

Оценка параметров закачки диоксида углерода в насыщенный пористый пласт с неоднородной проницаемостью при наличии гидратообразования

Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин*

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

Одним из эффективных методов борьбы с ростом концентрации диоксида углерода в атмосфере является его секвестрация в пористых средах в твердой газогидратной форме. Уникальные свойства газовых гидратов, такие как их высокая газоемкость, низкая проницаемость и естественная стабильность, делают их привлекательным вариантом для долговременного захоронения CO_2 . В статье в рамках рассмотрения проблематики организации геологического газогидратного хранилища диоксида углерода записана математическая модель, позволяющая осуществить теоретическое изучение процесса образования гидрата CO_2 при его закачке в пласт, поры которого в исходном состоянии заняты метаном и водой. В предложенной математической модели осуществлен учет зональной неоднородности пористого коллектора, течения в нем при наличии фазовых превращений (гидратообразование и растворимость диоксида углерода в воде) газовой (CH_4 и/или CO_2) и жидкой (вода и растворенный CO_2) фаз, переноса тепла из рассматриваемой области пласта в окружающие горные породы; процесс гидратообразования рассматривается как равновесный фазовый переход. Представлены расчетные уравнения для изучаемого в работе процесса и построены численные решения задачи, описывающие распределения параметров (температуры, давления, насыщенностей фаз) в пласте. Расчетным путем показано, что при закачке CO_2 в пласт в нем возможно формирование нескольких характерных зон, отличающихся по составу насыщающих их флюидов. Продемонстрирована необходимость учета при описании температурного поля в пласте таких факторов, как теплота, выделяемая при фазовых переходах, эффект Джоуля-Томсона, теплообмен пористого коллектора с окружающими горными породами. Приведены и проанализированы результаты вычислительных экспериментов при размещении нагнетательной скважины в высоко- или низкопроницаемом участке пористого коллектора. Проведенное численное исследование показало, что для организации эффективного газогидратного хранения диоксида углерода необходимы пористые среды с достаточно высокими значениями проницаемости.

Ключевые слова: фильтрация, диоксид углерода, образование газового гидрата, зональная проницаемость, математическая модель

Для цитирования: Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. (2025). Оценка параметров закачки диоксида углерода в насыщенный пористый пласт с неоднородной проницаемостью при наличии гидратообразования. *Георесурсы*, 27(3), с. 121–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.10>

Введение

С ростом глобальной индустриализации и чрезмерной эксплуатацией невозобновляемых источников энергии произошло высвобождение большого количества парниковых газов, в первую очередь, диоксида углерода (Xu et al., 2020). Работы ряда исследователей показали, что в настоящее время одним из лучших вариантов для крупномасштабного сокращения данных выбросов является

геологическое хранение CO_2 (Kim, Santamarina, 2014; Lu et al., 2021). Согласно определению, приведенному в статье (Корзун и др., 2023), под природным геологическим объектом подразумевается естественная геологическая система, которая может в течение достаточно длительного промежутка времени удерживать парниковый газ в стабильном состоянии, без опасности возникновения аварийных ситуаций, связанных с выходом утилизируемых выбросов из коллекторов на поверхность. Мероприятия по утилизации и хранению диоксида углерода в пористых коллекторах включают в себя улавливание CO_2 , выделяемого промышленными или энергетическими предприятиями, и последующее его подземное хранение (Cao et al., 2022). Длительное хранение диоксида углерода в газообразном состоянии может привести к прорыву газа к поверхности

* Ответственный автор: Станислав Леонидович Бородин
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

и, соответственно, к непредсказуемым экологическим проблемам (Mac Dowell et al., 2017). Поэтому наиболее приемлемым вариантом является геологическое хранение диоксида углерода в твердой газогидратной форме (Kim, Santamarina, 2014; Hassanpouryouzband et al., 2019; Zhou et al., 2024). Эффективность такого хранения CO_2 может быть обусловлена тем обстоятельством, что при одинаковых термодинамических условиях в единице объема газового гидрата может содержаться в несколько раз больше газа, чем в газообразном состоянии (Истомин, Якушев, 1992; Чувилин, Гурьева, 2009; Makogon, 2010). Подземное газогидратное хранение диоксида углерода отвечает основным характеристикам возможного варианта организации такого хранилища, а именно: большая емкость хранения, долгосрочная изоляция CO_2 (не менее нескольких сотен лет), разумная стоимость, минимальное воздействие на окружающую среду (Aminu et al., 2017). В качестве косвенного доказательства приведенных тезисов можно привести то обстоятельство, что, например, в северных российских регионах присутствуют природные скопления гидратов метана, оценочный возраст которых достигает сотни тысяч лет. При этом важно отметить, что область значений давлений и температур, при которых может стабильно существовать гидрат CO_2 , значительно шире, чем у гидрата CH_4 , что свидетельствует о возможности аналогичного длительного хранения диоксида углерода в газогидратном состоянии.

В настоящее время заинтересованность к проектам геологического хранения диоксида углерода имеют крупные корпорации в ряде стран. При организации хранилища CO_2 важным является вопрос выбора резервуаров, подходящих для подземного газогидратного хранения диоксида углерода (Lu et al., 2021). Такими площадками могут служить истощенные месторождения углеводородного сырья (Корзун и др., 2023; Zhou et al., 2024), расположенные в относительной близости от предприятий, являющихся источниками выбросов CO_2 , например, от производителей электроэнергии и тепла.

