

Известия Алтайского государственного университета. 2026. № 4 (150). С. 73–78.
Izvestiya of Altai State University. 2026. No 4 (150). P. 73–78.

Научная статья

УДК 532.5 + 517.95 + 519.63

[https://doi.org/10.14258/izvasu\(2026\)4-09](https://doi.org/10.14258/izvasu(2026)4-09)

Моделирование захоронения углекислого газа в неизотермической вязкоупругой пористой среде

Рудольф Александрович Вириц

Алтайский государственный университет, Барнаул, Россия, virtsrudolf@gmail.com

Original article

Modeling Carbon Dioxide Disposal in a Non-isothermal Viscoelastic Porous Medium

Rudolf A. Virts

Altai State University, Barnaul, Russia, virtsrudolf@gmail.com

Аннотация. Предложена математическая модель захоронения диоксида углерода в неизотермической вязкоупругой пористой среде. В рамках двумерной постановки исходная система уравнений, учитывающая малость скорости твердой фазы, приводится к задаче для отыскания эффективного давления и пористости среды. Для учета тепловых эффектов, возникающих при нагнетании газа, в модель включено уравнение для температуры среды. Исследованы сценарии закачки углекислого газа в пласт с низкой начальной пористостью, включая анализ влияния температуры на распределение газа и динамику порового пространства. Показано, что учет теплопереноса позволяет выявить зоны повышенного механического напряжения, критичные для долговременной герметичности хранилища. Чувствительность модели к вариациям параметров (теплопроводность среды, скорость закачки) проанализирована путем серии вычислительных экспериментов. На основе расчетов определены оптимальные параметры нагнетания, обеспечивающие минимизацию тепловых потерь и устойчивость геологической структуры. Результаты демонстрируют, что учет температурного воздействия улучшает прогнозирование динамики пласта при длительном хранении CO₂.

Ключевые слова: пористость, фильтрация, пороупругость, численное решение, закачка

Abstract. The paper proposes a mathematical model of carbon dioxide disposal in a non-isothermal viscoelastic porous medium. Following the two-dimensional approach and considering the smallness of the solid phase velocity, the initial system of equations is reduced to the problem of finding the effective pressure and porosity of the medium. Thermal effects caused by gas injection are introduced into the model by the equation for the temperature of the medium. The study investigates scenarios of carbon dioxide injection into a layer with low initial porosity and analyzes the effect of temperature on gas distribution and pore space dynamics. It is shown that zones of increased mechanical stress critical for long-term storage integrity can be identified using the heat transfer. The sensitivity of the proposed model to parameter variations (thermal conductivity of the medium, injection rate) is investigated through a series of computational experiments. The obtained experimental results help identify optimal injection parameters to minimize heat losses and ensure the stability of the geological structure. The results of the study demonstrate that considering the temperature effects improves the prediction of storage layer dynamics during long-term storage of CO₂.

Keywords: porosity, filtration, poroelasticity, numerical solution, injection

Для цитирования: Вириц Р.А. Моделирование захоронения углекислого газа в неизотермической вязкоупругой пористой среде // Известия Алтайского государственного университета. 2026. № 4 (150). С. 73–78. [https://doi.org/10.14258/izvasu\(2026\)4-09](https://doi.org/10.14258/izvasu(2026)4-09).

For citation: Virts R.A. Modeling Carbon Dioxide Disposal in a Non-Isothermal Viscoelastic Porous Medium. *Izvestiya of Altai State University*. 2026. No 4 (150). P. 73–78. (In Russ.). [https://doi.org/10.14258/izvasu\(2026\)4-09](https://doi.org/10.14258/izvasu(2026)4-09).

Финансирование: исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-71-10045, <https://rscf.ru/project/23-71-10045/>.

Введение

Один из перспективных подходов к решению проблемы выбросов парниковых газов заключается в применении технологии улавливания и геологического захоронения углекислого газа (CCS — Carbon Capture and Storage). Данный метод представляет собой эффективный инструмент сокращения антропогенных выбросов CO_2 в атмосферу и рассматривается как важная мера в борьбе с глобальным изменением климата. Ключевым фактором успешного внедрения CCS является создание устойчивой и безопасной инфраструктуры, обеспечивающей перемещение CO_2 от промышленных источников к местам долговременного хранения. Дальнейшие научные разработки, направленные на совершенствование методов улавливания и хранения углерода, имеют существенное значение для эффективного климатического регулирования и улучшения экологической обстановки.

