

Том 21
Номер 2

eISSN 2658-5782

2026

МНОГОФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ

электронный
научный журнал

MULTIPHASE
SYSTEMS

online
journal

<https://multiphasesystems.online>



Институт
механики
им. Р.Р. Мавлютова



Моделирование гидродинамических исследований со ступенчатым изменением давления в низкопроницаемых коллекторах с трещиной гидроразрыва

А.Я. Тимершаехова, М.Р. Губайдуллин✉, А.Я. Давлетбаев, З.С. Мухаметова

Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Российская Федерация

E-mail: fir_bmf@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается как выбор типа граничных условий в математической модели влияет на результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) со ступенчатым изменением забойного давления, анализируемых по методу построения индикаторной диаграммы (ИД). Эта задача особенно актуальна для низкопроницаемых коллекторов с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП). Цель работы – исследовать особенности применения метода ИД при разных условиях на границах пласта и подобрать оптимальную продолжительность стадий ГДИС для повышения достоверности интерпретации. При моделировании притока жидкости в добывающую скважину с трещиной ГРП рассчитано семь стадий работы скважины при забойном давлении от 5 до 6.5 МПа и длительностью каждой стадии от 5 до 30 суток. Результаты показали, что если на границе пласта поддерживается постоянное давление, то длительность режимов почти не влияет на результаты интерпретации ГДИС методом ИД. В пласте с непроницаемой границей увеличение длительности стадий приводит к снижению достоверности аппроксимации зависимости давления от величины притока из-за влияния границ модели. Для исключения эффекта границ для скважин в пластах с непроницаемыми границами рекомендуется выбирать минимальную продолжительность стадий, при которой приток жидкости в скважину становится установившимся. Полученные выводы полезны при планировании ГДИС со ступенчатым изменением давления в скважине.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; индикаторная диаграмма; граничные условия; пластовое давление; радиус исследования; коэффициент продуктивности

Цитирование: Тимершаехова АЯ, Губайдуллин МР, Давлетбаев АЯ, Мухаметова ЗС. Моделирование гидродинамических исследований со ступенчатым изменением давления в низкопроницаемых коллекторах с трещиной гидроразрыва. *Многофазные системы*. 2026;21(2):59–64.

Modelling of well tests with stepwise pressure changes in low-permeability reservoirs with a hydraulic fracture

A.Ya. Timershaehova, M.R. Gubaidullin✉, A.Ya. Davletbaev, Z.S. Mukhametova

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation

E-mail: fir_bmf@mail.ru

Abstract. The paper examines how the choice of the type of boundary conditions in a mathematical model affects the results of interpretation of data from well tests with a stepwise change in bottom-hole pressure, analyzed by the method of constructing an indicator diagram (ID). This task is especially relevant for low-permeability reservoirs with fractured hydraulic fracturing. The purpose of the work is to determine the features of the application of the ID method under different conditions at the boundaries of the reservoir and to select the optimal duration of the stages of the well test, in order to increase the reliability of the interpretation. When modeling the flow of liquid into a producing well with a fractured hydraulic fracturing, seven stages of well operation were calculated at a bottom-hole pressure from 5 to 6.5 MPa and the duration of each stage from 5 to 30 days. The results showed that if constant pressure is maintained at the reservoir boundary, the duration of the modes has almost no effect on the results of the interpretation of the well test by the ID method. In a reservoir with an impenetrable boundary, an increase in the duration of the stages leads to a decrease in the reliability of the approximation of the pressure dependence on the inflow due to the influence of the boundaries of the model. To eliminate the effect of boundaries for wells in formations with impenetrable boundaries, it is recommended to choose the minimum duration of the stages at which the flow of liquid into the well becomes steady. These conclusions are useful when planning a stepwise pressure change in a well.

Keywords: well test; indicator diagram; boundary conditions; reservoir pressure; radius of study; productivity coefficient

Cite: Timershaehova AYa, Gubaidullin MR, Davletbaev AYa, Mukhametova ZS. Modelling of well tests with stepwise pressure changes in low-permeability reservoirs with a hydraulic fracture. *Multiphase Systems*. 2026;21(2):59–64.

