



СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. ГЕОМЕХАНИКА И ГЕОФИЗИКА

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-08-1015>

УДК 622.817.3

**Сравнительный анализ моделей зависимости
фильтрационных свойств угля
от напряженно-деформированного состояния массива****А. И. Маневич¹  , К. С. Коликов²  , Н. В. Ледяев³  , И. В. Лосев¹  ,
Д. Ж. Акматов¹  , Р. В. Шевчук¹  **¹ Геофизический центр РАН, г. Москва, Российская Федерация² Университет науки и технологий МИСИС, г. Москва, Российская Федерация³ АО «СУЭК-Кузбасс», г. Ленинск-Кузнецкий, Российская Федерация ai.manevich@yandex.ru**Аннотация**

Проницаемость угольных пластов – ключевой параметр, определяющий эффективность дегазации, интенсивность метановыделения и безопасность горных работ. Поскольку проницаемость снижается с глубиной и критически зависит от напряженно-деформированного состояния, для её прогноза необходимы модели, способные адекватно описывать взаимодействие сорбционных деформаций, пороупругих эффектов и механизма закрытия трещин. В связи с отсутствием унифицированного подхода к оценке проницаемости в условиях сложного НДС целью данной работы стали систематизация и сопоставление основных эмпирических и аналитических моделей этой зависимости. Для этого был выполнен аналитический обзор моделей, учитывающих сорбционно-упругие деформации, изменение пористости, влияние эффективного давления, термоупругие эффекты и параметры кливажа. Сопоставление моделей проведено путём численного моделирования изменения проницаемости в диапазоне эффективных напряжений 0–50 МПа и на глубинах до 1500 м. В модели были включены такие параметры, как коэффициент Био, модуль деформации, сорбционная сжимаемость, начальная проницаемость и геометрические характеристики трещин. Результаты вариационных расчётов показали, что несмотря на различия все модели демонстрируют общую тенденцию к нелинейному уменьшению проницаемости с ростом эффективного напряжения. Это отражает физические процессы сжатия порового пространства и закрытия трещин. Установлено, что наиболее интенсивное снижение проницаемости происходит в интервале 5–15 МПа, соответствующем активному закрытию трещин кливажа, тогда как на глубинах свыше 1000 м изменение проницаемости стабилизируется из-за исчерпания потенциала деформации трещинной структуры. Таким образом, анализ выявил различную чувствительность моделей к геомеханическим параметрам, причём влияние сорбционных деформаций оказалось сопоставимым с пороупругими эффектами. Выбор конкретной модели зависит от условий: для учёта сорбционных деформаций оптимальна модель Seidle (1992), для глубоких пластов с изменчивой пористостью – модель Palmer (1998), а для описания упругих деформаций – модель Каркашадзе и Хаутиева (2015). Полученные зависимости применимы для оценки природной проницаемости угольных пластов в ненарушенном массиве.

Ключевые слова

угольный пласт, проницаемость, напряженно-деформированное состояние, сорбционные деформации, эффективное давление, модели проницаемости, дегазация

Финансирование

Исследование выполнено в НИТУ МИСИС при поддержке Российского научного фонда, проект № 23-19-00398.

Для цитирования

Manevich A. I., Kolikov K. S., Ledyayev N. V., Losev I. V., Akmatov D. Zh., Shevchuk R. V. Comparative analysis of coal permeability models accounting for the stress-strain state of the rock mass. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2026;11(1):35–45. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-08-1015>



MINING ROCK PROPERTIES. ROCK MECHANICS AND GEOPHYSICS

Research paper

Comparative analysis of coal permeability models accounting for the stress-strain state of the rock mass

A. I. Manevich¹  , K. S. Kolikov²  , N. V. Ledyayev³  , I. V. Losev¹  ,
D. Zh. Akmatov¹  , R. V. Shevchuk¹  

¹ Geophysical Center of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

² University of Science and Technology MISIS, Moscow, Russian Federation

³ JSC SUEK-Kuzbass, Leninsk-Kuznetsky, Russian Federation

 ai.manevich@yandex.ru

Abstract

Coal seam permeability is a key parameter controlling degassing efficiency, the intensity of methane emission, and the safety of mining operations. As permeability decreases with depth and is critically dependent on the stress-strain state, its reliable prediction requires models capable of adequately describing the interaction between sorption-induced deformation, poroelastic effects, and fracture aperture closure mechanisms. Owing to the absence of a unified approach for permeability assessment under complex stress-strain conditions, the objective of this study was to systematize and compare the principal empirical and analytical models describing this dependence. To this end, an analytical review of models accounting for sorption-elastic deformation, porosity evolution, effective stress effects, thermoelastic behavior, and cleat system parameters was conducted. Model comparison was performed through numerical simulations of permeability variation over an effective stress range of 0–50 MPa and at depths of up to 1500 m. The models incorporated parameters such as the Biot coefficient, deformation modulus, sorption compressibility, initial permeability, and geometric characteristics of fractures. The results of the parametric calculations demonstrate that, despite conceptual differences, all models exhibit a common trend of nonlinear permeability reduction with increasing effective stress. This behavior reflects the physical processes of pore space compression and fracture aperture reduction. It was established that the most intensive permeability decline occurs within the effective stress range of 5–15 MPa, corresponding to active cleat closure, whereas at depths exceeding 1000 m permeability changes tend to stabilize due to exhaustion of the deformation potential of the fracture structure. Overall, the analysis revealed differing model sensitivities to geomechanical parameters, with the influence of sorption-induced deformation being comparable to that of poroelastic effects. Model selection is shown to be condition-dependent: the Seidle (1992) model is most suitable for accounting for sorption-induced deformation, the Palmer & Mansoori (1998) model for deep coal seams with variable porosity, and the Karkashadze & Hautiev (2015) model for describing elastic deformation effects. The derived relationships can be applied to assess the natural permeability of coal seams in undisturbed rock masses.

Keywords

coal seam, permeability, stress-strain state, sorption-induced deformation, effective stress, permeability models, degassing

Funding

This research was conducted at NUST MISIS with the support of the Russian Science Foundation, Project No. 23-19-00398.

For citation

Manevich A. I., Kolikov K. S., Ledyayev N. V., Losev I. V., Akmatov D. Zh., Shevchuk R. V. Comparative analysis of coal permeability models accounting for the stress-strain state of the rock mass. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2026;11(1):35–45. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-08-1015>

Введение

Прогнозирование проницаемости угольных пластов напрямую влияет на оценку метанообильности горных выработок и эффективности предварительной дегазации. Необоснованная оценка этих параметров может привести, с одной стороны, к снижению нагрузок на очистные забои (и, как следствие, снижению уровня добычи угля), а с другой стороны, к проявлению опасных газодинамических процессов и явлений в шахтах, что угрожает безопасности шахтёров и устойчивости горных выработок [1].