Процессам утилизации диоксида углерода в пористых средах посвящена обширная литература. В работе [1] выполнено моделирование геологического захоронения CO_2 в глубоководных морских отложениях с учетом гидратации и растворения газа. Реализована неравновесная многокомпонентная модель и проведена ее валидация. Исследование [2] посвящено рассмотрению влияния физических свойств пласта на процессы закачки и накопления сверхкритического CO_2 в глубоких соленых водоносных горизонтах. Выполнено моделирование методом конечных объемов. В работе [3] рассмотрено численное моделирование распространения углекислого газа при утечках из хранилищ в морских условиях. Проанализированы ближняя и дальняя зоны выброса, сравниваются лагранжева и эйлерова методики моделирования. В работе [4] рассмотрена задача закачки CO_2 в водонасыщенный проницаемый пласт. Определена область распространения газа при разных режимах нагнетания. Выполнено сравнение трехмерного моделирования с автомодельным решением, установлены границы его применимости. В исследовании [5] рассмотрена задача оптимизации водогазового воздействия с закачкой CO_2 в нефтяные пласты. Показана сходимость результатов и обоснована применимость 1-D моделей для выбора оптимальных стратегий закачки.

1. Постановка задачи

Математическая модель фильтрации газа в порупругой среде, рассматриваемая в работе,

Funding: the study was supported by the Russian Science Foundation grant No. 23-71-10045, <https://rscf.ru/project/23-71-10045/>.

включает уравнения сохранения массы для каждой фазы, закон Дарси, реологическое соотношение для пористой среды и уравнение баланса сил [6, 7]:

$$\frac{\partial \phi \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi \vec{v}_f \rho_f) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho_s(1 - \phi)}{\partial t} + \nabla \cdot ((1 - \phi) \vec{v}_s \rho_s) = 0, \quad (2)$$

$$\phi(\vec{v}_f - \vec{v}_s) = -k(\phi)(\nabla p_f - \rho_f \vec{g}), \quad (3)$$

$$\nabla \cdot \vec{v}_s = -a_1(\phi, \theta)p_e - a_2(\phi)\left(\frac{\partial p_e}{\partial t} + \vec{v}_s \cdot \nabla p_e\right), \quad (4)$$

$$\rho_{tot} \vec{g} + \nabla \cdot \left((1 - \phi) \eta \left(\frac{\partial \vec{v}_s}{\partial \vec{x}} + \left(\frac{\partial \vec{v}_s}{\partial \vec{x}} \right)^* \right) \right) - \nabla p_{tot} = 0, \quad (5)$$

$$(\rho_f c_f \phi + \rho_s c_s (1 - \phi)) \frac{\partial \theta}{\partial t} + (\rho_f c_f \phi \vec{v}_f + \rho_s c_s (1 - \phi) \vec{v}_s) \nabla \theta = \nabla \cdot (K(\phi) \nabla \theta), \quad (6)$$

где $\rho_f, \rho_s, \vec{v}_f, \vec{v}_s$ — соответственно истинные плотности и скорости газовой и твердой фаз, ϕ — пористость, p_f, p_s — соответственно давления газовой и твердой фаз, $p_e = p_{tot} - p_f = (1 - \phi)(p_s - p_f)$ — эффективное давление, $p_{tot} = \phi p_f + (1 - \phi)p_s$ — общее давление, $\rho_{tot} = \phi \rho_f + (1 - \phi)\rho_s$ — плотность двухфазной среды, $\vec{g} = (0, -g)$ — вектор силы тяжести, $k(\phi) = k\phi^n/\mu$ — коэффициент проницаемости, k — проницаемость пористой среды, μ — динамическая вязкость газа, $a_1(\phi, \theta) = \phi^m/\eta(\theta)$ — коэффициент объемной вязкости, $\eta(\theta) = \eta_r \exp(Q(1 - \theta/\theta_r)/\theta R^*)$ — вязкость твердой фазы, где Q — энергия активации, R^* — универсальная газовая постоянная, η_r — вязкость при исходной температуре; $a_2(\phi) = \phi^b \beta_\phi$ — коэффициент объемной сжимаемости, β_ϕ — коэффициент сжимаемости пор, θ — температура среды, $K(\phi) = k_f \phi + (1 - \phi)k_s$ — теплопроводность среды, где k_f — теплопроводность газовой фазы, k_s — теплопроводность пористого скелета; $c_f, c_s = \text{const} > 0$ — удельные теплоемкости газовой и твердой фаз при постоянном объеме. Плотности газовой и твердой фаз считаются постоянными. Задача записана в эйлеровых координатах $(x, y, t) \in Q_T$.