1. Введение

Гидродинамические исследования скважин являются ключевым элементом мониторинга разработки месторождений, поскольку позволяют получить данные о фильтрационных свойствах продуктивных горизонтов, состоянии призабойной зоны и влиянии границ пласта и скважин окружения [1–4].

Одним из распространенных малозатратных методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является исследование со ступенчатым изменением давления в скважине, которое интерпретируется методом построения индикаторной диаграммы (ИД). Этот метод ГДИС применяется для определения продуктивности скважины и пластового давления [3]. Классический подход, основанный на замерах давления и величины притока в скважине на установившихся режимах, дает возможность построить индикаторную кривую и рассчитать коэффициент продуктивности скважины [3, 5].

Наибольшие сложности при интерпретации ГДИС возникают в низкопроницаемых коллекторах, разрабатываемых преимущественно с применением гидроразрыва пласта (ГРП). Для скважин с трещиной ГРП характерно возникновение фильтрационных потоков, требующих применения специализированных математических моделей [6]. В работе [3] излагаются теоретические и практические аспекты ГДИС для низкопроницаемых коллекторов. Настоящая работа посвящена изучению того, как условия на границе пласта влияют на результаты интерпретации ГДИС методом индикаторной диаграммы.

2. Постановка задачи

Моделируется работа добывающей скважины, расположенной в центре пласта размерами $2L_x \times 2L_y$, с трещиной гидроразрыва пласта (рис. 1) полудлиной X_f , раскрытием w_f , проницаемостью k_f и полностью вскрывающей пласт толщиной h .

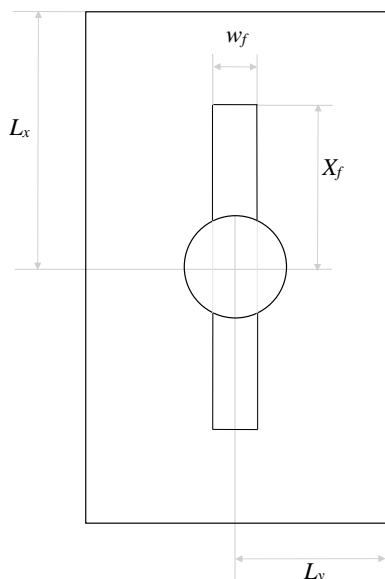


Рис. 1. Геометрия задачи

Фильтрация нефти в низкопроницаемом продуктивном пласте описывается двумерным уравнением пьезопроводности [6]:

$$\phi_m c_{mt} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{mx}}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_{my}}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right), \quad (1)$$

где ϕ_m — пористость пласта; c_{mt} — сжимаемость пласта; k_{mx} и k_{my} — проницаемость пласта в направлениях x и y ; μ — вязкость жидкости; P_m — давление в пласте.

Распределение давления в трещине гидроразрыва описывается уравнением

$$\phi_f c_{ft} \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{fx}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_{fy}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial y} \right). \quad (2)$$

где ϕ_f — пористость трещины; c_{ft} — сжимаемость трещины; k_{fx} и k_{fy} — проницаемость трещины в направлениях x и y ; P_f — давление в трещине.

В начальный момент времени в пласте и трещине задано давление:

$$P_m \Big|_{t=0} = P_f \Big|_{t=0} = P_0. \quad (3)$$

На границе трещина–пласт заданы условия равенства давлений и потоков:

$$\begin{aligned} P_m \Big|_{y=\pm w_f/2} &= P_f \Big|_{y=\pm w_f/2}, \quad -X_f \leq x \leq X_f, \\ P_m \Big|_{x=\pm X_f} &= P_f \Big|_{x=\pm X_f}, \quad -\frac{w_f}{2} \leq y \leq \frac{w_f}{2}, \\ \frac{k_{fy}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=\pm w_f/2} &= \frac{k_{my}}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=\pm w_f/2}, \\ &-X_f \leq x \leq X_f, \\ \frac{k_{fx}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=\pm X_f} &= \frac{k_{mx}}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=\pm X_f}, \\ &-\frac{w_f}{2} \leq y \leq \frac{w_f}{2}. \end{aligned} \quad (4)$$

