

раздел ФИЗИКА

УДК 532.546

DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2025.2.1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ГАЗА К СКВАЖИНАМ С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА
С УЧЕТОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА

© З. С. Мухаметова*, Л. А. Ковалева

*Уфимский университет науки и технологий
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.**Email: muchametovaz@mail.ru*

В данной работе исследуется влияние горизонтальной анизотропии проницаемости продуктивного пласта на процесс фильтрации газа в элементе разработки с трещинами ГРП. Выполнено моделирование притока газа к скважинам с трещинами гидроразрыва в элементе низкопроницаемого газового пласта. Постановка задачи учитывает изменение свойств газа, для этого используется уравнение состояния Пенга-Робинсона. Получена динамика изменения притока газа для различных соотношений горизонтальной анизотропии проницаемости продуктивного пласта, а также с учетом изменяющихся свойств газа и давления в системе «трещины – пласт».

Ключевые слова: газ, низкопроницаемый коллектор, трещина гидроразрыва пласта, горизонтальная анизотропия проницаемости.

Введение

Низкопроницаемые газовые коллекторы разрабатываются преимущественно с проведением операции гидравлического разрыва пласта (ГРП) в добывающих скважинах [1–2]. По мере ухудшения фильтрационных свойств газовых пластов в добывающих скважинах проводится ГРП с увеличением длин трещин ГРП, при этом в системах разработки уменьшается расстояние между скважинами окружения, а также увеличивается перепад давления между скважинами и пластом [3]. Вследствие этого при прогнозировании притока газа в скважинах с трещинами ГРП необходимо учитывать влияние ближайших скважин окружения. Наличие трещин ГРП в соседних скважинах и осуществление добычи оказывает влияние на изменение распределения давления в системе «скважины – пласт» и, соответственно, на величину притока флюида во всех скважинах элемента разработки.

Низкопроницаемые коллекторы нередко являются довольно неоднородными, и в силу этого фильтрационные параметры могут различаться относительно направлений фильтрации. Горизонтальная анизотропия проницаемости проявляется в неодинаковом распределении проницаемости в разных направлениях в горизонтальной плоскости. К основным причинам возникновения анизотропии относят наличие естественной трещиноватости, процессы осадконакопления, определяющие внутреннее поровое пространство осадков [4–6].

В работе выполнено численное моделирование притока газа к скважинам с трещинами ГРП с учетом горизонтальной анизотропии проницаемости продуктивного пласта.

Физико-математическая модель

Рассматривается элемент разработки низкопроницаемого газового пласта с четырьмя скважинами с трещинами ГРП (рис. 1).

Постановка задачи учитывает, что сжимаемость, вязкость и другие свойства газа зависят от давления; температура пласта полагается постоянной, вертикальная анизотропия проницаемости в трещинах и в пласте не учитывается. Для рассматриваемого элемента разработки математическая модель процесса включает уравнения пьезопроводности для каждой скважины с трещиной ГРП.

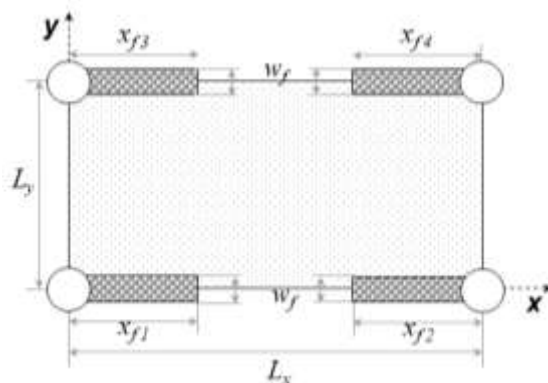


Рис. 1. Расчетная область задачи. L_x, L_y – расстояния между положением соседних скважин, x_{fj} – полудлины трещин, w_f – раскрытие трещин.