Уголь формируется в осадочных бассейнах, где процессы накопления органического вещества протекают в условиях различных тектонических обстановок. Эти обстановки варьируются от стабильных платформенных областей до активных горно-складчатых регионов [2]. Тектонические движения приводят к перераспределению осадочного материала, изменению условий давления и температуры. В результате таких процессов угольные пласты приобретают сложные структуры, включающие складчатость, разломы и зоны тектонического меланжа [2]. Эти процессы

сопровождаются развитием систем тектонических трещин, которые могут как повышать, так и понижать проницаемость массива в зависимости от их ориентации и масштаба [3, 4]. Разломные зоны обычно связаны с повышенной трещиноватостью и изменениями фильтрационно-емкостных свойств угля. Влияние разломов проявляется также в перераспределении напряжений в массиве, что создает геомеханические обстановки, влияющие на проницаемость углепородного массива [5]. Горные породы, вмещающие угольные пласты, также оказывают влияние на механическое состояние углепородного массива, но более локально. Например, прочные и хрупкие породы, такие как песчаники и известняки, могут создавать зоны повышенных напряжений. А менее прочные, но пластичные слои (например, глинистые породы) способствуют перераспределению напряжений [4, 6].

Трещиноватость и пористость угля определяют его проницаемость. Градиентное поле действующих напряжений (сжатие, растяжение и сдвиги) создают разломы и микротрещины, что увеличивает объем пустотного пространства [4]. Напряженно-деформированное состояние углепородного массива влияет на метановыделение угольных пластов не всегда однозначным образом. При повышении напряжений возможно уменьшение трещинной проницаемости вследствие закрытия трещин, тогда как снижение напряжений сопровождается их раскрытием и повышением проницаемости [5]. С другой стороны, структурное изменение минерального скелета углепородного массива может интенсифицировать десорбцию метана из микропор угля [3, 4].

Целью исследования является сравнительный анализ существующих эмпирических и аналитических моделей зависимости проницаемости угля от напряженно-деформированного состояния. Для достижения поставленной цели в ходе работы были решены следующие задачи:

1. Проанализирован математический аппарат моделей зависимости проницаемости угля от НДС углепородного массива.

2. Выполнен системно-аналитический обзор существующих моделей данного типа.

3. Проведено численное моделирование изменения проницаемости в диапазоне эффективных напряжений 0–50 МПа и глубин 0–1500 м для сравнения поведенческих особенностей моделей.

4. Оценены чувствительность моделей к собственным гиперпараметрам и определены границы их применимости.

5. Сформулированы практические рекомендации по выбору модели для построения фильтрационных моделей углепородного массива.

Используемые данные и методика исследований

Матрица угля имеет уникальное свойство набухания при адсорбции газа и сжатия при десорбции. При десорбции метана газ диффундирует через угольную матрицу в естественную трещинную систему угля, известную как система кливажа угля [3]. В матрице каменного угля выделяют трещины эндогенного и экзогенного кливажа. А способность проводимости трещин зависит от их параметров густоты, раскрытия, ориентации, протяженности и др. [3, 7]. Эндогенный кливаж формируется в процессе углефикации и обусловлен внутренними процессами изменения вещественного состава углей при их генезисе [8]. Обыкновенно он представлен двумя взаимно перпендикулярными системами кливажа (основной и торцевой) [9] (рис. 1, а).

Общим уравнением, из которого можно выразить абсолютную проницаемость среды, является уравнение Навье–Стокса для вязкого флюида. Однако на практике из-за недостатка информации используется уравнение Дарси [10]. Принято считать, что поток флюида по закону Дарси обусловлен течением в системе кливажа и что вкладом течения через поры матрицы угля можно пренебречь. Проницаемость трещин составляет 0,001–100 мД, микроблоков угля – единицы микродарси или нанодарси [9, 11, 12]. Проницаемость угольного пласта определяется системой кливажа [8].

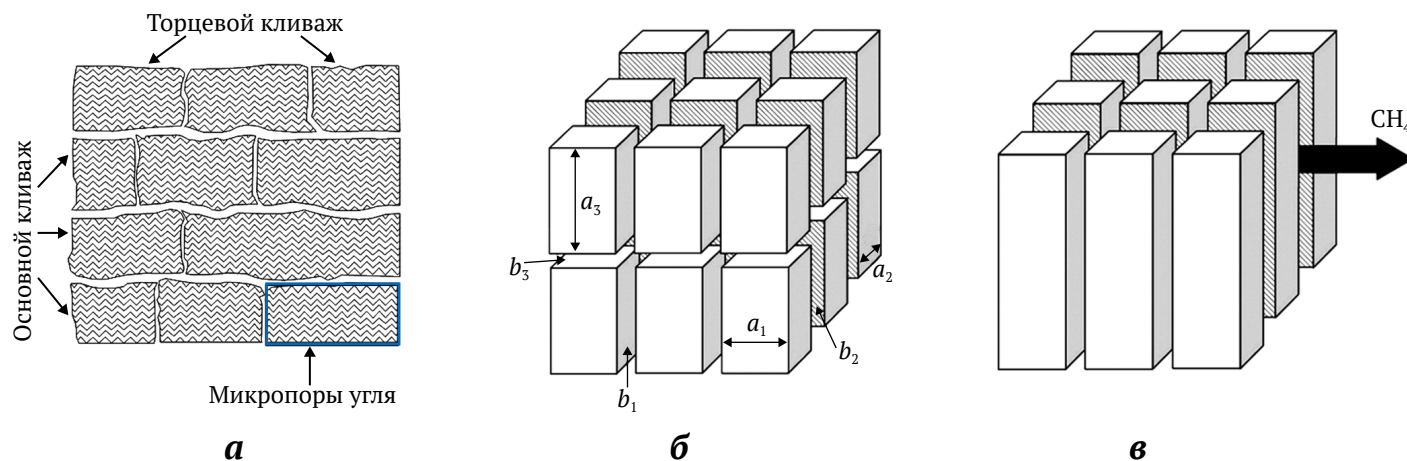


Рис. 1. Модель матрицы угля [9] и клеточно-ячеистая модель проницаемости матрицы угля [10, 14]:

а – модель матрицы угля; б – анизотропная модель: a_1, a_2, a_3 – размеры граней ячеек (ненарушенных частиц) угольной матрицы, b_1, b_2, b_3 – эффективная ширина раскрытия по системам трещин; в – изотропная модель



А кливаж угля обуславливает значительную анизотропию его проницаемости. По данным экспериментальных исследований [11, 13] отношение проницаемостей вдоль основной и торцевой систем кливажа составляет от 2:1 до 17:1. В этом случае компоненты тензора абсолютной проницаемости угля описывают моделью гомогенной непроницаемой среды, разделенной двумя взаимно ортогональными системами трещин [10]:

$$q = -\frac{b_i^3}{12a_i} \frac{1}{\mu} \Delta P, \quad (1)$$

где b_i – раскрытие трещины, м; a_i – грань кубической ячейки, м.