Хранение диоксида углерода в истощенных нефтяных и газовых резервуарах считается одним из наиболее эффективных вариантов хранения из-за нескольких причин: 1) данные залежи были тщательно изучены до и во время отбора углеводородов; 2) имеется наземная и подземная инфраструктура, например, нагнетательные скважины и трубопроводы, они могут быть использованы для процесса захоронения либо напрямую, либо с небольшими изменениями; 3) нагнетание диоксида углерода в нефтенасыщенный пласт в качестве метода повышения нефтеотдачи и так применяется в нефтегазовой промышленности, и, следовательно, такой опыт может быть использован для процесса захоронения CO_2 (Aminu et al., 2017; Ибрагимов и др., 2024).

Рациональное формирование подземного газогидратного хранилища диоксида углерода диктует необходимость в углубленном предварительном исследовании аспектов неізотермического газожидкостного течения в насыщенных пористых пластах при наличии фазовых переходов, а также анализа факторов, определяющих эффективность технологии такого хранения CO_2 . Например, одним из таких факторов является неоднородность пласта по проницаемости (Баренблатт и др., 2016; Hu et al., 2021).

В этой связи важными представляются математическое моделирование и численное исследование процессов, происходящих при неізотермическом течении диоксида углерода в пористых средах с неоднородной проницаемостью с учетом образования газовых гидратов.

Методы

В работе методами математического моделирования изучены особенности неізотермической фильтрации газожидкостной смеси с учетом образования газового гидрата при нагнетании диоксида углерода в пористый пласт, поры которого в начальном состоянии заполнены метаном и водой. В первую очередь рассмотрим постановку задачи.

Рассмотрим в двумерном (радиальная ось r и вертикальная ось z) осесимметричном приближении процесс нагнетания CO_2 в пористый пласт высотой H и радиусом R (рис. 1).

Пусть закачка газа осуществляется через скважину радиуса r_w , которая вскрывает пласт на всю его высоту. Внешние границы пласта являются непроницаемыми для вещества, однако через них может происходить теплообмен с окружающими породами за счет теплопроводности. Пусть рассматриваемая сплошная среда в исходном состоянии состоит из трех фаз: из твердого каркаса (скелета), не участвующего в физико-химических превращениях, метана и воды с известной насыщенностью. Скелет пористой среды полагаем неподвижным и несжимаемым. Примем, что в начальный момент времени температура в рассматриваемом пласте и окружающих его горных породах равна T_0 . Фильтрация возможна только в пористом пласте, исходное давление в нем p_0 . Рассматриваемый пласт состоит из двух зон с различной проницаемостью k_1 и k_2 . Пусть нагнетание диоксида углерода осуществляется при постоянном давлении p_w , при этом температура на забое скважины T_w имеет постоянное значение, меньшее равновесной температуры образования гидрата CO_2 для давления p_w (рис. 1).

При математическом моделировании двухфазной фильтрации с учетом образования гидрата CO_2 примем следующие основные допущения: газовый гидрат рассматривается как система, состоящая из воды и газа, и массовая концентрация газа в газовом гидрате G постоянна; метан не растворяется в воде; пренебрегаем испарением воды; рассматривается однотемпературная модель (температуры всех фаз в некотором малом объеме

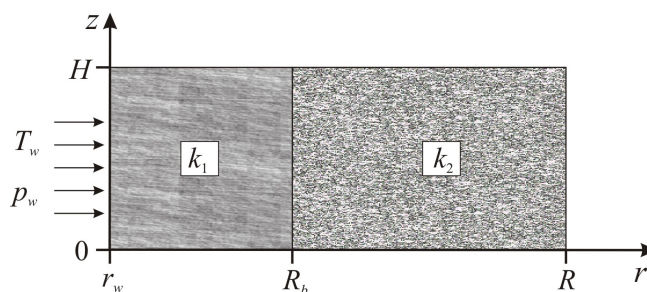


Рис. 1. Схематическое представление задачи: z и r – вертикальная и радиальная координаты; H , r_w , R_b и R – высота пласта, радиус скважины, радиус первой зоны и радиус пласта соответственно; k_1 и k_2 – проницаемость первой и второй зоны; T_w и p_w – температура закачиваемого диоксида углерода и давление его закачки

равны); пористость пласта для обеих зон пласта одинакова и постоянна; плотность воды и удельные теплоты фазовых переходов являются постоянными величинами; капиллярные эффекты не учитываются (Басниев и др., 1993; Bondarev et al., 2018). При изучении процесса закачки CO_2 в пласт в отличие от работ (Цыпкин, 2014; Khasanov et al., 2019; Khasanov et al., 2020) учитывается растворимость CO_2 в воде, фильтрация воды и газа, теплообмен пористого коллектора с окружающими горными породами.