Распределение давления описывается уравнениями пьезопроводности в трещинах:

$$\varphi_{fj} \beta_{ftj} \frac{P_{fj}}{\mu_g(P_{fj})z(P_{fj})} \frac{\partial P_{fj}}{\partial t} = \frac{k_{fj}}{\mu_g(P_{fj})} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P_{fj}}{\mu_g(P_{fj})z(P_{fj})} \frac{\partial P_{fj}}{\partial x} \right) + \frac{k_{fj}}{\mu_g(P_{fj})} \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{P_{fj}}{\mu_g(P_{fj})z(P_{fj})} \frac{\partial P_{fj}}{\partial y} \right), \quad (1)$$

и в продуктивном пласте:

$$\varphi_m \beta_{mt} \frac{P_m}{\mu_g(P_m)z(P_m)} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{k_{mx}}{\mu_g(P_m)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P_m}{\mu_g(P_m)z(P_m)} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{k_{my}}{\mu_g(P_m)} \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{P_m}{\mu_g(P_m)z(P_m)} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right). \quad (2)$$

Здесь индекс $j = 1, 2, 3, 4$ обозначает номер скважины с трещиной ГРП; φ_{fj} и φ_m – коэффициент пористости трещин (индекс f) и продуктивного пласта (индекс m) соответственно; k_{fj}, k_{mx}, k_{my} – коэффициенты проницаемости в трещинах для j -ой скважины и в продуктивном пласте в направлениях x и y ; $P_{fj}, P_m, \beta_{ftj}, \beta_{mt}, z(P_{fj}), P_{fj}, P_m, \beta_{ftj}, \beta_{mt}, z(P_{fj}), z(P_m)$ и $\mu_g(P_{fj}), \mu_g(P_m)$ – давления, коэффициенты сжимаемости системы, коэффициенты сверхсжимаемости и динамической вязкости газа в трещинах и в продуктивном пласте.

Нелинейные дифференциальные уравнения для фильтрации газа (1)–(2) принято линеаризовать путем введения функции псевдодавления реального газа, которая в общем случае имеет вид [7]:

$$m(P) = \int_{P_{SC}}^P \frac{P}{\mu_g(P)z(P)} dP, \quad (3)$$

где $m(P)$ – функция псевдодавления; P_{SC} – давление при стандартных условиях; P – давление в трещинах (P_{fj}) или в пласте (P_m).

Псевдодавление позволяет учитывать зависимость свойств газа от давления по уравнению состояния Пенга-Робинсона [8]. Разработанные в 60-е и 70-е гг. Вильсоном, Соаве, Робинсоном и Пенгом и др. двухкоэффициентные уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового вида улучшили результаты моделирования термических и калорических свойств веществ, входящих в состав природных смесей [9]. В рассматриваемой задаче моделируется фильтрация смеси газа, состоящая из 99% метана и 1% этана, свойства данных компонентов в соответствии с исследованиями [9] лучше описываются уравнением состояния Пенга-Робинсона.

Уравнения (1)–(2), выраженные через функцию псевдодавления, имеют вид:

$$\varphi_{fj} \beta_{ftj} \frac{\partial m(P_{fj})}{\partial t} = \frac{k_{fj}}{\mu_g(P_{fj})} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial m(P_{fj})}{\partial x} \right) + \frac{k_{fj}}{\mu_g(P_{fj})} \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial m(P_{fj})}{\partial y} \right), \quad (4)$$

$$\varphi_m \beta_{mt} \frac{\partial m(P_m)}{\partial t} = \frac{k_{mx}}{\mu_g(P_m)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial m(P_m)}{\partial x} \right) + \frac{k_{my}}{\mu_g(P_m)} \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial m(P_m)}{\partial y} \right). \quad (5)$$

Раскрытие трещин w_{fj} много меньше, чем полудлина x_{fj} и высота трещин h_{fj} (см. рис. 1), поэтому градиенты псевдодавления $\partial m(P_{fj})/\partial y$ существенно меньше, чем градиенты давления $\partial m(P_{fj})/\partial x$ вдоль трещин, в связи с этим фильтрация газа в трещинах (уравнение (4)) далее рассматривается в одномерной постановке.