Близкие по структуре системы уравнений рассматривались в работах [6–9]. Преобразуем уравнения (1) – (6). Складывая уравнения (1) – (2), получим

$$\nabla \cdot (\phi(\vec{v}_f - \vec{v}_s)) = -\nabla \cdot \vec{v}_s. \quad (7)$$

Используя закон Дарси (3) и реологическое соотношение (4) из (7), получаем

$$\nabla \cdot (-k(\phi)(\nabla p_{tot} - \nabla p_e - \rho_f \vec{g})) = \nabla \cdot v_s. \quad (8)$$

Закон сохранения массы для твердой фазы можно выразить следующим образом

$$\frac{1}{1-\phi} \frac{d\phi}{dt} = \nabla \cdot v_s. \quad (9)$$

В дальнейшем принимается допущение о пренебрежимо малой скорости движения твердой фазы, что позволяет отбросить конвективное слагаемое $(d(\cdot)/dt \sim \partial(\cdot)/\partial t)$ [6]. Поскольку вязкость газа существенно меньше сдвиговой вязкости скелета, девиатор тензора напряжений в газовой фазе в уравнении баланса сил (5) не учитывается [7]. С учетом реологического соотношения (4) и выше сказанных допущений система уравнений (8)–(9) и (6) преобразуется к виду:

$$\nabla \cdot (k(\phi)(\nabla p_e - \rho_f \vec{g})) = a_1(\phi, \theta)p_e + a_2(\phi) \frac{\partial p_e}{\partial t}, \quad (10)$$

$$\frac{1}{1-\phi} \frac{\partial \phi}{\partial t} = -a_1(\phi, \theta)p_e - a_2(\phi) \frac{\partial p_e}{\partial t}, \quad (11)$$

$$(\rho_f c_f \phi + \rho_s c_s (1-\phi)) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \nabla \cdot (K(\phi) \nabla \theta). \quad (12)$$

где $\rho = (1-\phi)\Delta$, $\Delta = \rho_s - \rho_f$.

Сформулируем начально-краевую задачу для уравнений (10) – (12). Фильтрация газа происходит в конечной области Ω переменных (x, y) , граница $\Gamma = \partial\Omega$ которой состоит из проницаемой области для газа Γ_1 , соответствующей нагнетательной скважине, непроницаемых границ $\Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_5, \Gamma_6$ и поверхности Γ_4 . Пусть $Q_T = \Omega \times (0, T)$, $S_i = \Gamma_i \times (0, T)$, $i = 1, \dots, 6$. На глубине H метров происходит закачка углекислого газа (CO_2) со скоростью $v(t)$, ($v(t) \geq 0$), ширина области равна L метров (рис. 1.).

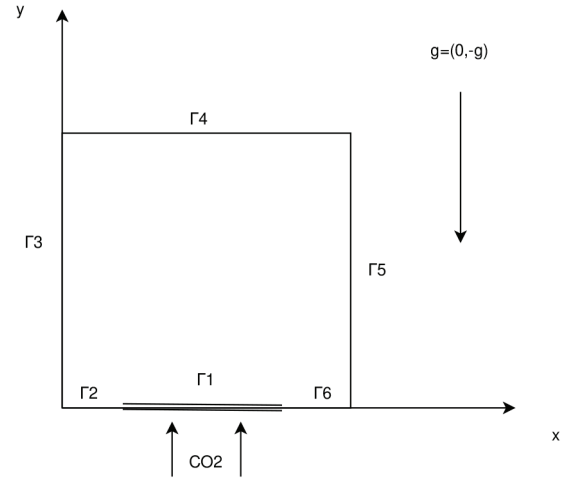


Рис. 1. Область фильтрации

Условия непротекания для твердой фазы и притока газа на Γ_1 имеют вид

$$(\vec{v}_s \cdot \vec{n}) = 0, \quad (\vec{v}_f \cdot \vec{n}) = -v(t), \quad v|_{t=0} = 0, \quad (x, y, t) \in S_0 = \Gamma_1 \times (0, T), \quad (13)$$

где $\vec{n}$ — единичный вектор внешней нормали к Γ_i .