Расчетные уравнения для изучаемого в работе процесса могут быть записаны на основе уравнений сохранения масс, закона Дарси, уравнения сохранения энергии (Нигматулин, 1987; Басниев и др., 1993; Бородин, Бельских, 2020; Musakaev, Borodin, 2023). При этом уравнение пьезопроводности и уравнение притока тепла, на основе которых происходит расчет изменения давления и температуры, соответственно, в отличие от работы (Musakaev, Borodin, 2023) содержат слагаемые, учитывающие интенсивность растворения диоксида углерода в воде J_{gl} . Соотношение для нахождения этой величины может быть записано следующим образом:

$$J_{gl} = \varphi \rho_{wat} \frac{\partial}{\partial t} \left(S_l \frac{\omega_{l(d)}}{\omega_{l(wat)}} \right), \quad \sum_{j=d, wat} \omega_{l(j)} = 1.$$

Здесь и далее индексы $j = sk, g, l, h, d, m$ и wat относятся к параметрам скелета пористой среды, газовой фазы, жидкой фазы, газового гидрата, диоксида углерода, метана и воды, соответственно; нижние индексы в скобках означают составляющие соответствующей фазы. J_{gl} – интенсивность растворения CO_2 в воде, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$; S_j ($j = g, l, h$) – насыщенность пор j -ой фазой; φ – пористость пласта; ρ_{wat} – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\omega_{l(d)}$ и $\omega_{l(wat)}$ – массовое содержание диоксида углерода и воды в жидкой фазе, соответственно.

Используются следующие уравнения состояния для жидкой и газовой фаз (Shagapov et al., 2012; Бородин, Бельских, 2020):

$$\rho_l = \rho_{wat} / \omega_{l(wat)}, \quad p = X_g \rho_g R_g T,$$

$$R_g = R_{un} / M_g, \quad M_g = \left(\frac{\omega_{g(d)}}{M_d} + \frac{\omega_{g(m)}}{M_m} \right)^{-1}, \quad \sum_{j=d, m} \omega_{g(j)} = 1,$$

$$X_g = \left(0,4 \cdot \lg \left(\frac{T}{T_{cr}} \right) + 0,73 \right)^{p/p_{cr}} + \frac{p}{10 p_{cr}},$$

$$p_{cr} = \sum_{j=d, m} \chi_{g(j)} p_{cr(j)}, \quad T_{cr} = \sum_{j=d, m} \chi_{g(j)} T_{cr(j)},$$

$$\chi_{g(j)} = \frac{\omega_{g(j)}}{M_j} M_g, \quad (j = d, m),$$

где p – давление, Па; T – температура, К; ρ_j ($j = sk, g, l, h$) – плотность j -ой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$; R_g – удельная газовая «постоянная» (этот параметр может изменяться в зависимости от состава газовой фазы), $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; R_{un} – универсальная газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$; M_d и M_m – молярная масса диоксида углерода и метана, $\text{кг}/\text{моль}$; $\omega_{g(d)}$ и $\omega_{g(m)}$ – массовое содержание CO_2 и CH_4 в газовой смеси; T_{cr} и p_{cr} – критическое значение температуры (К) и давления (Па) для газовой фазы; $T_{cr(d)}$ и $T_{cr(m)}$ – критическое значение температуры для углекислого газа и метана, К; $p_{cr(d)}$ и $p_{cr(m)}$ – критическое значение давления для CO_2 и CH_4 , Па;

$\chi_{g(d)}$ и $\chi_{g(m)}$ – мольная доля диоксида углерода и метана в газовой смеси.

Проницаемость пористой среды можно найти из соотношения (Zhang et al., 2022):

$$k = k_0 (1 - S_h)^n,$$

где k_0 – тензор проницаемости пористой среды при отсутствии газового гидрата, м^2 ; n – показатель степени, зависящий от типа заполнения газогидратом порового пространства пласта. При проведении расчетов принято $n = 3$.

В работе принимается, что образование гидрата CO_2 происходит в равновесном режиме (Borodin et al., 2022). Для нахождения массовой концентрации диоксида углерода в воде в зависимости от парциального давления этого газа и температуры используются эмпирические соотношения из работы (Воронов и др., 2011).

Результаты

Следующим шагом исследования процесса хранения диоксида углерода в геологических формациях в твердой газогидратной форме стало проведение вычислительных экспериментов по изучению особенностей образования гидрата CO_2 при закачке диоксида углерода в пласт, в исходном состоянии насыщенный водометановой смесью. Эти расчеты производились на основе авторского компьютерного кода, численно реализующую математическую модель. Методика расчета параметров изучаемого процесса представлена авторами на Первой Российской газогидратной конференции «Газовые гидраты – энергия будущего» (Бородин, Мусакаев, 2024), и она аналогична методике, изложенной в работе (Musakaev et al., 2020). Значения параметров, используемые при проведении расчетов (если не указано дополнительно), приведены в табл. 1 (Истомин, Якушев, 1992; Бородин, Бельских, 2020; Misyura et al., 2023).

На рис. 2 представлены поля давления, температуры, насыщенности гидратом CO_2 , массовой доли CO_2 в газовой смеси и массовой доли растворенного CO_2 в воде для трех случаев (рис. 1).

Случай 1. Нагнетательная скважина, через которую происходит закачка диоксида углерода в пласт, расположена в низкопроницаемой зоне, при этом значение проницаемости $k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$, значение проницаемости для высокопроницаемой зоны $k_2 = 10^{-13} \text{ м}^2$.

Случай 2. Нагнетательная скважина размещена в высокопроницаемой зоне, при этом $k_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$, $k_2 = 10^{-14} \text{ м}^2$.

Случай 3. Нагнетательная скважина также расположена в высокопроницаемой зоне, но $k_1 = 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_2 = 10^{-14} \text{ м}^2$.

На рис. 3 Представлены распределения параметров по радиальной координате r для средней по высоте линии пласта (при $z = H/2$).

На рис. 4 представлено изменение со временем массы CO_2 в пласте.