Начальные и граничные условия

Полагается, что в начальный момент времени в продуктивном пласте и в трещинах заданы постоянные начальные давления. Уравнения (4)–(5) дополнены условием непрерывности потока через поверхности четырех трещин и условием непрерывности давлений на поверхностях «трещины – пласт». Во всех четырех скважинах поддерживается постоянное забойное давление ($P_0 - \Delta P$). С учетом геометрии задачи приток газа к j -ой скважине определяется из выражения:

$$\left(w_{fj}/2 \right) \frac{k_{fj}}{\mu_g(P_{fj})z(P_{fj})} \frac{\partial P_{fj}}{\partial x} \Big|_{x=r_w} = \frac{1}{4h} \frac{P_{SC}}{P_{fj}} \frac{T}{T_{SC}} q_{wgSC}, \quad (6)$$

где q_{wgSC} – приток газа к скважине, приведенный к стандартным давлению P_{SC} и температуре T_{SC} .

Поставленная задача решалась численно относительно функции псевдодавления конечно-разностными методами по итеративной схеме Ньютона [10] с учетом определения коэффициента сверхсжимаемости газа по уравнению Пенга-Робинсона, вязкости, сжимаемости газа по зависимостям от давления [11] при исходных параметрах, приведенных в табл.

Таблица 1

Исходные данные для моделирования

Символ	Параметр	Значение	Ед. изм.
β_{ftj}	общая сжимаемость в j -ой трещине	$s_g c_g + c_{fj}$	1/Па
β_{mt}	общая сжимаемость в пласте	$s_g c_g + c_m$	1/Па

Продолжение Таблицы			
c_{fj}	сжимаемость j -ой трещины	$4,3 \cdot 10^{-10}$	$1/Па$
c_m	сжимаемость продуктивного пласта	$4,3 \cdot 10^{-10}$	$1/Па$
c_g	сжимаемость газа	$1/P - (1/z(p))(dz(P)/dP)$	$1/Па$
w_{fj}	раскрытие j -ой трещины	$5 \cdot 10^{-3}$	$м$
x_{fj}	полудлина j -ой трещины	200	$м$
k_{my}	проницаемость пласта	$0,1 \cdot 10^{-15}, 1 \cdot 10^{-15}, 10 \cdot 10^{-15}$	$м^2$
k_{fj}	проницаемость j -ой трещины	$100 \cdot 10^{-12}$	$м^2$
h	высота пласта	10	$м$
P_0	начальное пластовое давление	25	$МПа$
ΔP	перепад давления между скважиной и пластом	10	$МПа$
$(P_0 - \Delta P)$	забойное давление в скважинах	-	$МПа$
T_0	начальная температура в пласте	303	$^{\circ}К$
q_{wgsc}	дебит газа в стандартных условиях	выражение (6)	$м^3/с$
R	универсальная газовая постоянная	8,3144	$Дж/(моль \cdot К)$
r_w	радиус скважины	0,1	$м$
L_x	расстояние до границы пласта	500	$м$
L_y	расстояние до границы пласта	250	$м$
s_g	газонасыщенность пласта	1	$д.ед.$
φ_{fj}	пористость j -ой трещины	0,18	$д.ед.$
φ_m	пористость пласта	0,18	$д.ед.$
Δt	длительность этапа отбора газа	100, 200	$сут$
$z(P_{fj}), z(P_m)$	сверхсжимаемость газа	из уравнения Пенга-Робинсона	
z_{sc}	сверхсжимаемость газа при атмосферном давлении и температуре 20 $^{\circ}C$	1	

Анализ результатов моделирования.