Уравнение (1) применяется к одной системе кливажа i , вносящей вклад в общий поток. С учетом шероховатости трещинно-порового пространства ширина b_i называется эффективной гидравлической шириной и обыкновенно она меньше грани ячейки a_i . Абсолютная проницаемость системы кливажа определяется уравнением Шейдегера [15]:

$$k_{\text{абс}} = -\frac{b_i^3}{12a_i}, \quad (2)$$

или в виде отношения:

$$\frac{k_i}{k_0} = \left(\frac{b_i}{b_0} \right)^3, \quad (3)$$

где b_i – эффективная ширина раскрытия трещины, м; k_i – эффективная фазовая абсолютная проницаемость среды, м²; b_0 – начальная ширина раскрытия трещины, м; k_0 – начальная абсолютная проницаемость среды, м².

Основными факторами, влияющими на напряженно-деформированное состояние разрабатываемого угольного пласта, являются коэффициент бокового распора, глубина разработки, физико-механические свойства, структурные неоднородности и сорбционно-кинетические свойства массива.

В результате действия вертикальных напряжений в массиве формируются напряжения бокового отпора. Существует несколько возможных моделей определения напряжений бокового распора [16]: по А. Гейму – боковой отпор в массиве определяется величиной литостатического давления и равен ему, как в условиях гидростатического давления; по А.Н. Диннику – боковой отпор в массиве определяется коэффициентом бокового распора, характеризующим упругую отдачу в горизонтальном направлении от веса вышележащих пород; по Н. Хасту – боковой отпор в массиве определяется, помимо составляющей по А.Н. Диннику, тектоническими напряжениями, вызванными внешним полем действующих тектонических напряжений. При этом горизонтальные тектонические напряжения в некоторых участках земной коры могут даже превышать литостатические значения, что было подтверждено рядом инструментальных измерений [16, 17].

При механическом или термическом воздействии на уголь возникают различные сорбционные эффекты, которые вызывают термическое расширение или сжатие горных пород [6, 9]. Таким образом, в массиве

угля формируется дополнительный, уникальный фактор НДС – сорбционные напряжения. Величина сорбционных деформаций (и, следовательно, напряжений) зависит от газонасыщенности массива, давления газа, температуры, а также от структурных и текстурных особенностей угля. Уголь с высокой микропористостью обладает большей способностью к адсорбции газа, что усиливает эффект набухания. Зависимость напряжений в угле от сорбционных деформаций можно выразить через обобщенный закон упругости, модифицированный для включения сорбционных эффектов, аналогичных тепловому расширению [18–20]. В общем виде для линейно-упругой среды эта зависимость записывается следующим образом:

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \times \varepsilon_{ij} + K_s \varepsilon_s \delta_{ij}, \quad (4)$$

где K_s – сорбционный модуль, описывающий влияние деформаций, вызванных сорбцией газа; ε_s – сорбционная деформация, вызванная адсорбцией или десорбцией газа; δ_{ij} – дельта Кронекера ($\delta_{ij} = 1$, если $i = j$, и $\delta_{ij} = 0$, если $i \neq j$).

В моделях проницаемости угля зависимость проницаемости от напряженного состояния выражают через эффективное напряжение среды. Эффективное напряжение определяется выражением:

$$\sigma_{\text{эфф}, ij} = \sigma_{ij} - \omega P_f \delta_{ij}, \quad (5)$$

где σ_{ij} – компоненты тензора напряжений; ω – коэффициент Био (безразмерный); P_f – давление флюида в порах, Па; δ_{ij} – дельта Кронекера ($\delta_{ij} = 1$, если $i = j$, и $\delta_{ij} = 0$, если $i \neq j$).

Таким образом, обобщенная модель действующих напряжений в углепородном массиве будет складываться из нескольких основных факторов – литостатических напряжений σ_g , напряжений бокового отпора σ_r , действующих тектонических напряжений σ_t , термических напряжений σ_t и сорбционных напряжений σ_s .

Зависимости проницаемости угля от напряженно-деформированного состояния и практические результаты

В эмпирических моделях зависимости проницаемости от НДС обычно используется среднее напряжение в массиве. Факторы сорбционных деформаций, порового давления применяются в моделях макромасштаба. Рассмотрим основные эмпирические модели, которые для удобства сравнения были приведены к единому аналитическому виду.

Одна из первых моделей такого рода была предложена в работе [21] в виде эмпирической зависимости проницаемости от среднего напряжения для образцов, отобранных на месторождениях Питсбурга и Вирджинии (США). Особенность модели заключается в учете только раскрытия трещин из-за механического воздействия напряжений:

$$k_\sigma = k_0 \left[e^{(-3 \cdot 10^{-5} \cdot \sigma \cdot k_0^{0.1})} + 2 \cdot 10^{-4} \cdot \sigma^{\frac{1}{3}} \cdot k_0^{\frac{1}{3}} \right], \quad (6)$$

где k_σ – проницаемость в зависимости от напряжений, мД; k_0 – проницаемость при нулевом напряжении, мД; σ – среднее нормальное напряжение, Па.



В работе [22] представлена эмпирическая зависимость проницаемости, но уже от эффективных напряжений, для углей австралийского бассейна «Лейчард»:

$$k_{\sigma} = 1,013 \cdot 10^{-0,031 \cdot \sigma_{\text{эфф}}}. \quad (7)$$

Впоследствии эта зависимость была представлена в виде обобщенной экспоненциальной зависимости, которая является отправной точкой для формирования более продвинутых моделей:

$$k_{\sigma} = k_0 \exp(-C_p \cdot \sigma_{\text{эфф}}), \quad (8)$$

где k_{σ} – текущая проницаемость угольного пласта при действующем эффективном напряжении, м²; k_0 – природная проницаемость угольного пласта при отсутствии действующих напряжений, м²; C_p – коэффициент чувствительности проницаемости к эффективному напряжению, Па⁻¹ (коэффициент C_p варьируется в пределах 0,01–0,1 Па⁻¹ в зависимости от структуры трещин); $\sigma_{\text{эфф}}$ – эффективное напряжение, Па.

Модель [23] учитывает влияние сорбционных деформаций на раскрытие/закрытие трещин. При этом в модели используется не абсолютное значение деформаций и напряжений, а величина их изменения:

$$k_{\sigma} = k_0 \exp(-3C_p \Delta \sigma_{\text{эфф}} \cdot S \Delta \varepsilon_s), \quad (9)$$

где $\Delta \sigma_{\text{эфф}}$ – изменение эффективного напряжения, Па; $\Delta \varepsilon_s$ – изменение сорбционной деформации, вызванное изменением количества адсорбированного газа; S – коэффициент чувствительности проницаемости к сорбционным деформациям. Коэффициент S варьируется в пределах 0,1–1,0 (остальные параметры аналогичны модели [22]).