На участках $\Gamma_i, i = 2, 3, 5, 6$ условия непротекания для твердой фазы и газа имеют вид

$$(\vec{v}_s \cdot \vec{n}) = 0, \quad (\vec{v}_f \cdot \vec{n}) = 0, \quad (x, y, t) \in S_i. \quad (14)$$

На границе Γ_4 задаются давления твердой фазы и газа (p_s и p_f), совпадающие с литостатическим и гидростатическим [7] соответственно

$$p_f = p_a + \rho_f g(H - y), \quad p_s = p_a + \rho_s g(H - y), \quad (x, y, t) \in S_4, \quad (15)$$

где p_a — атмосферное давление.

Помимо граничных условий необходимо задать также начальное распределение эффективного давления, пористости и температуры

$$p_e(x, y, 0) = p_e^0(x, y), \quad \phi(x, y, 0) = \phi^0(x, y), \quad \theta(x, y, 0) = \theta^0(x, y).$$

Перепишем граничные условия применительно к функции p_e . С использованием закона Дарси (2) и представления для p_e , краевые условия (13) – (15) преобразуются к виду

$$\frac{k(\phi)}{\phi} (\nabla p_e - \rho_f \vec{g}) \cdot \vec{n} = v(t), \quad (x, y, t) \in S_1, \quad (16)$$

$$(\nabla p_e - \rho_f \vec{g}) \cdot \vec{n} = 0, \quad (x, y, t) \in S_i, \quad i = 2, 3, 5, 6, \quad (17)$$

$$p_e = 0, \quad (x, y, t) \in S_4. \quad (18)$$

Условие теплоизоляции на границах $\Gamma_i, i = 1..6$ записывается через нулевой тепловой поток по нормали к поверхности

$$\frac{\partial \theta}{\partial n} = 0. \quad (19)$$

Перейдем к безразмерным переменным

$$\begin{aligned} x' &= x/L, & y' &= y/H, & t' &= t/T, \\ p'_e &= p_e/P, & v' &= v/V, & \theta' &= \theta/\tilde{\theta}. \end{aligned}$$

Область изменения x', y', t' есть квадрат со стороной равной единице. Тогда система уравнений (10) – (12) с краевыми условиями (16) – (19) принимают следующий вид (штрихи опущены)

$$\begin{aligned} \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(\phi^n \frac{\partial p_e}{\partial x} \right) + \varepsilon \frac{\partial}{\partial y} \left(\phi^n \left(\frac{\partial p_e}{\partial y} + (1 - \phi) \right) \right) \\ = \lambda \phi^m p_e + \omega \phi^l \frac{\partial p_e}{\partial t}, \quad (20) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \left(\phi + \frac{\rho_s c_s}{\rho_f c_f} (1 - \phi) \right) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \alpha_1 \frac{\partial}{\partial x} \left(K'(\phi) \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) + \\ \alpha_2 \frac{\partial}{\partial y} \left(K'(\phi) \frac{\partial \theta}{\partial y} \right), \quad (21) \end{aligned}$$

$$\frac{1}{1 - \phi} \frac{\partial \phi}{\partial t} = -\lambda \phi^m p_e - \omega \phi^l \frac{\partial p_e}{\partial t}, \quad (22)$$

$$\begin{aligned} \phi^{n-1} \left(\frac{\partial p_e}{\partial y} + (1 - \phi) \right) &= v(t), \\ \frac{\partial \theta}{\partial y} &= 0, \quad (x, y, t) \in S_1, \quad (23) \end{aligned}$$

$$\frac{\partial p_e}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial \theta}{\partial x} = 0, \quad (x, y, t) \in \{S_3, S_5\}, \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_e}{\partial y} + (1 - \phi) &= 0, \quad \frac{\partial \theta}{\partial y} = 0, \\ (x, y, t) &\in \{S_2, S_6\}, \quad (25) \end{aligned}$$

$$p_e = 0, \quad \frac{\partial \theta}{\partial y} = 0, \quad (x, y, t) \in S_4, \quad (26)$$