На рис. 3 приведены профили давления для двух трещин ГРП из четырех спустя 200 суток работы скважин для разных соотношений проницаемости продуктивного пласта k_{mx}/k_{my} при прочих равных фильтрационных и геометрических параметрах трещин ГРП, а именно: полудлины трещин ГРП $x_{fj} = 200 м$, проницаемость трещин $k_{fj} = 100 \cdot 10^{-12} м^2$. Перепад давления в скважинах $\Delta P = 10 МПа$, коэффициент проницаемости пласта вдоль оси y $k_{my} = 0,1 \cdot 10^{-15} м^2$, коэффициент проницаемости пласта вдоль оси x задается отношением k_{mx}/k_{my}

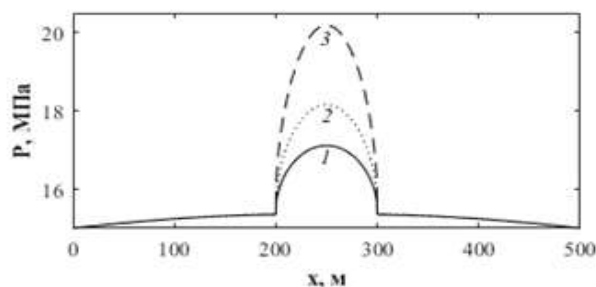


Рис. 3. Профили давления в направлении развития трещин:
 1 – $k_{mx}/k_{my} = 1$; 2 – $k_{mx}/k_{my} = 0.5$; 3 – $k_{mx}/k_{my} = 0.2$.

Из *рис. 3* (кривая 1) видно, что в однородном пласте максимальная величина давления вдоль распространения трещин в продуктивном пласте (в середине продуктивного пласта между скважинами с трещинами) достигает значения ~ 17 МПа. При отношении проницаемостей пласта $k_{m_x}/k_{m_y} = 0.2$ максимальная величина давления в продуктивном пласте составляет 20 МПа (кривая 3). Таким образом, при меньшем значении k_{m_x}/k_{m_y} давление в продуктивном пласте снижается медленнее, что характеризует более медленную выработку запасов газа.

На *рис. 4* для визуализации распределения давления в элементе разработки с четырьмя скважинами с трещинами ГРП представлены 2D графики в момент времени $\Delta t = 200$ сут для разных соотношений проницаемости продуктивного пласта k_{m_x}/k_{m_y} при указанных выше параметрах расчета.

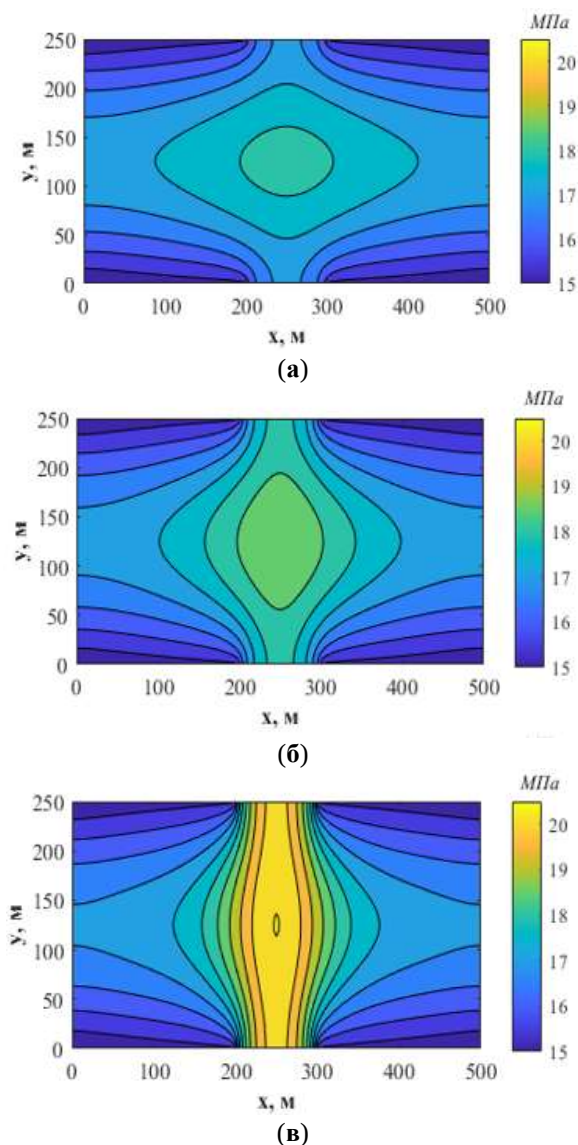


Рис. 4. 2D распределение давления в элементе разработки с четырьмя газовыми скважинами ГРП ($\Delta t = 200$ сут) при различных значениях коэффициента анизотропии проницаемости пласта: (а) $k_{m_x}/k_{m_y} = 1$; (б) $k_{m_x}/k_{m_y} = 0.5$; (в) $k_{m_x}/k_{m_y} = 0.2$.