Модель [24] также учитывает влияние сорбционных деформаций на раскрытие/закрытие трещин. Но в отличие от модели [23] в ней использованы абсолютные значения деформаций и напряжений:

$$k_{\sigma} = k_0 \exp(-C_p \cdot \sigma_{\text{эфф}} + (1 - \gamma) \Delta \varepsilon_s), \quad (10)$$

где γ – коэффициент компенсации сорбционных деформаций. Коэффициент γ варьируется в пределах 0–1 (остальные параметры аналогичны моделям [22, 23]).

Модели [25, 26], развивая модель [23], включают в расчёт пористость угля и сорбционные деформации, основанные на законе Дарси. В данных моделях используется величина изменений деформаций и напряжений в массиве:

$$k_{\sigma} = k_0 \left(\frac{\varphi}{\varphi_0} \right)^n \exp(-3C_p \Delta \sigma_{\text{эфф}} + S \Delta \varepsilon_s), \quad (11)$$

где φ – текущая пористость угольного пласта при действующем эффективном напряжении (доля, %); φ_0 – начальная пористость угольного пласта при отсутствии действующих напряжений (доля, %); n – эмпирический коэффициент, варьируется в пределах 1–3 (остальные параметры аналогичны модели [23]).

Модель [27] предлагает альтернативную зависимость первой модели [22] с учетом деформационных свойств горных пород. Отличие этой модели – использование средних напряжений и модуля Юнга горных пород в явном виде:

$$k_{\sigma} = k_0 \cdot 10^{-0,31 \cdot 10^{-6} \cdot (\sigma_0 - \sigma) \cdot \frac{E}{E_0}}. \quad (12)$$

В общем виде модель можно представить в виде выражения:

$$k_{\sigma} = k_0 \cdot 10^{-C_p \cdot 10^{-6} \cdot (\sigma_0 - \sigma) \cdot \frac{E}{E_0}}, \quad (13)$$

где σ – текущее среднее нормальное напряжение, Па; σ_0 – начальное среднее нормальное напряжение, Па; E – текущий модуль Юнга горных пород при действующем среднем напряжении, Па; E_0 – начальный модуль Юнга горных пород при отсутствии действующих напряжений, Па; C_p – коэффициент чувствительности проницаемости к эффективному напряжению, Па⁻¹. Коэффициент C_p варьируется в пределах 0,01–0,1 Па⁻¹ в зависимости от структуры трещин.

Среднее нормальное напряжение определяется выражением:

$$\sigma = \frac{\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}}{3}. \quad (14)$$

Если использовать модель литостатического давления с учетом давления бокового отпора по модели А. Н. Динника:

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \rho \cdot g \cdot H, \\ \sigma_{x,y} &= \sigma_z \cdot \frac{\mu}{1 - \mu}, \end{aligned} \quad (15)$$

можно оценить изменение среднего и эффективного напряжения с глубиной. На графике зависимости проницаемости от эффективного напряжения (рис. 2, а) показаны результаты расчётов по пяти моделям: Gray (1987) [22], Seidle (1992) [23], Palmer & Mansoori (1998) [24], Shi & Durucan (2004) [25, 26] и Каркашадзе и Хаутиев (2015) [27]. По этим же данным можно пересчитать зависимость проницаемости от глубины залегания угольного пласта (рис. 2, б). Общая тенденция всех моделей заключается в нелинейном уменьшении проницаемости с ростом эффективного напряжения, что отражает физические процессы сжатия порового пространства и закрытия трещин в угольном пласте под действием внешних нагрузок. Однако каждая модель учитывает разные физические и геомеханические факторы, что приводит к различной форме кривых.

Результаты сравнительного анализа моделей зависимости проницаемости угля от напряжённо-деформированного состояния обладают прикладным потенциалом для угледобывающей промышленности. Полученные зависимости (см. рис. 2) могут быть использованы при построении трёхмерных геомеханических и фильтрационных моделей углепородного массива, необходимых при оценке эффективности дегазации, газодинамического поведения пластов и метанообильности горных выработок. Корректный выбор модели проницаемости позволяет уменьшить неопределённость при проектировании систем дегазации, оптимизировать расположение и параметры дегазационных скважин, сократить число неэффективных буровых операций и снизить риск газодинамических явлений. Ожидаемый экономический эффект связан с увеличением производительности очистных забоев и уменьшением затрат на дегазационные мероприятия.

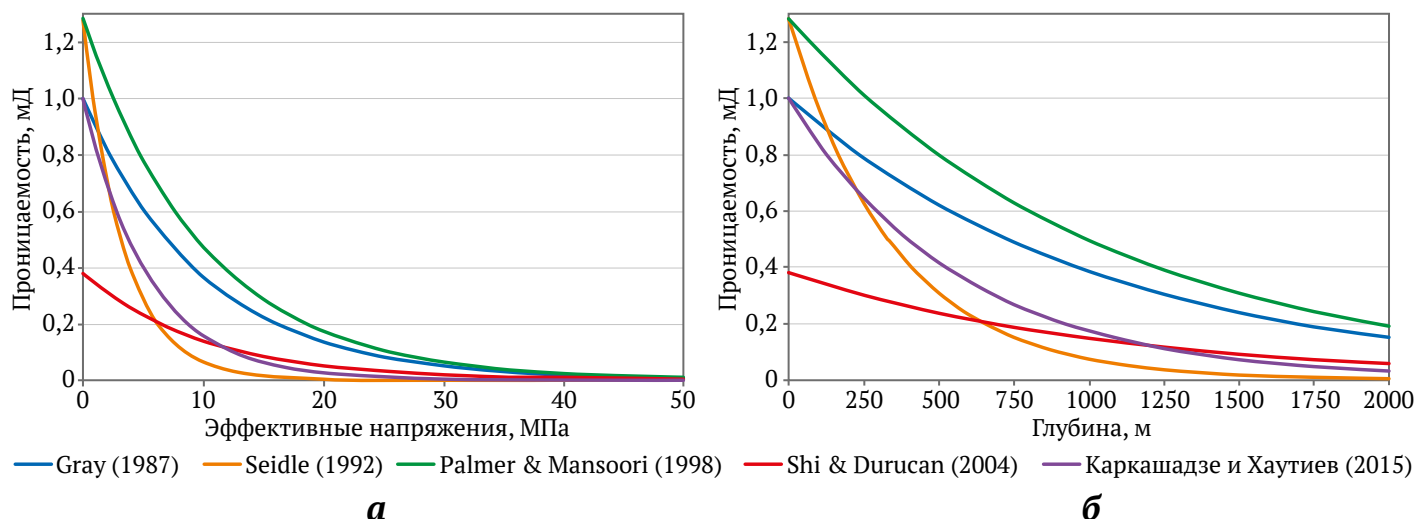


Рис. 2. Графики зависимости проницаемости от эффективных напряжений (а) и глубины залегания угольного пласта (б) в разных моделях (при принятых константах $C_p = 0,1 \text{ Па}^{-1}$; $k_0 = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ (1 мД); $\Delta \varepsilon_s = 0,5$; $S = 0,5$; $\gamma = 0,5$; $\varphi_0 = 0,03$; $\varphi = 0,02$; $E_0 = 5 \cdot 10^9$; $E = 3 \cdot 10^9$)