Обсуждение результатов

Из данных, представленных на рис. 2 и 3, видно, что закачиваемый в пористый пласт диоксид углерода вытесняет метан вглубь пласта. В пласте, поры которого до начала нагнетания CO_2 заняты метаном и водой, диоксид углерода присутствует в трех состояниях: в составе газового гидрата, в растворенном виде в воде и в газообразном состоянии.

Параметр	Символ	Значение
Время расчета, сут	t	7
Внешний радиус пласта, м	R	100
Радиус первой зоны (в которой расположена скважина), м	R_b	50
Толщина пласта, м	H	10
Радиус скважины, м	r_w	0,1
Начальное пластовое давление, МПа	p_0	1
Начальная пластовая температура, °C	T_0	5
Давление закачки диоксида углерода, МПа	p_w	3
Температура на забое скважины, °C	T_w	5
Пористость пласта	φ	0,2
Начальная газонасыщенность (метаном)	S_{g0}	0,8
Начальная насыщенность жидкостью (водой, без растворенного в ней CO ₂)	S_{l0}	0,2
Скрытая теплота образования/разложения гидрата CO ₂ , кДж/кг	L_{hd}	390
Скрытая теплота растворения CO ₂ в воде / испарения CO ₂ из воды, кДж/кг	L_{gl}	480
Массовое содержание CO ₂ в газовом гидрате	G	0,28

Табл. 1. Основные расчетные параметры

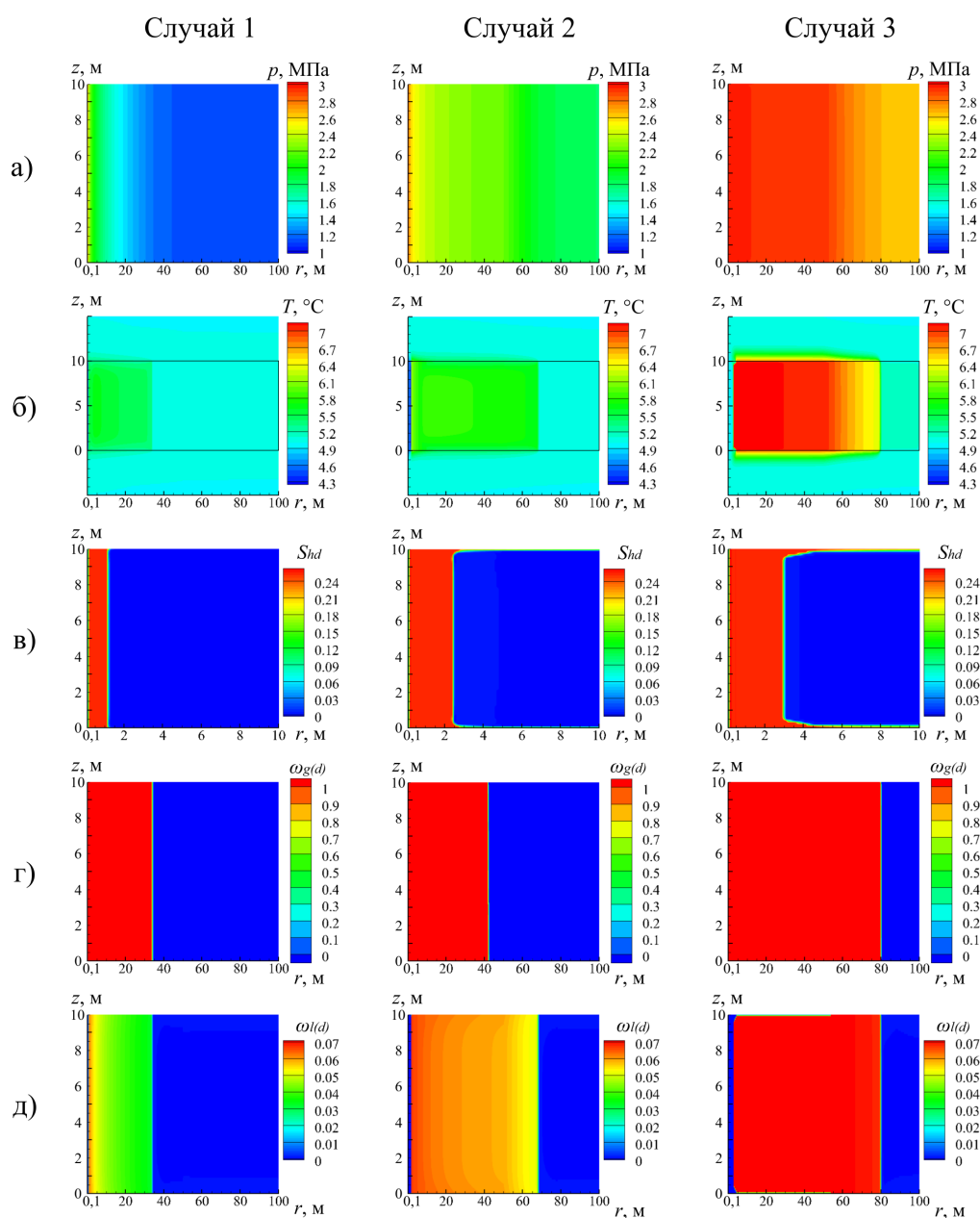


Рис. 2. Распределения в пласте давления p (а), температуры T (б), гидратонасыщенности S_{hd} (в), массовой доли CO₂ в газовой смеси $\omega_{g(d)}$ (г) и массовой доли растворенного CO₂ в воде $\omega_{l(d)}$ (д). Распределения параметров построены на 7 сутки после начала закачки диоксида углерода в пласт