где масштабы давления и скорости принимаются равными $P = \Delta g H$ и $V = \Delta g k' / \mu$ соответственно. Другие безразмерные параметры имеют вид: $\alpha = k' P T / (\mu L^2)$, $\varepsilon = k' P T / (\mu H^2)$, $\lambda = T P / \eta$, $\omega = P \beta_\phi$, $\alpha_1 = T k_f / L^2 \rho_f c_f$, $\alpha_2 = T k_f / H^2 \rho_f c_f$, $K'(\phi) = \phi + k_s / k_f (1 - \phi)$.

2. Обзор результатов

Начально-краевая задача (20)–(26) решается численно. Для численного решения уравнений (20)–(21) применяется метод переменных направлений [10]. Уравнение (22) интегрируется с использованием метода Рунге — Кутты четвертого порядка точности [11]. Численный алгоритм реализуется следующим образом: на начальном временном слое $k = 0$, используя заданные начальные распределения пористости, эффективного давления и температуры $(\phi^0(x, y), p_e^0(x, y), \theta^0(x, y))$, решаются уравнения (20)–(21), что позволяет получить значения эффективного давления и температуры на следующем временном шаге. Эти значения затем используются в уравнении (22) для вычисления пористости. Данный процесс повторяется на каждом временном слое до конца расчетного интервала.

Газ и пористая среда обладают следующими параметрами [4], [7, с. 563]: $\eta_r = 10^{18}$ Па · с, $\beta_\phi = 10^{-8}$ Па⁻¹, $k = 10^{-13}$ м², $\mu = 1463 \cdot 10^{-8}$ Па · с, $g = 9.8$ м/с², $\rho_s = 2.6 \cdot 10^3$ кг/м³, $\rho_f = 2$ кг/м³. Начальное значение для эффективного давления получается из представления для p_e и с использованием (15) после обезразмеривания имеет вид $p_e^0(x, y) = (1 - \phi)(1 - y)$. Начальное значение для температуры возьмем постоянным и равным $\theta^0(x, y) = 293.15$ К. Рассматривается сценарий нагнетания углекислого газа, при котором CO_2 подается в пласт с постоянной скоростью v через вертикальную скважину диаметром 168 мм, размещенную на глубине 50 м [12]. В данной модели с целью упрощения геометрии скважина располагается в центре нижней границы расчетной области. Начальная пористость среды принята равной $\phi^0(x, y) = 0.025$, что соответствует типичным значениям для плотных осадочных пород.

Для безразмерной скорости нагнетания $v' = 0.1$ итоговое распределение пористости по окончании процесса закачки показано на рисунке 2. В интервале от 0 до 25 м по ширине области наблюдается увеличение пористости, что может быть связано с рядом физических процессов. Давление, создаваемое закачиваемым газом, способствует расширению порового пространства, что приводит к росту общего объема пустот. Вероятно, данный процесс сопровождается перераспределением напряженного состояния в породном массиве: превышение давления нагнетания над пластовым вызывает деформацию порового скелета. На глубинах менее 30 м фиксируется стабилизация пористости, что свидетельствует о достижении предела упругой деформации породы. Выявленная динамика имеет важное значение для оценки емкостных характеристик коллектора и обоснования перспектив геологического хранения CO_2 .