Анализ чувствительности зависимостей и обсуждение результатов

Аналитические модели проницаемости требуют данных о микроструктурных характеристиках угля, параметрах пластового давления и распределении флюидов внутри углепородного массива и факторах напряженного состояния угля. Однако в условиях моделирования проницаемости в масштабах угольного пласта сбор и получение таких детализированных данных представляются практически невозможными. В связи с этим целесообразно использовать эмпирические зависимости, которые позволяют описывать проницаемость угольных пластов через параметры их напряжённого состояния. Это упрощает процесс моделирования и делает его принципиально возможным, однако для выполнения таких оценок необходим анализ чувствительности и границ применимости таких моделей.

На основании выполненного анализа предлагаются следующие критерии выбора модели:

- характер доминирующих деформационных процессов в пласте (сорбционные, термоупругие, пороупругие, структурные изменения пористости);
- глубина залегания и ожидаемый диапазон эффективных напряжений, определяющие форму кривой снижения проницаемости;
- микроструктурные особенности коллектора (наличие развитой системы кливажа, чувствительность пористости к давлению);
- примерная величина газонасыщенности и интенсивность сорбционных процессов;
- наличие контрастных упругих свойств углей различных марок.

Выполним анализ чувствительности моделей к значениям напряжений в их формулах. Для этого выполним вариационные расчеты в рамках моделей, варьируя значения напряжений. Чувствительность модели – это производная проницаемости по отношению к изменению эффективного напряжения [28]. Она по-

казывает, как быстро изменяется проницаемость при росте напряжений, и выражается в виде градиента:

$$\text{Sens} = \frac{\partial k}{\partial \sigma_{\text{эфф}}} \quad (16)$$

Чувствительность модели показывает скорость изменения проницаемости в ответ на изменения напряжений. Если чувствительность высокая (по абсолютному значению), то изменение проницаемости происходит быстрее с увеличением напряжения; если чувствительность низкая, изменение проницаемости происходит медленно. Для оценки границ применимости зависимостей выполним анализ чувствительности моделей к значениям напряжений в их формулах. Для этого выполним вариационные расчеты в рамках моделей, варьируя значение напряжений. Параметры расчетов приведены в табл. 1. Результаты расчетов для всех моделей доступны в виде набора данных в репозитории Zenodo: <https://zenodo.org/records/18441537>.

Таблица 1

Параметры моделей

№	Параметры моделей	Интервалы варьирования параметров
1	Варьируемые параметры	$C_p = 0,01; 0,05; 0,1 \text{ Па}^{-1}$ $\sigma_{\text{эфф}} = 0-50 \text{ МПа}$ $\Delta \sigma_{\text{эфф}} = 0-50 \text{ МПа}$ $\Delta \varepsilon_s = 0,005; 0,05; 0,5$ $S = 0,1; 0,5; 1,0$ $E = 3 \cdot 10^9; 4 \cdot 10^9; 5 \cdot 10^9 \text{ Па}$ $\gamma = 0,1; 0,5; 1,0$ $\varphi = 0,025; 0,035; 0,045$ $n = 1, 2, 3$
2	Константы	$k_0 = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ (1 мД) $C_p = 0,1$ $\Delta \varepsilon_s = 0,5$ $\Sigma = 0,5$ $\gamma = 0,5$ $\varphi_0 = 0,03$ $E_0 = 5 \cdot 10^9$ $\sigma_0 = 0 \text{ МПа}$

Модель Gray (1987) [22] описывает проницаемость как простую экспоненциальную функцию эффективного напряжения (рис. 3). Это базовая модель, учитывающая только сжатие порового пространства при росте напряжения. Проницаемость уменьшается быстро при низких значениях напряжения и стабилизируется при больших значениях. Модель демонстрирует умеренную чувствительность и используется как основа для сравнения с более сложными моделями. Отсутствие дополнительных параметров делает её менее точной для локальных условий, где необходимо учесть сорбционные, температурные и механические деформации.

Модель Seidle (1992) [23] показывает более резкое снижение проницаемости при малых значениях эффективного напряжения, что объясняется влиянием сорбционных деформаций. В модели учитывается дополнительный параметр ε_s , описывающий сорбционные деформации, вызванные адсорбцией или десорбцией газа (метана или углекислого газа). Также присутствует параметр S , связанный с чувствительностью сорбционного вклада. Влияние сорбции приводит к тому, что при значениях эффективного напряжения в интервале 0–5 МПа проницаемость уменьшается быстрее. Модель можно эффективно применять для оценки природных массивов с потенциальными сорбционными эффектами.

Модель Palmer & Mansoori (1998) [24] демонстрирует более плавное снижение проницаемости по сравнению с моделями [22, 23] благодаря учёту комбинированного влияния сорбционных и температурных деформаций. Параметр γ позволяет моделировать влияние деформаций, вызванных изменениями температуры и сорбции газов. При малых значениях напряжения модель ведёт себя схоже с моделью [22], но с ростом напряжений снижение проницаемости происходит медленнее. Модель можно эффективно

применять для оценки природной проницаемости массива на значительные глубины, где изменение геотермического градиента температуры будет значительным.

Модель Shi & Durucan (2004) [25, 26] учитывает влияние пористости на проницаемость. Проницаемость описывается как степенная функция изменения пористости ϕ , нормированной на начальное значение ϕ_0 . В модели присутствует степенной параметр n , определяющий степень влияния пористости, и параметр сорбционных деформаций ε_s . Модель показывает наиболее равномерное снижение проницаемости, особенно в интервале напряжений >10 МПа, что объясняется её зависимостью от пористости и меньшей чувствительностью к напряжениям по сравнению с другими моделями. Модель следует применять для оценки природной проницаемости массивов с потенциально изменчивой структурой пористого пространства минерального скелета породы.