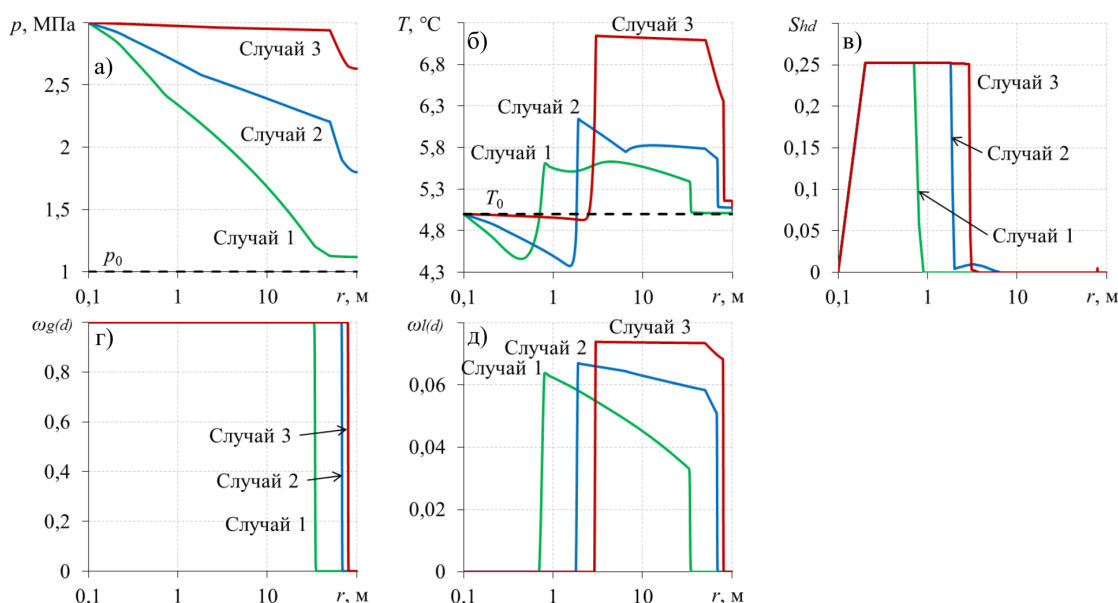


Рис. 3. Распределения по r при $z = H/2$ давления p (а), температуры T (б), гидратонасыщенности S_{hd} (в), массовой доли CO_2 в газовой смеси $\omega_{g(d)}$ (г) и массовой доли растворенного CO_2 в воде $\omega_{l(d)}$ (д) на 7 сутки после начала закачки диоксида углерода пласт

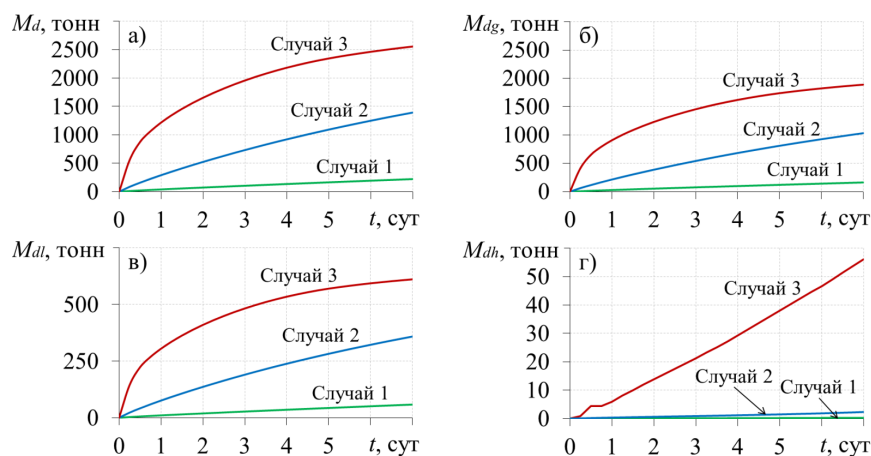


Рис. 4. Динамика изменения накопленной массы диоксида углерода в пласте: а) суммарная масса; б) в газообразном состоянии; в) в растворенном виде в воде; г) в составе газового гидрата

Гидратообразование происходит в основном в зоне, примыкающей к нагнетательной скважине, в этой области пласта в порах присутствуют диоксид углерода и его гидрат. Дальше (по координате r) поровое пространство заполнено CO_2 , гидратом CO_2 , водой; затем диоксидом углерода и водой; далее газовой фазой ($CO_2 + CH_4$) и водой; и наконец, водометановой смесью. В первых двух отмеченных зонах из-за газогидратных отложений коллекторские свойства пласта ухудшаются, что приводит к снижению темпов фильтрации от скважины в пласт и большому градиенту давления в области с присутствием газового гидрата. Для случая расположения нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне (Случаи 2 и 3) вышеописанный фактор оказывает меньшее влияние, и давление во всем пласте существенно увеличивается (даже в отдаленной от скважины низкопроницаемой зоне), что свидетельствует о лучшем проникновении диоксида углерода в пласт. Также из рис. 2 и 3 видно, что температура в пласте ведет себя немонотонно. Это связано с влиянием на нее следующих факторов: эффект Джоуля-Томсона (в области больших градиентов давления