Из *рис. 4в* видно, что при $k_{m_x}/k_{m_y} = 0.2$ остается область продуктивного пласта между четырьмя скважинами с давлением ~ 20 МПа, что в сравнении с изотропным пластом (*рис. 4а*) на 18% больше, т.е. в изотропном пласте снижение пластового давления происходит быстрее. Это объясняется затруднением фильтрации газа при наличии горизонтальной анизотропии проницаемости.

На *рис. 5* приведены распределения давления и изменения свойств газа в элементе разработки с четырьмя скважинами с трещинами ГРП вдоль распространения трещин для однородного пласта (левая часть на *рис. 5*, графики а, в, д, ж) и при соотношении проницаемостей продуктивного пласта $k_{m_x}/k_{m_y} = 0.2$ (правая часть на *рис. 5*, графики б, г, е, з) в разные моменты времени.

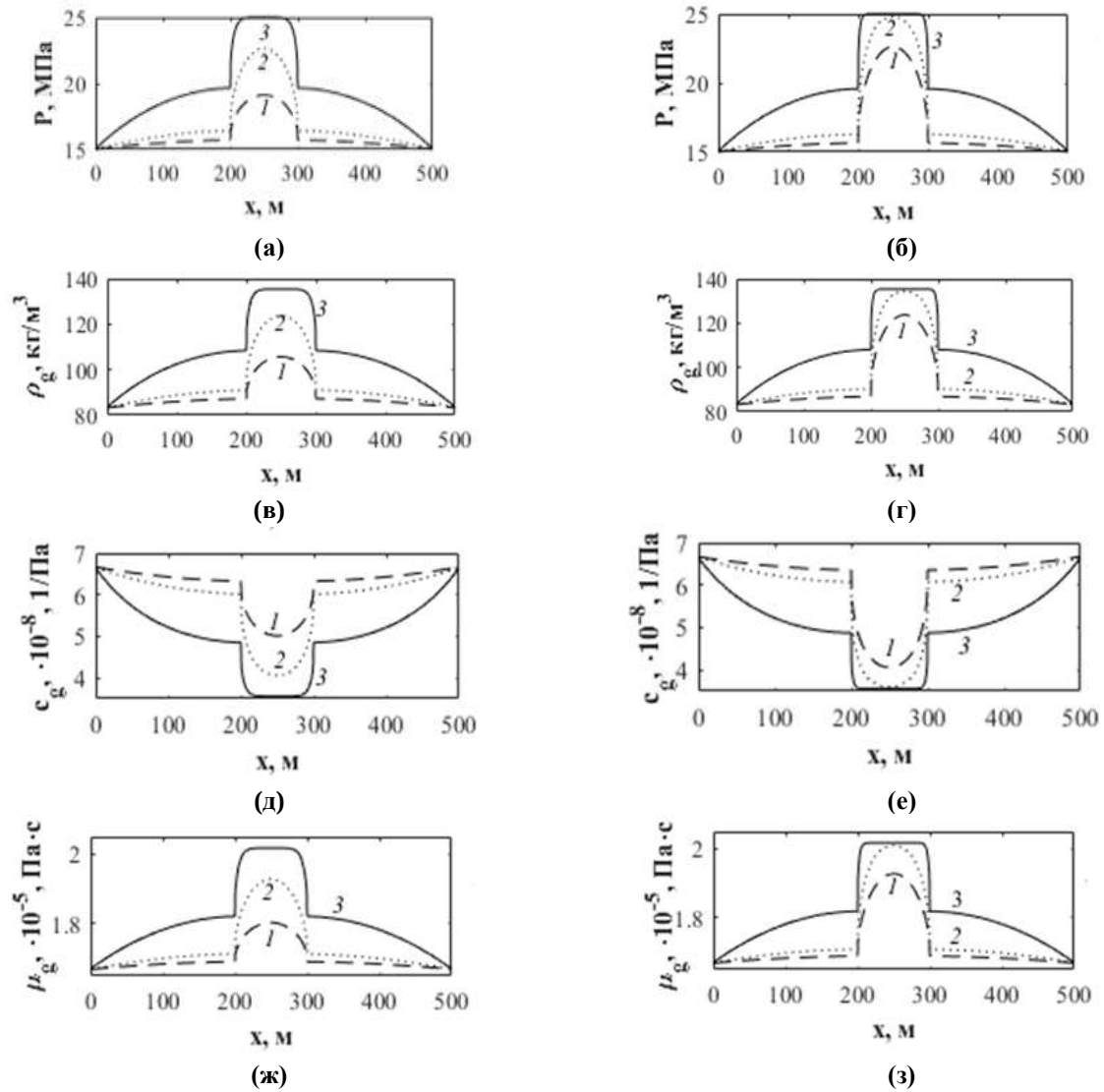


Рис. 5. Распределение давления (а, б), плотности (в, г), сжимаемости (д, е), вязкости (ж, з) и сверхсжимаемости газа (и, κ) вдоль распространения трещин;
1 – $\Delta t = 100$ сут; 2 – $\Delta t = 25$ сут; 3 – $\Delta t = 1$ сут.

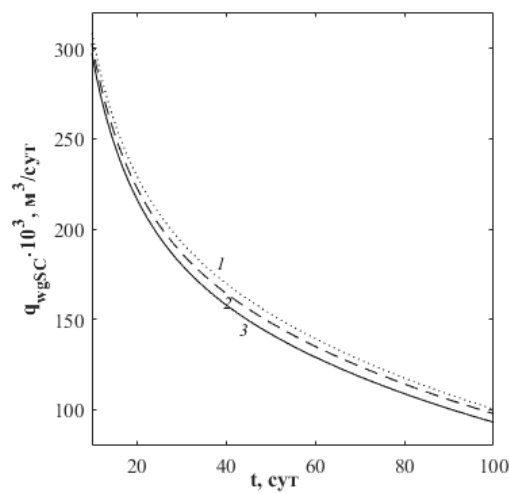


Рис. 6. Динамика притока газа на устье скважины с трещиной гидроразрыва:
1 – $k_{mx}/k_{my} = 1$; 2 – $k_{mx}/k_{my} = 0.5$; 3 – $k_{mx}/k_{my} = 0.2$.

Кривые на *рис. 5* свидетельствуют о существенных изменениях плотности, сжимаемости, вязкости газа в трещинах и пласте в различные моменты времени. Из сопоставления соответствующих параметров левой и правой частей рисунка видно, что при наличии горизонтальной анизотропии проницаемости продуктивного пласта изменение свойств газа и профилей давления вдоль трещин в один и тот же момент времени отличаются по-разному. Так, различие пластового давления увеличивается примерно с 11 до 24%, для плотности 8 до 20% в период с 25 до 100 суток. На момент времени работы скважины 1 сутки указанные параметры отличаются несущественно, т.е. чем дольше осуществляется отбор газа, тем заметнее влияние горизонтальной анизотропии проницаемости.

На *рис. 6* приведена динамика притока газа к одной из четырех скважин с трещинами ГРП.

Также из *рис. 6* видно, что учет горизонтальной анизотропии проницаемости пласта позволяет получить более точные (на 5–6%) значения величин притока газа к скважине.