Работа скважины контролируется забойным давлением, которое может изменяться со временем

$$P_f \Big|_{x=0, y=0} = P_w(t). \quad (5)$$

В зависимости от принимаемого типа граничных условий на контуре расчетной области задаются либо условия непротекания:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=-L_x} &= \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=L_x} = 0, \\ \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=-L_y} &= \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y} = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

либо условия постоянства давления

$$P_m \Big|_{x=-L_x} = P_m \Big|_{y=-L_y} = P_m \Big|_{x=L_x} = P_m \Big|_{y=L_y} = P_0. \quad (7)$$

Таблица 1. Параметры пласта, пластовой жидкости и трещины

Параметр	Обозначение	Величина	Единица измерения
Проницаемость пласта	k_m	$1 \cdot 10^{-15}$	m^2
Пористость	$\phi_f = \phi_m$	0.2	
Сжимаемость системы в трещине и в пласте	$c_{ft} = c_{mt}$	0.0004	$MПа^{-1}$
Толщина пласта	h	20	м
Вязкость	μ	0.001	$Па \cdot c$
Проницаемость трещины	$k_{fx} = k_{fy} = k_f$	$100 \cdot 10^{-12}$	m^2
Проводимость трещины	$F_C = k_f w_f$	$5 \cdot 10^{-13}$	m^3
Безразмерная проводимость трещины	$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k_m X_f}$	5	
Расстояние до границ пласта	L_x, L_y	250, 150	м
Начальное пластовое давление	P_0	25	$MПа$

Численное моделирование проведено для краевых задач (1)–(7) при каждой из указанных постановок с особенностями построения расчетной сетки [6]. Тестирование результатов моделирования проведено путем сравнения со специализированным программным обеспечением «РН-ВЕГА» [7], а также аналитическими решениями [8–11].

3. Моделирование ГДИС со ступенчатым изменением стадий притока для границы постоянного давления

При проведении ГДИС методом ИД обычно реализуется ступенчатое изменение режима работы скважины — последовательное повышение или понижение забойного давления. Согласно методике проведения исследования продолжительность каждого режимов должна быть одинаковой, а величина притока и давление в скважине на каждой стадии — выйти на установившийся режим притока.

По завершении измерений значения величин притока и давления, зафиксированные в конце каждой стадии, наносятся на график в координатах «давление–величина притока». Для интерпретации полученной индикаторной диаграммы используется формула Дюпюи, которая предполагает линейную зависимость давления в скважине от величины притока на стадиях:

$$P_w = -\frac{\mu}{2\pi k_m h} Q \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right) + P_0, \tag{8}$$

где Q — величина притока в скважине; r_w — радиус скважины; r_e — радиус контура питания; s — скин-фактор для случая с трещиной бесконечной проводимости $s = -\ln(X_f/2r_w)$ [12], для трещины конечной проводимости $s = -\ln(r_{wa}/r_w)$ [13], $u = \ln F_{CD}$, а

$$r_{wa} = X_f \exp \left(-\frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.05u^3} \right).$$

С целью выявления особенностей применимости метода ИД при различных граничных условиях была выполнена серия расчетов на описанной выше модели. Параметры пласта, флюида и трещины соответствуют

значениям, приведенным в табл. 1. Во всех расчетах количество режимов составляло 7, а давление варьировалось в диапазоне от 5 до 6.5 МПа.

Результаты интерпретации для различных длительностей режимов с использованием условия на границе пласта (7) сведены в табл. 2, а соответствующие индикаторные диаграммы представлены на рис. 2.

