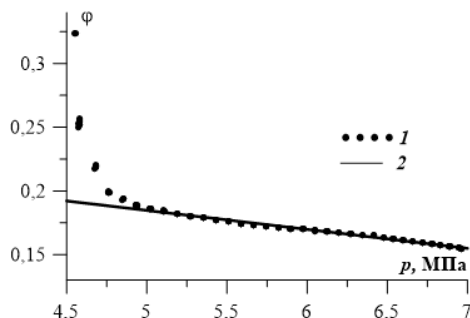


Рис. 8. Интегральный метод: 1 – кривая притока, 2 – линия тренда
 Fig. 8. Integral method: (1) inflow curve and (2) trend line

Таблица 2

Результаты интерпретации кривой восстановления давления

Метод	K , м ³ /сут МПа	p_e , МПа	k/μ , мкм ² /мПа с	S
Предложенный метод	$1.13 \cdot 10^{-2}$	12.1	$3.58 \cdot 10^{-5}$	10
Метод Маскета	$1.47 \cdot 10^{-2}$	11.0	–	–
Интегральный метод	$1.49 \cdot 10^{-2}$	11.0	–	–

Здесь необходимо отметить, что предложенный в работе метод интерпретации кривой восстановления давления после кратковременного возмущения, в отличие от методов, основанных на решении Маскета, позволяет оценить значение скин-фактора.

Заключение

Предложен метод интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых нефтяных пластов на основе теории некорректных задач. Показано, что по кривым восстановления давления после кратковременного возмущения можно оценить проницаемость пласта, значения скин-фактора и пластового давления. Проведено сравнение оценок коэффициента продуктивности и значения пластового давления, полученных с помощью предложенного алгоритма, интегральным методом и методом Маскета.

Список источников

1. *Muskat M.* Use of data on the build-up bottom-hole pressures // Transactions of the AIME. 1937. V. 123. P. 44–48.
2. *Котяхов Ф.И., Муравьев И.М.* Анализ гидродинамического исследования скважин методом прослеживания уровня // Геология, разведка, добыча и переработка нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1956. Вып. III. С. 148–162.
3. *Днепроvская Н.И., Кубагушев Н.Г.* Исследование скважин методом прослеживания уровня // Исследования в области разработки нефтяных месторождений: тематич. сб. ВНИИнефть. М., 1969. Вып. 3. С. 91–103.
4. *Вольтин С.Г., Ломакина О.В.* Метод определения параметров низкопроницаемого пласта // Нефтяное хозяйство. 1988. № 5. С. 27–30.

5. Каменецкий С.Г. Две задачи теории фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде // Труды ВНИИ. Разработка нефтяных месторождений и подземная гидродинамика. М. : Гостоптехиздат, 1959. Вып. 19. С. 134–145.
6. Cooper H.H., Bredehoeft J.D., Papadopoulos I.S. Response of a finite-diameter well to an instantaneous charge of water // Water Resources Research. 1967. V. 3 (1). P. 263–269. doi: 10.1029/WR003i001p00263
7. Bredehoeft J.D., Papadopoulos I.S. A method for determining the hydraulic properties of tight formations // Water Resources Research. 1980. V. 16 (1). P. 233–238. doi: 10.1029/WR003i001p00263
8. Picking L.W. Analyzing the recovery of a finite-diameter well after purging at an unknown rate – A substitute for slug-testing // Ground Water. 1994. V. 32 (1). P. 91–95. doi: 10.1111/j.1745-6584.1994.tb00615.x
9. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. М. : Недра, 1970. 192 с.
10. Bouwer H., Rice R.C. A slug test for determining hydraulic conductivity of unconfined aquifers with completely or partially penetrating wells // Water Resources Research. 1976. V. 12 (3). P. 423–428. doi: 10.1029/WR012i003p00423
11. Эрлагер Р. Испытание скважин: достижения. М.–Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 2004. 469 с.
12. Brons F., Miller W.C. A simple method for correcting spot pressure readings // Journal of Petroleum Technology. 1961. V. 13 (8). P. 803–805. doi: 10.2118/1610-G-PA
13. Ramey H.J. Jr., Agarwal R.G., Martin I. Analysis of slug test or DTS flow period data // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1975. V. 12 (5). P. 37–42. doi: 10.2118/75-03-04
14. Морозов П.Е. Оценка анизотропии проницаемости и скин-эффекта по данным экспресс-откачек из несовершенных скважин // Водные ресурсы. 2020. Т. 47, № 3. С. 272–280. doi: 10.31857/S032105962003013X.
15. Peres A.M., Nur M., Reynolds A.C. A new analysis procedure for determining aquifer properties from slug test data // Water Resources Research. 1989. V. 25 (7). pp. 1591–1602. doi: 10.1029/WR025i007p01591
16. Морозов П.Е., Садовников Р.В., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. Оценивание фильтрационных параметров пласта по данным нестационарного притока жидкости к вертикальным скважинам // Инженерно-физический журнал. 2003. Т. 76, № 6. С. 142–145.
17. Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. Оценка фильтрационных и теплофизических параметров нефтяного пласта по результатам измерений температуры на забое скважины // Измерительная техника. 2012. № 3. С. 45–47.
18. Шамсиев М.Н. Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 1. С. 39–43. doi: 10.18599/grs.2018.1.39-43