Заключение

Моделирование притока газа к скважинам с трещинами ГРП с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона для учета зависимости свойств газа от давления показало, что учет горизонтальной анизотропии проницаемости продуктивного пласта существенно влияет на процесс фильтрации газа в пространстве между трещинами. При сильном отличии проницаемостей продуктивного пласта в горизонтальной плоскости отмечается образование зон с высокими давлениями в области между трещинами ГРП. Полученный результат следует учитывать при проектировании систем разработки и прогнозировании притока газа в скважинах с трещинами ГРП, в противном случае величины притока газа к скважинам без учета анизотропии будут завышены.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лознюк О. А., Суртаев В. Н., Шайбаков Р. А., Муртазин Р. Р., Исламов Р. Р., Нигматуллин Ф. Н., Сахань А. В. Разработка технологии освоения газовых залежей в туронских низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2015. №11. С. 46–51.
2. Киселев А. Н., Бучинский С. В., Юшков А. Ю., Белов И. И., Нигматуллин Ф. Н., Муртазин Р. М., Исламов Р. Р., Суртаев В. Н., Лознюк О. А. Опыт-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения // Научно-технический вестник НК «Роснефть». 2015. Вып. 40. №3. С. 46–49.
3. Давлетбаев А. Я., Жилко Е. Ю., Исламов Р. Р., Муртазин Р. Р., Лознюк О. А., Шайбаков Р. А. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах // SPE. 2015. Ст. 176704. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/176704-MS>
4. Ермаков Р. И. и др. Исследование влияния анизотропии проницаемости на разработку модельного блока терригенного нефтенасыщенного коллектора в ходе гидродинамических расчетов // Известия Томского политех. ун-та. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. №2. С. 162–169.
5. Ермаков Р. И., Меркулов В. П., Чернова О. С., Коровин М. О. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 299–304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299.
6. Главнова Е. Н., Меркулов В. П., Главнов Н. Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта // Известия Томского политех. ун-та. 2010. Т. 317. №1. С. 128–132.
7. Al-Hussainy R., Ramey H. J., Crawford P. B. The Flow of Real Gases through Porous Media // J. of Petroleum Technology. 1966. P. 624–636.
8. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. С. 141–153.
9. Герасимов А. А., Александров И. С., Григорьев Б. А. и др. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния // Вести газовой науки. 2015. №4(24). С. 5–13.
10. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982.
11. Давлетбаев А. Я., Мухаметова З. С. Фильтрация газа в низкопроницаемом коллекторе с трещиной гидроразрыва пласта // Прикладная механика и техническая физика. 2019. Т. 60. №1(353). С. 41–53.

Поступила в редакцию 16.04.2025 г.

DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2025.2.1

MODELING OF GAS PRODUCTION FROM GAS RESERVOIR WITH HORIZONTAL PERMEABILITY ANISOTROPY THROUGH THE FRACTURED WELLS© **Z. S. Mukhametova*, L. A. Kovaleva***Ufa University of Science and Technology
32 Zaki Validi st., 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.***Email: muchametovaz@mail.ru*

In this paper, the influence of horizontal permeability anisotropy of low-permeability gas formation on the gas filtration process and gas production through fractured wells is investigated. The simulation of gas flow to fractured wells in an element of gas reservoir with a low-permeability has been performed. The formulation of the problem takes into account the changing of the gas properties using the Peng-Robinson equation of state. The dynamics of gas production rate is obtained for various ratios of the horizontal anisotropy of the reservoir permeability; the changing of gas properties and pressure in the “fractures – reservoir” system is considered.

Keywords: gas, low-permeability formation, hydraulic fracturing, horizontal anisotropy of permeability.

*Received 16.04.2025.***Об авторах / About the authors****МУХАМЕТОВА Зульфия Саматовна**

Уфимский университет науки и технологий, Россия.
Старший преподаватель кафедры прикладной физики.
Email: muchametovaz@mail.ru

КОВАЛЕВА Лiana Ароновна

Уфимский университет науки и технологий, Россия.
заведующая кафедрой прикладной физики,
профессор, д-р. техн. наук,
Email: liana-kovaleva@yandex.ru

MUKHAMETOVA Zulfiya Samatovna

Ufa University of Science and Technology, Russia.
Senior lecturer of the Department of Applied Physics.
Email: muchametovaz@mail.ru

KOVALEVA Liana Aronovna

Ufa University of Science and Technology, Russia.
Head of the Department of Applied Physics,
Professor, Doctoral Degree in Fluid Mechanics.
ORCID: 0000-0001-8953-6490
Email: liana-kovaleva@yandex.ru