Модель Каркашадзе и Хаутиева (2015) [27] демонстрирует промежуточное поведение между моделями [22] и [24] (рис. 4). Особенность модели заключается в учёте влияния модуля упругости E и нормированного к его начальному значению E_0 , что позволяет описывать изменения проницаемости под воздействием упругих деформаций угольного пласта. Проницаемость уменьшается умеренно с ростом эффективного напряжения, а влияние параметра C_p сглаживает кривую в диапазоне средних значений напряжения. Модель более чувствительна к механическим свойствам угольного массива, что делает её применимой для условий с изменчивыми физико-механическими свойствами угольных пластов, особенно для условий, где упругие и тектонические напряжения вносят существенный вклад в структуру формирования поля напряжений.

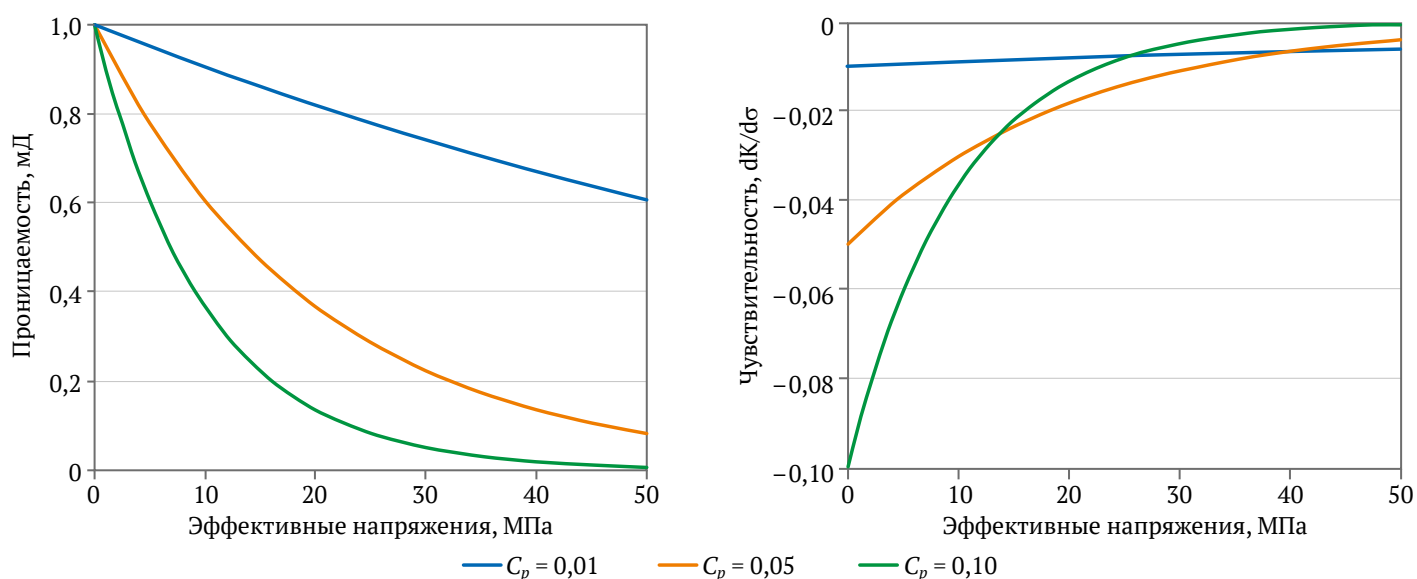


Рис. 3. Анализ чувствительности модели Gray (1987) [22]. Зависимость проницаемости (а) и чувствительности (б) от эффективных напряжений при варьировании коэффициента C_p

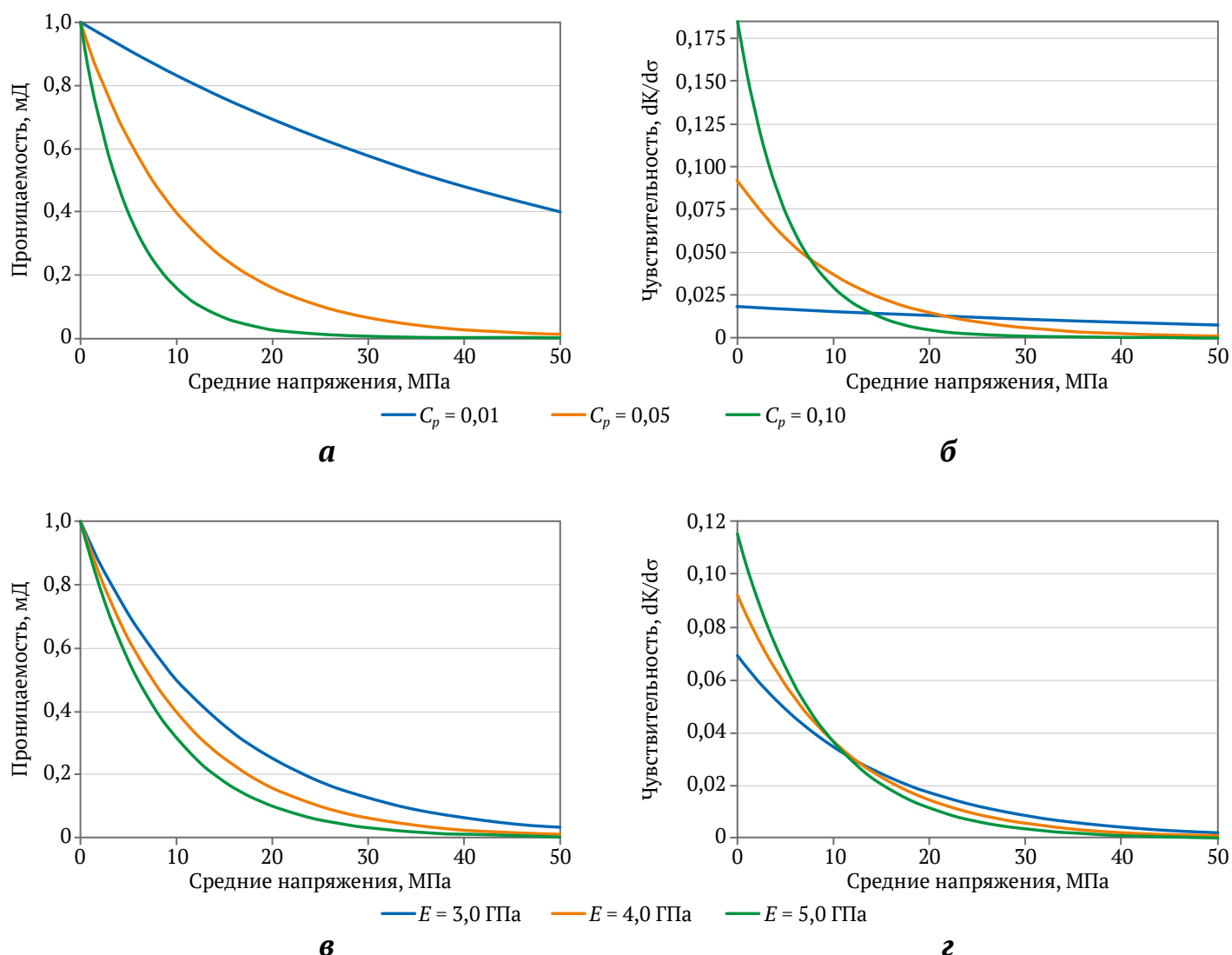


Рис. 4. Анализ чувствительности модели Каркашадзе и Хаутиева (2015) [27].
Зависимость проницаемости (а) и чувствительности (б) от эффективных напряжений при варьировании коэффициента C_p ; зависимость проницаемости (в) и чувствительности (г) от эффективных напряжений при варьировании модуля Юнга горных пород E