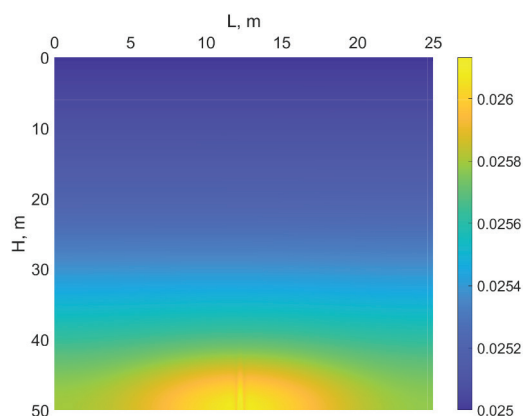


Рис. 2. Пористость

Рисунок 3 иллюстрирует распределение температуры по глубине в условиях нагнетания газа. В интервале 0–25 м по ширине области фильтрации фиксируется выраженное повышение температуры с максимумом около 26 °С на глубине порядка 50 м. Данный эффект, по-видимому, обусловлен адиабатическим сжатием газа и диссипацией энергии при его фильтрации сквозь изменяющуюся поровую структуру. Наблюдаемое выравнивание температуры на уровне 20 °С на глубинах менее 30 м указывает на отсутствие изменений пористости в данной зоне и соответствие температуры начальному значению. Максимальное значение тензора напряжений может быть оценено в соответствии с методом, представленным в работе [9], и в рассматриваемом случае составляет порядка 1.5 МПа. Согласно критерию механической устойчивости пород, изложенному в [12], данная величина напряжений не превышает предель-

ных значений, при которых возможно разрушение горной породы, и, следовательно, не свидетельствует о наличии потенциальной угрозы нарушения целостности коллектора. Полученные данные о температурной динамике представляют значительный интерес для оценки эффективности процессов закачки и прогноза долгосрочной стабильности системы подземного хранения.

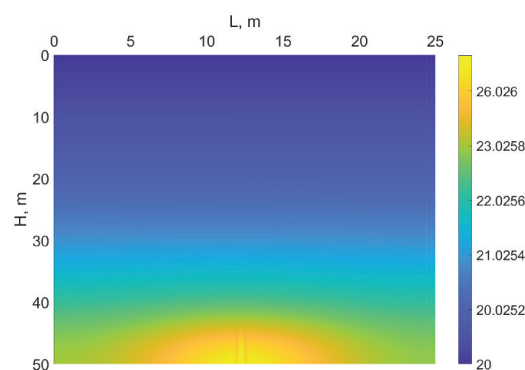


Рис. 3. Распределение температуры в градусах Цельсия

Заключение

Численно исследована модель захоронения диоксида углерода в неизотермической пороупругой среде. Установлено, что вблизи области нагнетания наблюдаются максимальные изменения температуры и пористости, обусловленные совместным действием адиабатических, диссипативных и деформационных процессов. Полученные результаты способствуют более точной оценке характеристик коллектора, обеспечивая основу для прогноза его долгосрочной надежности.

Библиографический список

1. Wang Y., Flauraud E., Lachet V., et al. A Numerical Model for Offshore Geological Carbon Storage (GCS) Undergoing Hydrate Formation // *Computational Geosciences*. 2024. Vol. 28. No 6. P. 1085–1097. <https://doi.org/10.1007/s10596-024-10311-z>
2. Wang D., Li Y., Li C., et al. Numerical Simulation Study of CO₂ Storage Capacity in Deep Saline Aquifers // *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 12. <https://doi.org/10.2516/stet/2024005>
3. Kim Y.H., Park Y.G. A Review of CO₂ Plume Dispersion Modeling for Application to Offshore Carbon Capture and Storage // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2023. Vol. 12. No 1. P. 38. <https://doi.org/10.3390/jmse12010038>
4. Афанасьев А.А., Мельник О.Э., Цветкова Ю.Д. Моделирование фильтрации при подземном захоронении углекислого газа с применением высокопроизводитель-
- ных вычислительных систем // *Вычислительная механика сплошных сред*. 2013. Т. 6. № 4. С. 420–429. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2013.6.4.46>
5. Андреева А.И., Афанасьев А.А. Сравнение оптимальных режимов водогазового воздействия в рамках одномерной и двумерной постановок задачи фильтрации // *Вычислительная механика сплошных сред*. 2022. Т. 15. № 3. С. 253–262. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2022.15.3.19>
6. Connolly J.A.D., Podladchikov Y.Y. Compaction-driven Fluid Flow in Viscoelastic Rock // *Geodinamica Acta*. 1998. Vol. 11 (2-3). P. 55–84. [https://doi.org/10.1016/S0985-3111\(98\)80006-5](https://doi.org/10.1016/S0985-3111(98)80006-5)
7. Fowler A. *Mathematical Geoscience*. London: Springer-Verlag London Limited, 2011. 883 p. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-721-1>