температура при фильтрации реального газа существенно снижается); выделение тепла при образовании гидрата CO_2 ; выделение тепла при растворении диоксида углерода в воде. Видно, что вблизи скважины температура снижается ниже начальной, так как в этой области наблюдается наибольший перепад давления, что приводит к наиболее интенсивному охлаждению вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Далее наблюдается повышение температуры выше начальной вследствие фазовых переходов. Во всем пласте, где одновременно присутствуют диоксид углерода и вода, наблюдается повышение температуры выше начальной вследствие выделения тепла при растворении этого газа в воде. Причем вблизи верхней и нижней границ пласта температуры ниже, а количество растворенного CO_2 в воде выше, что объясняется теплоотдачей в окружающие непроницаемые для вещества породы за счет теплопроводности. В зоне, примыкающей к нагнетательной скважине, вся вода переходит в состав газогидрата, что связано, в первую очередь, с существенным снижением температуры в этой части пласта вследствие действия эффекта Джоуля-Томсона. Таким образом, для адекватного

описания температурного поля в пласте необходим учет таких факторов, как теплота, выделяемая при фазовых переходах, эффект Джоуля-Томсона, теплообмен рассматриваемого пористого коллектора с окружающими горными породами. Рисунки 2 и 3 также показывают, что вытеснение метана диоксидом углерода происходит практически в поршневом режиме. Размеры области, в которой в газовой фазе одновременно находятся CO_2 и CH_4 , малы по сравнению с протяженностью пласта; поршневой характер вытеснения обусловлен тем, что вязкость CO_2 в полтора раза выше вязкости CH_4 (Цыпкин, 2014).

Из данных, представленных на рис. 4, видно, что масса захороненного диоксида углерода тем выше, чем выше проницаемость призабойной зоны скважины, поэтому при организации такого способа утилизации CO_2 необходимо осуществлять закачку этого газа в высокопроницаемые зоны, т.е. для захоронения диоксида углерода с большей интенсивностью нагнетательную скважину желательно располагать в области пласта с наибольшей проницаемостью. Анализ рис. 2 и 3 позволяет сделать вывод о том, что для принятых в работе параметров, для организации эффективного газогидратного хранения диоксида углерода необходимы пористые среды с достаточно высокими значениями проницаемости. В противном случае, во-первых, вследствие низкой проницаемости время закачки необходимого объема CO_2 будет существенно увеличиваться, и, во-вторых, образовавшийся газогидрат будет еще больше снижать проницаемость пористой среды, что может привести к практически полной остановке дальнейшей фильтрации CO_2 .

Для рассмотренного набора параметров при размещении нагнетательной скважины в низкопроницаемой зоне ($k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$) диоксид углерода в составе газового гидрата на конечный момент времени (7 суток) составляет величину около 300 кг. Если же нагнетательная скважина расположена в высокопроницаемой зоне ($k_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$), то этот показатель имеет величину около 2300 кг. При дальнейшем увеличении проницаемости (Случай 3) накопленная масса диоксида углерода в составе газового гидрата составляет величину уже около 56000 кг. Однако, как видно, из рис. 4 для всех рассмотренных случаев масса CO_2 в составе газового гидрата меньше его массы в свободном и растворенном состоянии. Это связано с тем, что на процесс образования газового гидрата в пласте существенное влияние оказывают (помимо коллекторских свойств) исходные термодинамические параметры подземного хранилища CO_2 . Т.е. необходимы дополнительные исследования по определению пластов с наиболее благоприятными для гидратообразования начальными термодинамическими условиями, а также по выявлению наиболее эффективных параметров закачки диоксида углерода. И комплексный учет всех этих факторов позволит обеспечить наиболее эффективное подземное газогидратное захоронение CO_2 .

Заключение

Статья посвящена изучению особенностей процесса хранения диоксида углерода в геологических формациях в твердой газогидратной форме. Предложена в двумерном осесимметричном приближении математическая модель неизотермической фильтрации газожидкостной

смеси, в которой в отличие от предыдущих работ произведен дополнительный учет таких факторов, как наличие в пласте зон с различной проницаемостью, двухфазная фильтрация, растворимость CO_2 в воде, теплоотдача (за счет кондуктивного теплообмена) из рассматриваемой области пористой среды в окружающие горные породы, неизотермические эффекты. Расчетным путем показано, что при закачке диоксида углерода в пористый пласт распределение температуры по длине пласта имеет немонотонный характер, обусловленный действием эффекта Джоуля-Томсона, выделением тепла при образовании гидрата CO_2 и растворении данного газа в воде. Вблизи верхней и нижней границ пласта температуры ниже, а количество растворенного CO_2 в воде выше, что объясняется теплоотдачей в окружающие непроницаемые для вещества породы за счет теплопроводности. Показано, что для более эффективной организации газогидратного хранения диоксида углерода в зонально-неоднородном пористом пласте необходимо располагать нагнетательную скважину в зоне с большими значениями проницаемости.