References

1. Muskat M. (1937) Use of data on the build-up bottom-hole pressures. *Transactions of the AIME*. 123. pp. 44–48.
2. Kotyakhov F.I., Murav'ev I.M. (1956) Analiz gidrodinamicheskogo issledovaniya skvazhin metodom proslezhivaniya urovnya [Pressure-transient analysis of wells by a level tracking method]. *Geologiya, razvedka, dobycha i pererabotka nefi i gaza*. 3. Moscow: Gostoptekhizdat. pp. 148–162.
3. Dneprovskaya N.I., Kubagushev N.G. (1969) Issledovanie skvazhin metodom proslezhivaniya urovnya [Study of wells by a level tracking method]. *Issledovaniya v oblasti razrabotki nefityanykh mestorozhdeniy. Tematicheskii sbornik VNIIneft*. 3. pp. 91–103.
4. Vol'pin S.G., Lomakina O.V. (1988) Metod opredeleniya parametrov nizkopronitsaemogo plasta [Method for determining the parameters of a low-permeability formation]. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry Journal*. 5. pp. 27–30.

5. Kamenetskiy S.G. (1959) Dve zadachi teorii fil'tratsii uprugoy zhidkosti v uprugoy poristoy srede [Two problems in the theory of filtration of an elastic fluid in an elastic porous medium]. *Trudy VNII. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy i podzemnaya gidrodinamika*. Moscow: Gostoptekhizdat. 19. pp. 134–145.
6. Cooper H.H., Bredehoeft J.D., Papadopoulos I.S. (1967) Response of a finite-diameter well to an instantaneous charge of water. *Water Resources Research*. 3(1). pp. 263–269. doi: 10.1029/WR003i001p00263
7. Bredehoeft J.D., Papadopoulos I.S. (1980) A method for determining the hydraulic properties of tight formations. *Water Resources Research*. 16(1). pp. 233–238. doi: 10.1029/WR016i001p00233
8. Picking L.W. (1994) Analyzing the recovery of a finite-diameter well after purging at an unknown rate – A substitute for slug-testing. *Ground Water*. 32(1). pp. 91–95. doi: 10.1111/j.1745-6584.1994.tb00615.x
9. Zotov G.A., Tverkovkin S.M. (1970) *Gazogidrodinamicheskie metody issledovaniy gazovykh skvazhin* [Gas-hydrodynamic methods of testing gas wells]. Moscow: Nedra.
10. Bouwer H., Rice R.C. (1976) A slug test for determining hydraulic conductivity of unconfined aquifers with completely or partially penetrating wells. *Water Resources Research*. 12(3). pp. 423–428. doi: 10.1029/WR012i003p00423
11. Earlougher R.C.Jr. (1977) *Advances in Well Test Analysis*. United States: Society of Petroleum Engineers of the AIME (Tx).
12. Brons F., Miller W.C. (1961) A simple method for correcting spot pressure readings. *Journal of Petroleum Technology*. 13(8). pp. 803–805. doi: 10.2118/1610-G-PA
13. Ramey H.J.Jr., Agarwal R.G., Martin I. (1975) Analysis of slug test or DTS flow period data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 12(5). pp. 37–42. doi: 10.2118/75-03-04
14. Morozov P.E. (2020) Assessing the hydraulic conductivity anisotropy and skin-effect based on data of slug tests in partially penetrating wells. *Water Resources*. 47(3). pp. 430–437. doi: 10.1134/S0097807820030124
15. Peres A.M., Nur M., Reynolds A.C. (1989) A new analysis procedure for determining aquifer properties from slug test data. *Water Resources Research*. 25(7). pp. 1591–1602. doi: 10.1029/WR025i007p01591