Из материалов, представленных на рис. 2 и в табл. 2, видно, что при использовании граничного условия постоянного давления (7) длительность режимов исследования не оказывает существенного влияния ни на результаты интерпретации ГДИС методом ИД, ни на величину аппроксимации зависимости давления от величины притока в скважине (R^2). Исключение составляет случай с продолжительностью стадий 5 суток, для которого фиксируется наибольшее отклонение. Это соответствует классическим представлениям: увеличение длительности

Таблица 2. Результаты интерпретации индикаторных диаграмм (рис. 2), полученных для различной длительности режимов при граничном условии постоянного давления

Δt , сут	$K_{прод}$, $m^3/сут \cdot MПа$	P_0 , МПа	R^2
5	6.67	24.688	0.999573
10	6.55	25.090	0.999993
20	6.55	25.105	0.999946
30	6.55	25.089	0.999938

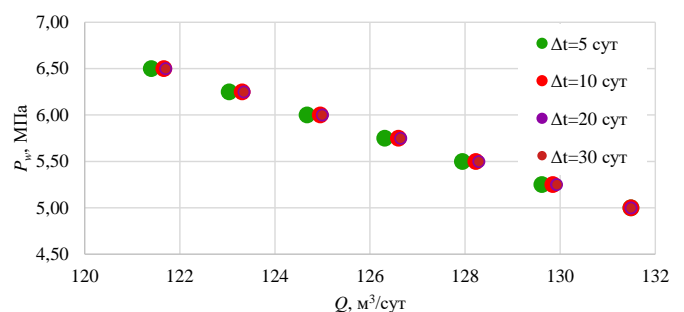


Рис. 2. Индикаторные диаграммы, соответствующие различным длительностям стадий, рассчитанные с использованием граничного условия постоянного давления

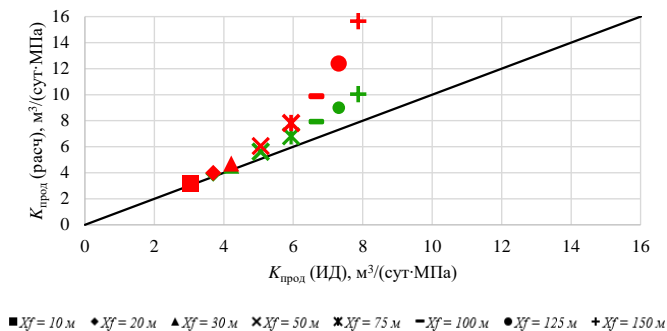


Рис. 3. Сопоставление коэффициентов продуктивности, рассчитанных по формулам Ecnomides (зеленые маркеры) и Prats (красные маркеры), с эталонными значениями для границы пласта с постоянным давлением (7)

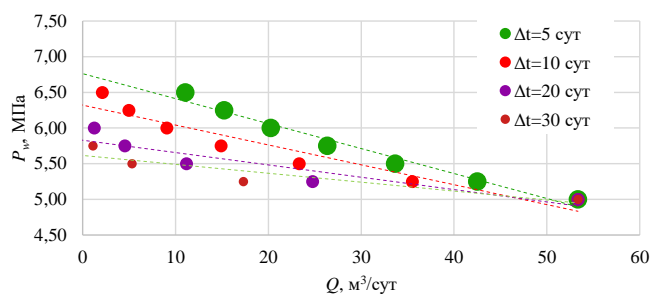


Рис. 4. Индикаторные диаграммы, рассчитанные для различных длительностей режимов с использованием условия непротекания на границе пласта (6)

режимов при использовании метода ИД способствует повышению точности и достоверности интерпретации, так как линейная связь забойного давления и дебита (8) справедлива для установившихся режимов течения.

Далее проведена серия расчетов, во время которых длительность режимов была фиксированной (5 сут), но варьировалась полудлина трещин ГРП (от 10 до 150 м). По результатам расчетов проведен анализ ИД и получены соответствующие коэффициенты продуктивности (рис. 3).