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00093, <https://rscf.ru/project/24-29-00093/>

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

- Баренблатт Г.И., Лобковский Л.И., Нигматулин Р.И. (2016). Математическая модель истечения газа из газонасыщенного льда и газогидратов. *Доклады Академии наук*, 470 (4), с. 458–461. <https://doi.org/10.7868/S0869565216280148>
- Басинев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. М.: Недра, 416 с.
- Бородин С.Л., Бельских Д.С. (2020). Математическое моделирование равновесного полного замещения метана углекислым газом в газогидратном пласте при отрицательных температурах. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 6 (2), с. 63–80. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-63-80>
- Бородин С.Л., Мусакаев Н.Г. (2024). Методика расчета параметров процесса закачки углекислого газа в зонально-неоднородный пористый пласт с учетом образования газового гидрата. *Материалы Первой Российской газогидратной конференции «Газовые гидраты – энергия будущего» (РГК I)*. СПб.: ВНИИОкеангеология, с. 51–56. <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-51-56>
- Воронов В.П., Городецкий Е.Е., Григорьев Б.А., Муратов А.Р. (2011). Экспериментальное исследование процесса замещения метана в газовом гидрате диоксидом углерода. *Вести газовой науки*, 2(7), с. 235–248.
- Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Валиуллин И.В., Залятдинов А.А., Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Мингазутдинов А.Н., Ремеев М.М., Кашапов И.Х. (2024). Экспериментальная оценка эффективности вытеснения нефти дымовыми газами для объекта разработки в карбонатных отложениях Урало-Поволжского региона. *Георесурсы*, 26 (1), с. 127–135. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>
- Истомин В.А., Якушев В.С. (1992). Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 235 с.
- Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитонов Н.А., Асеева А.В., Осипов К.О., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Вайтхович А.П., Лопатин А.Ю., Карпушин М.Ю., Перегудов Ю.Д., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Ситар К.А., Редькин А.С. (2023). Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор). *Георесурсы*, 25 (2), с. 22–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>
- Нигматулин Р.И. (1987). Динамика многофазных сред. М.: Наука.

Цыпкин Г.Г. (2014). Математическая модель инъекции углекислого газа в пласт с образованием гидрата. *Доклады Академии наук*, 458(4), с. 422–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565214220113>

Чувилін Е.М., Гурьева О.М. (2009). Экспериментальное изучение образования гидратов CO_2 в поровом пространстве промерзающих и мерзлых пород. *Криосфера Земли*, 13(3), с. 70–79.

Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, pp. 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>

Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K. (2018). Underground Storage of Natural Gas in Hydrate State: Primary Injection Stage. *Journal of Engineering Thermophysics*, 27 (2), pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S181023281802008X>

Borodin S.L., Musakaev N.G., Belskikh D.S. (2022). Mathematical Modeling of a Non-Isothermal Flow in a Porous Medium Considering Gas Hydrate Decomposition: A Review. *Mathematics*, 10(24), 4674. <https://doi.org/10.3390/math10244674>

Cao X., Wang H., Yang K., Wu S., Chen Q., Bian J. (2022). Hydrate-based CO_2 sequestration technology: Feasibilities, mechanisms, influencing factors, and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111121. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111121>

Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B., Chuvilin E., Istomin V., Bukhanov B. (2019). Geological CO_2 Capture and Storage with Flue Gas Hydrate Formation in Frozen and Unfrozen Sediments: Method Development, Real Time-Scale Kinetic Characteristics, Efficiency, and Clathrate Structural Transition. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(5), pp. 5338–5345. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b06374>

Hu T., Xu T., Tian H., Zhou B., Yang Y. (2021) A study of CO_2 injection well selection in the naturally fractured undulating formation in the Jurong Oilfield, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103377. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103377>

Khasanov M.K., Musakaev N.G., Stolpovsky M.V., Kildibaeva S.R. (2020). Mathematical Model of Decomposition of Methane Hydrate during the Injection of Liquid Carbon Dioxide into a Reservoir Saturated with Methane and Its Hydrate. *Mathematics*, 8 (9), 1482. <https://doi.org/10.3390/math8091482>

Khasanov M.K., Stolpovsky M.V., Gimaltdinov I.K. (2019). Mathematical model of injection of liquid carbon dioxide in a reservoir saturated with methane and its hydrate. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 132, pp. 529–538. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.033>

Kim S., Santamarina J.C. (2014). Engineered CO_2 injection: The use of surfactants for enhanced sweep efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 20, pp. 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.018>

Lu P., Hao Y., Bai Y., Liu W., Chen X., Zheng H., Liu J., Chen Y., Gao J. (2021). Optimal selection of favorable areas for CO_2 geological storage in the Majiagou Formation in the Ordos Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103360. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103360>

Mac Dowell N., Fennell P.S., Shah N., Maitland G.C. (2017). The role of CO_2 capture and utilization in mitigating climate change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 243–249. <https://doi.org/10.1038/nclimate3231>

Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates - A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2, pp. 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.12.004>

Misyura S., Strizhak P., Meleshkin A., Morozov V., Gaidukova O., Shlegel N., Shkola M. (2023). A Review of Gas Capture and Liquid Separation Technologies by CO_2 Gas Hydrate. *Energies*, 16(8), 3318. <https://doi.org/10.3390/en16083318>

Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A. (2020). Methodology for the Numerical Study of the Methane Hydrate Formation During Gas Injection into a Porous Medium. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 41(7), pp. 1272–1277. <https://doi.org/10.1134/S199508022007032X>

Musakaev N.G., Borodin S.L. (2023). Numerical Study of the Process of Gas Extraction from a Gas Hydrate Reservoir with Inhomogeneous Permeability. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 44 (5), pp. 1765–1770. <https://doi.org/10.1134/S199508022305044X>

Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. (2012). Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*, 48 (9), pp. 1589–1600. <https://doi.org/10.1007/s00231-012-1000-3>

Xu G., Schwarz P., Yang H. (2020). Adjusting energy consumption structure to achieve China's CO_2 emissions peak. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109737. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109737>

Zhang P., Liu B., Hu L., Meegoda J.N. (2022). Coupled multiphase flow and pore compression computational model for extraction of offshore gas hydrates. *Computers and Geotechnics*, 145, 104671. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.104671>