Выводы

Аналитические модели проницаемости геологической среды требуют учёта данных о микроструктурных характеристиках угля, параметрах пластового давления, распределении флюидов внутри углепородного массива и факторах напряжённого состояния. Однако в условиях моделирования проницаемости в масштабах угольного пласта сбор и получение таких детализированных данных практически невозможны. В этой связи был выполнен анализ математического аппарата существующих моделей и проведён системно-аналитический обзор, что позволило установить, какие параметры оказывают определяющее влияние на формирование зависимостей проницаемости от НДС.

Показано, что факторов напряжённо-деформированного состояния, воздействующих на проницаемость угля, существует значительное количество.

С учётом поставленных задач были проведены численные эксперименты и анализ чувствительности основных эмпирических моделей к вариациям эффективных напряжений. В рамках вариационных расчётов установлено, что общая тенденция всех рассмотренных моделей заключается в нелинейном уменьшении проницаемости по мере роста эффективного напряжения. Это отражает физические процессы сжатия порового пространства и закрытия трещин угольного пласта под действием внешних нагрузок. При этом каждая модель опирается на собственные физические и геомеханические предпосылки, что приводит к отличиям в форме кривых и степени чувствительности к ключевым параметрам. Выполнен сравнительный анализ чувствительности основных эмпирических и аналитических моделей проницаемости к изменениям напряжённо-деформированного состояния углепородного массива.



Новым научным результатом настоящего исследования является установление различий в чувствительности существующих моделей проницаемости к геомеханическим параметрам углепородного массива, а также выявление диапазонов напряжённо-деформированного состояния, в которых эти модели дают наибольшую расходимость или, наоборот, сходятся по характеру поведения. В качестве конкретных критериев сравнения моделей предложены: характер доминирующих деформационных процессов в пласте; глубина залегания и ожидаемый диапазон эффективных напряжений; микроструктурные особенности коллектора; примерная величина газонасыщенности и интенсивность сорбционных процессов; наличие контрастных упругих свойств углей различных марок.

В единой постановке задач рассмотрены особенности поведения моделей при варьировании эффективного напряжения в интервале 0–50 МПа и глубин до 1500 м, что позволило сопоставить их реакцию на собственные гиперпараметры – модуль деформации, сорбционные деформации, пористость и упругие свойства. Такой подход не предполагает создания новой модели, однако обеспечивает методический ре-

зультат: выделены зоны повышенной или сниженной чувствительности каждой зависимости, что позволяет выбирать модель проницаемости для конкретных геомеханических условий. Выбор конкретной модели будет зависеть от условий формирования полей напряжений угольного пласта: сорбционные деформации лучше всего описываются моделью [23], глубокие пласты с изменчивой пористостью – моделью [24], а для учёта упругих деформаций наиболее подходит модель [27]. Эти зависимости можно использовать для оценки природной проницаемости угольных пластов в ненарушенном массиве.

Таким образом, проведенное исследование позволило выполнить комплексный сравнительный анализ моделей проницаемости на единой расчётной основе. Установлены ключевые зоны расходимости и сходимости моделей в зависимости от геомеханических параметров, что формирует научную основу для их обоснованного выбора. Предложенные критерии и конкретные рекомендации создают практический инструментарий для повышения достоверности фильтрационного моделирования углепородных массивов в заданных диапазонах напряжений и глубин.

Список литературы / References

1. Литвинов А.Р., Коликов К.С., Ишкхнели О.Г. Аварийность и травматизм на предприятиях угольной промышленности в 2010–2015 годах. *Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности*. 2017;(2):6–17.
Litvinov A.R., Kolikov K.S., Ishkhneli O.G. Accident and traumatism at coal industry enterprises in 2010–2015. *Bulletin of Research Center for Safety in Coal Industry (Industrial Safety)*. 2017;(2):6–17. (In Russ.)
2. Sen S. Review on coal petrographic indices and models and their applicability in paleoenvironmental interpretation. *Geosciences Journal*. 2016;20(5):719–729. <https://doi.org/10.1007/s12303-015-0046-x>
3. Pan Z., Connell L.D. Modelling permeability for coal reservoirs: A review of analytical models and testing data. *International Journal of Coal Geology*. 2012;92:1–44. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.12.009>
4. Lu S., Shi J., Jiao L. et al. A review of coal permeability models including the internal swelling coefficient of matrix. *International Journal of Coal Science & Technology*. 2024;11:50. <https://doi.org/10.1007/s40789-024-00701-0>
5. Егорова Е.А., Коликов К.С., Мегид Х.А. Оценка проницаемости угольного пласта с учетом неоднородности в геологической структуре кровли. *Горный журнал*. 2016;(6):56–59. <https://doi.org/10.17580/gzh.2016.06.02>
Egorova E.A., Kolikov K.S., Meguid H.A. Coal seam permeability assessment considering geological structure nonuniformity in the roof. *Gornyi Zhurnal*. 2016;(6):56–59. <https://doi.org/10.17580/gzh.2016.06.02>
6. Connell L.D., Lu M., Pan Z. An analytical coal permeability model for tri-axial strain and stress conditions. *International Journal of Coal Geology*. 2010;84(2):103–114. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.011>
7. Сластунов С.В., Коликов К.С., Пучков Л.А. *Извлечение метана из угольных пластов*. М.: Изд-во МГУ; 2002. 383 с.
Slastunov S.V., Kolikov K.S., Puchkov L.A. *Extraction of methane from coal seams*. Moscow: Moscow State University Press; 2002. 383 p. (In Russ.)
8. Shilova T., Serdyukov S. Permeability of coking coals and patterns of its change in Leninsky Area, Kuznetsk coal basin, Russia. *Applied Sciences*. 2021;11(9):3969. <https://doi.org/10.3390/app11093969>
9. Shilova T.V., Rybalkin L.A., Yablokov A.V. Prediction of in-situ cleaved coal permeability. *Journal of Mining Science*. 2020;56:226–235. <https://doi.org/10.1134/S1062739120026686>
10. Parsons R.W. Permeability of idealized fractured rock. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1966;6(2):126–136. <https://doi.org/10.2118/1289-PA>
11. Seidle J.P. *Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering*. Tulsa, OK: PennWell Books; 2011. 470 p.
12. Sander R., Pan Z., Connell L.D. Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: A review of experimental methods. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017;37:248–279. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.11.041>