16. Morozov P.E., Sadovnikov R.V., Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N. (2003) Estimation of the filtration parameters of a bed by the data of nonstationary inflow of liquid to vertical wells. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 76(6). pp. 1364–1368. doi: 10.1023/B:JOEP.0000012042.19166.20
17. Shamsiev M.N., Badertdinova E.R. (2012) Thermal measurements an estimate of the seepage and thermal parameters of an oil stratum from the results of temperature measurements at the face of an oil well thermal measurements. *Measurement Technique*. 55(3). pp. 304–308. doi: 10.1007/s11018-012-9955-5
18. Shamsiev M.N. (2018) Interpretatsiya rezul'tatov termogazodinamicheskikh issledovaniy vertical'nykh gazovykh skvazhin, nesovershennykh po stepeni vskrytiya plasta [The results interpretation of thermogasdynamic studies of vertical gas wells incomplete in terms of the reservoir penetration degree]. *Georesursy – Georesources Journal*. 20(1). pp. 39–43. doi: 10.18599/grs.2018.1.39-43

Сведения об авторах:

Гадильшина Венера Расиховна – кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики Института механики и машиностроения – обособленного структурного подразделения Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», Казань, Россия. E-mail: venera_gadilshina@mail.ru
Морозов Петр Евгеньевич – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики Института механики и машиностроения – обособленного структурного подразделения Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», Казань, Россия. E-mail: morozov@imm.knc.ru

Шамсиев Марат Назмиевич – доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики Института механики и машиностроения – обособленного структурного подразделения Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», Казань, Россия. E-mail: mshamsiev@imm.knc.ru

Хайруллин Мухамед Хильмиевич – доктор технических наук, главный научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики Института механики и машиностроения – обособленного структурного подразделения Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», Казань, Россия. E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Information about the authors:

Gadil'shina Venera R. (Candidate of Technical Sciences, Institute of Mechanics and Engineering, Subdivision of the Federal State Budgetary Institution of Science “Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences”, Kazan, Russian Federation). E-mail: venera_gadilshina@mail.ru

Morozov Piotr E. (Candidate of Technical Sciences, Institute of Mechanics and Engineering, Subdivision of the Federal State Budgetary Institution of Science “Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences”, Kazan, Russian Federation). E-mail: morozov@imm.knc.ru

Shamsiev Marat N. (Doctor of Technical Sciences, Institute of Mechanics and Engineering, Subdivision of the Federal State Budgetary Institution of Science “Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences”, Kazan, Russian Federation). E-mail: mshamsiev@imm.knc.ru

Khayrullin Mukhamed Kh. (Doctor of Technical Sciences, Institute of Mechanics and Engineering, Subdivision of the Federal State Budgetary Institution of Science “Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences”, Kazan, Russian Federation). E-mail: khairullin@imm.knc.ru

Статья поступила в редакцию 11.07.2022; принята к публикации 10.10.2023

The article was submitted 11.07.2022; accepted for publication 10.10.2023