На рис. 3 представлено сравнение коэффициентов продуктивности, вычисленных по формулам Ecnomides для трещины конечной проводимости [13] и Prats для трещины бесконечной проводимости [12], с эталонными значениями. Установлено, что в определенном диапазоне полудлин трещин обе расчетные методики демонстрируют хорошее согласие с эталоном. Отклонения наблюдаются преимущественно при больших длинах трещин. Это объясняется тем, что с увеличением полудлины трещина приближается к границе пласта, что вносит искажения в классические аналитические зависимости, не учитывающие эффекты ограниченности пласта. Кроме того, выражение для трещины с бесконечной проводимости (кривая 2) больше завышает коэффициент продуктивности скважины по сравнению с выражением для трещины конечной проводимости (кривая 1).

4. Моделирование ГДИС со ступенчатым изменением стадий притока для непроницаемой границы пласта

На рис. 4 и в табл. 3 приведены результаты для случая непроницаемых границ (условие непротекания). В замкнутой системе при отборе пластовой жидкости происходит непрерывное снижение среднего пластового давления. Как следствие, индикаторная диаграмма отклоняется от линейной зависимости (рис. 4), что указывает на нестационарный режим фильтрации. Важно подчеркнуть, что в таких условиях традиционная интерпретация ГДИС методом ИД по методике установившихся режимов становится некорректной — она приводит к систематическим ошибкам при оценке продуктивности скважины и параметров пласта. Аналогичная ситуация может наблюдаться при влиянии окружающих скважин или в зонах с плотной сеткой скважин, где также формируются условия, близкие к замкнутому пласту. Поэтому при планировании исследований в замкнутых пластах или при наличии густой сетки скважин следует использовать специальные методы интерпретации, адаптированные для нестационарных режимов (например, анализ добычи и давления на неустановившихся режимах фильтрации [14], мультискважинную деконволюцию [15, 16]). Наличие нелинейности ИД на рис. 4 может служить признаком отсутствия влияния окружающих нагнетательных скважин [17], нелинейной фильтрации [18, 19] или наличия непроницаемых границ.

5. Заключение

На основе численного моделирования гидродинамических исследований скважин со ступенчатым изменением давления установлено, что в замкнутых системах длительное проведение этапов исследования приводит к нелинейному искажению индикаторной диаграммы. Это связано с непрерывным снижением среднего пластового давления. В таких условиях традиционная интерпретация ИД по методике установившихся режимов становится некорректной.

Показано, что увеличение длительности режимов при непроницаемых границах усиливает отклонение от линейной зависимости, что снижает достоверность оценок продуктивности скважины. Полученные результаты следует учитывать при планировании и интерпретации ГДИС методом ИД в низкопроницаемых коллекторах, а также в зонах с плотной сеткой скважин, наличием нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и др. В таких случаях целесообразно применять методы

Таблица 3. Результаты интерпретации индикаторных диаграмм (рис. 3) для различных длительностей режимов при условии непротекания на границе пласта

Δt , сут	P_0 , МПа	R^2
5	6.7625	0.9739
10	6.3209	0.9124
20	5.8291	0.8608
30	5.6157	0.8424

интерпретации, адаптированные к нестационарным режимам (например, анализ добычи и давления с учетом границ пласта, мультискважинную деконволюцию).

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов / Author Contributions

Проведение исследования/ Investigation: АЯТ (AYaT); Создание черновика рукописи / Writing – original draft: МРГ (MRG); Создание рукописи и ее редактирование/ Writing – review & editing: МРГ (MRG), АЯД (AYaD), ЗСМ (ZSM); Визуализация/ Visualization: АЯТ (AYaT), МРГ (MRG); Руководство исследованием/ Supervision: АЯД (AYaD); Администрирование проекта/ Project administration: ЗСМ (ZSM);