8. Вирц Р.А., Папин А.А. Моделирование захоронения углекислого газа в вязкоупругой пористой среде // Вычислительные технологии. 2022. Т. 27. № 6. С. 4–18. <https://doi.org/10.25743/ICT.2022.27.6.002>

9. Вирц Р.А. Осесимметричная задача фильтрации газа в пороупругой среде // Вычислительная механика сплошных сред. 2024. Т. 17. №. 4. С. 496–508. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2024.17.4.40>

10. Хахимзянов Г.С., Черный С.Г. Численные методы решения задач для уравнений параболического и эллиптического типов. Новосибирск: Новосиб. гос. ун-т., 2007. 160 с.

11. Калиткин Н.Н. Численные методы. М: Наука, 1986. 512 с.

12. Шамшев Ф.А. Технология и техника разведочного бурения : учебное пособие. М. : Недра, 1973. 495 с.

References

1. Wang Y., Flauraud E., Lachet V., et al. A Numerical Model for Offshore Geological Carbon Storage (GCS) Undergoing Hydrate Formation. *Computational Geosciences*. 2024. Vol. 28. No 6. P. 1085–1097. <https://doi.org/10.1007/s10596-024-10311-z>

2. Wang Qm Zhang D., Li Y., Li C., et al. Numerical Simulation Study of CO₂ Storage Capacity in Deep Saline Aquifers. *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 12. <https://doi.org/10.2516/stet/2024005>

3. Kim Y.H., Park Y.G. A Review of CO₂ Plume Dispersion Modeling for Application to Offshore Carbon Capture and Storage. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2023. Vol. 12. No 1. P. 38. <https://doi.org/10.3390/jmse12010038>

4. Afanasyev A.A., Melnik O.E., Tsvetkova Yu.D. Modeling of Flows in Porous Media Related to Underground Carbon Dioxide Storage Using High Performance Computing Systems. *Computational Continuum Mechanics*. 2013. Vol. 6. No 4. P. 420–429. (In Russ.). <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2013.6.4.46>

5. Andreeva A.I., Afanasyev A.A. Comparison of the Optimal Water-alternating-gas Injection Strategies Using 1-D and 2-D Reservoir Simulations. *Computational Continuum Mechanics*. 2022. Vol. 15. No 3. P. 253–262. (In Russ.). <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2022.15.3.19>

6. Connolly J.A.D., Podladchikov Y.Y. Compaction-driven Fluid Flow in Viscoelastic Rock. *Geodinamica Acta*. 1998. Vol. 11 (2-3). P. 55–84. [https://doi.org/10.1016/S0985-3111\(98\)80006-5](https://doi.org/10.1016/S0985-3111(98)80006-5)

7. Fowler A. *Mathematical Geoscience*. London: Springer-Verlag London Limited, 2011. 883 p. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-721-1>

8. Virts R.A., Papin A.A. Modelling the Storage of Carbon Dioxide in Viscoelastic Porous Medium. *Computational Technologies*. 2022. Vol. 27. No 6. P. 4–18. (In Russ.). <https://doi.org/10.25743/ICT.2022.27.6.002>

9. Virts R.A. An Axisymmetric Problem of Gas Filtration in a Poroelastic Medium. *Computational Continuum Mechanics*. 2024. T. 17. No 4. P. 496–508. (In Russ.). <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2024.17.4.40>

10. Khakimzyanov G.S., Cherny S.G. *Numerical Methods for Solving Problems for Equations of Parabolic and Elliptic Types*. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 2007. 160 p. (In Russ.).

11. Kalitkin N.N. *Numerical Methods*. M.: Nauka, 1986. 512 p. (In Russ.)

12. Shamshev F. A. *Technology and Technique of Exploratory Drilling*. Textbook. M.: Nedra. 1973. 495 p. (In Russ.).

Информация об авторе

Р.А. Вирц, старший преподаватель кафедры информатики, Алтайский государственный университет, Барнаул, Россия.

Information about the author

R.A. Virts, Senior Lecturer of the Department of Informatics, Altai State University, Barnaul, Russia.