13. Gash B. W., Volz R. F., Potter G., Corgan J. M. The effects of cleat orientation and confining pressure on cleat porosity, permeability, and relative permeability. In: *International Coalbed Methane Symposium*. Tuscaloosa, USA: University of Alabama; 1993. Pp. 17–21.
14. Bai M., Elsworth D. *Coupled processes in subsurface deformation, flow and transport*. Reston, VA: American Society of Civil Engineers Press; 2000. 355 p. <https://doi.org/10.1061/9780784404607>
15. Scheidegger A. E. *The physics of flow through porous media*. 3rd ed. New York: University of Toronto Press; 1960. 353 p.
16. Зубков А. В. Закон формирования природного напряженного состояния земной коры. *Литосфера*. 2016;(5):146–151.
Zubkov A. V. The law of natural stress formation of the earth's crust. *Lithosphere (Russia)*. 2016;(5):146–151. (In Russ.)
17. Brown E. E., Hoek E. Trends in relationships between measured in situ stresses and depth. *International Journal of Rock Mechanics, Mining Science & Geomechanics*. 1978;15(4):211–215. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(78\)91227-5](https://doi.org/10.1016/0148-9062(78)91227-5)
18. Langmuir I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. *Journal of the American Chemical Society*. 1918;40(9):1361–1403. <https://doi.org/10.1021/ja02242a004>
19. Levine J. R. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coalbed reservoirs. *Geological Society Special Publication*. 1996;109:197–212. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.109.01.14>
20. Karacan C. O. Heterogeneous sorption and swelling in a confined and stressed coal during CO₂ injection. *Energy and Fuels*. 2003;17(6):1595–1608. <https://doi.org/10.1021/ef0301349>
21. Somerton W. H., Soylemezoglu I. M., Dudley R. C. Effect of stress on the permeability of coal. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1975;12(5-6):129–145. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(75\)91244-9](https://doi.org/10.1016/0148-9062(75)91244-9)
22. Gray I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1 – the physical process of gas storage and movement in coal seams. *SPE Reservoir Engineering*. 1987;2(1):28–34. <https://doi.org/10.2118/12514-PA>
23. Seidle J. P., Jeanson M. W., Erickson D. J. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals. In: *Society of Petroleum Engineers, SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. Casper, Wyoming, USA, May 18–21, 1992. Richardson: SPE; 1992. <https://doi.org/10.2118/24361-MS>
24. Palmer I., Mansoori J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 1998;1(6):539–544. <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
25. Shi J. Q., Durucan S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: a new interpretation of the reservoir response to primary recovery. *Transport in Porous Media*. 2004;56(1):1–16. <https://doi.org/10.1023/B:TIPM.0000018398.19928.5a>
26. Shi J. Q., Durucan S. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005;8(4):291–299. <https://doi.org/10.2118/87230-PA>
27. Каркашадзе Г. Г., Хаутиев А. М.-Б. Моделирование процесса дегазации угольного пласта с учетом геомеханических напряжений. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2015;(2):235–242.
Karkashadze G. G., Hautiev A. M. B. Modeling coal bed degassing with wells considering geomechanical stresses. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2015;(2):235–242. (In Russ.)
28. Saveleva E., Svitelman V., Blinov P., Valetov D. Sensitivity analysis and model calibration as a part of the model development process in radioactive waste disposal safety assessment. *Reliability Engineering & System Safety*. 2021;210:107521. <https://doi.org/10.1016/j.res.2021.107521>

Информация об авторах

Александр Ильич Маневич – научный сотрудник лаборатории геодинамики, Геофизический центр РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID 0000-0001-7486-6104, Scopus ID 57200214238, SPIN 6470-0460; e-mail ai.manevich@yandex.ru

Константин Сергеевич Коликов – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой безопасности и экологии горного производства, Горный институт, Университет науки и технологий МИСИС, г. Москва, Российская Федерация; ORCID 0000-0001-8831-1927, Scopus ID 8946604700, SPIN 6470-0460; e-mail kolikovks@mail.ru

Николай Владимирович Ледяев – начальник управления противоаварийной устойчивости предприятий, АО «СУЭК-Кузбасс», г. Ленинск-Кузнецкий, Российская Федерация; Scopus ID 57864993900, SPIN 9307-6449; e-mail ledyaevnv@suek.ru

Илья Владимирович Лосев – научный сотрудник лаборатории геодинамики, Геофизический центр РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID 0009-0005-0785-4986, Scopus ID 57214669904, SPIN 7963-1926; e-mail locik@mail.ru

Дастан Женишбекович Акматов – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории геодинамики, Геофизический центр РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID 0000-0001-6435-464X, Scopus ID 57207911204, SPIN 1687-2529; e-mail dastan.akmatov.1994@mail.ru



Роман Васильевич Шевчук – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории геодинамики, Геофизический центр РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-3461-6383](#); Scopus ID [57206721960](#), SPIN 5379-1835; e-mail shevchuk.002@mail.ru

Information about the authors

Alexander I. Manevich – Researcher at the Geodynamics Laboratory, Geophysical Center of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0001-7486-6104](#), Scopus ID [57200214238](#), SPIN [6470-0460](#); e-mail ai.manevich@yandex.ru

Konstantin S. Kolikov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Safety and Ecology of Mining Production, Mining Institute, University of Science and Technology MISIS, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0001-8831-1927](#), Scopus ID [8946604700](#), SPIN [6470-0460](#); e-mail kolikovks@mail.ru

Nikolai V. Ledyayev – Head of the Emergency Resilience Department of Enterprises, JSC “SUEK-Kuzbass”, Leninsk-Kuznetsky, Russian Federation; Scopus ID [57864993900](#), SPIN [9307-6449](#); e-mail ledyaevnv@suek.ru

Ilya V. Losev – Researcher at the Geodynamics Laboratory, Geophysical Center of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0009-0005-0785-4986](#), Scopus ID [57214669904](#), SPIN [7963-1926](#); e-mail locik@mail.ru

Dastan Zh. Akmatov – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher at the Geodynamics Laboratory, Geophysical Center of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0001-6435-464X](#), Scopus ID [57207911204](#), SPIN [1687-2529](#); e-mail dastan.akmatov.1994@mail.ru

Roman V. Shevchuk – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher at the Geodynamics Laboratory, Geophysical Center of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0003-3461-6383](#); Scopus ID [57206721960](#), SPIN [5379-1835](#); e-mail shevchuk.002@mail.ru

Поступила в редакцию 05.08.2025
Поступила после рецензирования 08.12.2025
Принята к публикации 10.12.2025

Received 05.08.2025
Revised 08.12.2025
Accepted 10.12.2025