Список литературы / References

- [1] Карнауков МЛ, Пьянкова ЕМ. *Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин*. Вологда: Инфра-Инженерия. 2010. 432 с. Karnaukhov ML, Pyankova EM. *Modern Methods of Hydrodynamic Well Testing: A Handbook for Well Testing Engineers*. Vologda: Infra-Inzheneriya. 2010. 432 p. (in Russian)
- [2] Эрлагер Р. *Гидродинамические методы исследования скважин*. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 512 с. Erlager R. *Hydrodynamic Well Testing Methods*. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Science Research, 2007. 512 p. (in Russian)
- [3] Давлетбаев АЯ, Асалхузина ГФ, Уразов РР, Сарапулова ВВ. *Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах*. Новосибирск: ООО «ДОМ МИРА». 2023. 176 с. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. *Hydrodynamic Well Testing in Low-Permeability Reservoirs*. Novosibirsk: DOM MIRA LLC. 2023. 176 p.
- [4] Асалхузина ГФ, Бикметова АР, Кардопольцев АС, и др. Эволюция методов и масштабов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов. *Нефтяное хозяйство*. 2023;(9):108–111. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-108-111> Asalkhuzina GF, Bikmetova AR, Kardopoltsev AS. Evolution of Methods and Scales of Welltesting on Fields with Low Permeability Reservoir. *Oil Industry Journal*. 2023;(9):108–111. (in Russian)
- [5] Асалхузина ГФ, Давлетбаев АЯ, Хабибуллин ИЛ, Ахметова РР. К вопросу выбора длительности режимов при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах закачки в низкопроницаемых коллекторах. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2020;6(1):135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149> Asalkhuzina GF, Davletbaev AY, Khabibullin IL, Akhmetova RR. On the selection of suitable operate durations for injection tests in low permeability reservoirs. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2020;6(1):135–149. (in Russian)
- [6] Давлетбаев АЯ. Фильтрация жидкости в пористой среде со скважинами с вертикальной трещиной гидроразрыва пласта. *Инженерно-физический журнал*. 2012;85(5):919–924. <https://elibrary.ru/pbxoqt> Davletbaev AY. Fluid flow in a porous medium with wells containing a vertical hydraulic fracture. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2012;85(5):919–924. (in Russian)
- [7] Сарапулова ВВ, Давлетбаев АЯ, Кунафин АФ, и др. Программный комплекс «РН-ВЕГА» для анализа и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2023;(12):124–129. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-124-129> Sarapulova VV, Davletbaev AY, Kunafin AF. The RN-VEGA program complex for well test analysis and interpretation. *Oil Industry Journal*. 2023;(12):124–129. (in Russian)
- [8] Cinco-Ley H, Samaniego VF. Transient pressure analysis for fractured wells. *J. Petrol. Technol.* 1981;33(9):1749–1766. <https://doi.org/10.2118/7490-PA>
- [9] Нагаева ЗМ, Шагапов ВШ. Об упругом режиме фильтрации в трещине, расположенной в нефтяном или газовом пласте. *Прикл. математика и механика*. 2017;81(3):319–329. <https://elibrary.ru/yspcjl> Nagaeva ZM, Shagapov VS. Elastic seepage in a fracture located in an oil or gas reservoir. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*. 2017;81(3):319–329. <https://doi.org/10.1016/j.jappmathmech.2017.08.013>
- [10] Хабибуллин ИЛ, Хисамов АА. К теории билинейного режима фильтрации в пластах с трещинами гидроразрыва. *Вестник Башкир. Университета*. 2018;23(4):958–963. <https://elibrary.ru/yuxnqt> Khabibullin IL, Khisamov AA. On the Theory of Bilinear Flow Regime in the Layers With Hydraulic Fracturing Cracks. *Bulletin of Bashkir University*. 2018;23(4):958–963. (in Russian)
- [11] Хабибуллин ИЛ, Хисамов АА. Нестационарная фильтрация в пласте с трещиной гидроразрыва пласта. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2019;(5):6–14. <https://doi.org/10.1134/S0568528119050050> Khabibullin IL, Khisamov AA. Unsteady Flow through a Porous Stratum with Hydraulic Fracture. *Fluid Dyn.* 2019;54:594–602. <https://doi.org/10.1134/S0015462819050057>
- [12] Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case. *SPE J.* 1961;1(02):105–118. <https://doi.org/10.2118/1575-G>
- [13] Economides M, Oligney R, Valko P. *Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice*. Alvin, Texas: Orsa Press. 2001. 262 p.
- [14] Ипатов АИ, Кременецкий МИ. Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление развития современных ГДИС. *Инженерная практика*. 2012;(9):4–8. <https://elibrary.ru/anrpty> Ipatov AI, Kremenetsky MI. Long-term monitoring of production parameters as a key trend in the development of modern well testing systems. *Engineering Practice*. 2012;(9):4–8. (in Russian)
- [15] Гуляев ДН, Батманова ОВ, Даниленко ОИ. Применение мультискважинной деконволюции для анализа свойств нефтяных пластов. *Вестник Российского нового университета. Серия: Сложные системы: модели, анализ и управление*. 2019;(3):81–92. <https://doi.org/10.25586/RNU.V9I187.19.03.P081> Gulyaev DN, Batmanova OV, Danilenko OI. Multi-Well Deconvolution Method Implementation for Oil Reservoir Characterization. *Vestnik of the Russian New University. Series "Complex Systems: models, analysis and management"*. 2019;(3):81–92. (in Russian)
- [16] Cumming JA, Wooff DA, Whittle T, Gringarten AC. Multiwell Deconvolution. *SPE Res Eval & Eng.* 2014;17(04):457–465. <https://doi.org/10.2118/166458-PA>
- [17] Асалхузина ГФ, Давлетбаев АЯ, Хабибуллин ИЛ. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами. *Вестник Башкирского университета*. 2016;21(3):537–544. <https://elibrary.ru/wyofxl> Asalkhuzina GF, Davletbaev AY, Khabibullin IL. Modeling of the Reservoir Pressure Difference Between Injection and Production Wells in Low Permeable Reservoirs. *Bulletin of Bashkir University*. 2016;21(3):537–544. (in Russian)
- [18] Байков ВА, Галеев РР, Колонских АВ, Якасов АВ, Торопов КВ. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения. *Научно-технический вестник «НК „Роснефть”*. 2013;(2):17–19. <https://elibrary.ru/RWVTIH> Baykov VA, Galeev RR, Kolonskikh AV, Yakasov AV, Toropov KV. Non-linear flow in low-permeability reservoirs: impact on field development performance indicators. *Scientific and Technical Bulletin of Rosneft*. 2013;(2):17–19. (in Russian)
- [19] Кокурина ВВ, Кременецкий МИ, Кричевский ВМ. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований. *Каротажник*. 2013;(5(227)):76–99. <https://elibrary.ru/qaalj> Kokurina VM, Kremenetsky MI, Krichevsky VM. Rehydrofrac Effectiveness Control by Hydrodynamical Surveys. *Karotazhnik*. 2013;(5(227)):76–99. (in Russian)

Сведения об авторах / Information about the Authors

Айгиза Ямилевна Тимершаехова
Уфимский университет науки и технологий, Уфа,
Российская Федерация

Aygiza Ya. Timershaehova
Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian
Federation
tim.ay17@mail.ru
ORCID: 0009-0002-4647-7608

Марат Радикович Губайдуллин

кандидат физ.-мат. наук
Уфимский университет науки и технологий, Уфа,
Российская Федерация

Marat R. Gubaidullin

Ph.D. (Phys. & Math.)
Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian
Federation
fir_bmf@mail.ru
ORCID: 0000-0002-8345-8759

Альфред Ядгарович Давлетбаев

доктор физ.-мат. наук
Уфимский университет науки и технологий, Уфа,
Российская Федерация

Alfred Ya. Davletbaev

Sc.D. (Phys. & Math.)
Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian
Federation
DavletbaevAY@rambler.ru
ORCID: 0000-0002-9133-2574

Зульфия Саматовна Мухаметова

Уфимский университет науки и технологий, Уфа,
Российская Федерация

Zulfia S. Muhametova

Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian
Federation
MuchametovaZ@mail.ru
ORCID: 0009-0006-0566-248X