Zhou X., Xu Ch., Wen H., Huang Zh., Chuvilin E., Liang D. (2024) Thermal stabilities of CH_4 and CO_2 hydrates in quartz sands and modeling. *Fluid Phase Equilibria*, 583, 114120. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2024.114120>

Сведения об авторах

Наиль Габсалимович Мусакаев – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: musakaev68@yandex.ru

Станислав Леонидович Бородин – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 01.11.2024;
Принята к публикации 29.04.2025; Опубликовано 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Estimation of the parameters of carbon dioxide injection into a saturated porous reservoir with heterogeneous permeability in the presence of hydrate formation

N.G. Musakaev, S.L. Borodin*

Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Stanislav L. Borodin, e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Abstract. One of the effective methods of combating the increase in the concentration of carbon dioxide in the atmosphere is its sequestration in porous media in the solid gas hydrate form. The unique properties of gas hydrates, such as their high gas capacity, low permeability and natural stability,

make them an attractive option for long-term disposal of carbon dioxide. In the context of considering the problem of organizing geological gas hydrate storages of carbon dioxide, a mathematical model is written down that allows a theoretical study of the process of carbon dioxide hydrate formation during

its injection into a reservoir whose pores are initially saturated with methane and water. The proposed mathematical model takes into account zonal heterogeneity of a porous reservoir, the flow in it in the presence of phase transformations (hydrate formation and solubility of carbon dioxide in water) of the gas (CH_4 and/or CO_2) and liquid (water and dissolved CO_2) phases, heat transfer from the considered region of a reservoir to the surrounding rocks; the hydrate formation process is considered as an equilibrium phase transition. Calculation equations for the studied process are presented and numerical solutions of the problem are constructed, describing the distribution of parameters (temperature, pressure, phase saturations) in a reservoir. It has been shown by calculations that when CO_2 is injected into a reservoir, several characteristic zones can form in it, differing in the composition of the fluids saturating them. It has been demonstrated that it is necessary to take into account such factors as heat released during phase transitions, the Joule-Thomson effect, and heat exchange between the porous reservoir and its surrounding rocks when describing the temperature field in the reservoir formed when carbon dioxide is injected into it. The results of computational experiments are presented and analyzed when placing an injection well in a high- or low-permeability zone of a porous reservoir. The conducted numerical study showed that for the organization of effective gas hydrate storage of carbon dioxide, porous media with sufficiently high permeability values are required.

Keywords: filtration, carbon dioxide, gas hydrate formation, zonal permeability, mathematical model

Acknowledgements

The research was funded by the Russian Science Foundation (project No. 24-29-00093), <https://rscf.ru/project/24-29-00093/>.

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Musakaev N.G., Borodin S.L. (2025). Estimation of the parameters of carbon dioxide injection into a saturated porous reservoir with heterogeneous permeability in the presence of hydrate formation. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 121–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.10>

References

- Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, pp. 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.015>
- Barenblatt G.I., Lobkovsky L.I., Nigmatulin R.I. (2016). A mathematical model of gas outflow from gas-saturated ice and gas hydrates. *Doklady Earth Sciences*, 470, pp. 1046–1049. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16100019>
- Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Underground Hydrodynamics. Moscow: Nedra, 416 p. (In Russ.)
- Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K. (2018). Underground Storage of Natural Gas in Hydrate State: Primary Injection Stage. *Journal of Engineering Thermophysics*, 27 (2), pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S181023281802008X>
- Borodin S.L., Belskikh D.S. (2020). Mathematical modeling of the equilibrium complete replacement of methane by carbon dioxide in a gas hydrate reservoir at negative temperatures. *Tyumen State University Herald*.

- Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6 (2), pp. 63–80. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-63-80>
- Borodin S.L., Musakaev N.G., Belskikh D.S. (2022). Mathematical Modeling of a Non-Isothermal Flow in a Porous Medium Considering Gas Hydrate Decomposition: A Review. *Mathematics*, 10 (24), 4674. <https://doi.org/10.3390/math10244674>
- Borodin S.L., Musakaev N.G. (2024). Methodology for calculating the process parameters of carbon dioxide injection into a zonally heterogeneous porous reservoir, taking into account the formation of gas hydrate. *Proc. First Russian Conference on Gas Hydrates "Gas Hydrates — Energy of the Future" (RCGH I)*. Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya, pp. 51–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/cl-37274-2024-1-51-56>
- Cao X., Wang H., Yang K., Wu S., Chen Q., Bian J. (2022). Hydrate-based CO_2 sequestration technology: Feasibilities, mechanisms, influencing factors, and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111121. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111121>
- Chuvilin E.M., Guryeva O.M. (2009). Experimental investigation of CO_2 gas hydrate formation in porous media of frozen and freezing sediments. *Earth's Cryosphere*, 13 (3), c. 70–79. (In Russ.)
- Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B., Chuvilin E., Istomin V., Bukhanov B. (2019). Geological CO_2 Capture and Storage with Flue Gas Hydrate Formation in Frozen and Unfrozen Sediments: Method Development, Real Time-Scale Kinetic Characteristics, Efficiency, and Clathrate Structural Transition. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(5), pp. 5338–5345. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b06374>
- Hu T., Xu T., Tian H., Zhou B., Yang Y. (2021). A study of CO_2 injection well selection in the naturally fractured undulating formation in the Jurong Oilfield, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103377. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103377>
- Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Valiullin I.V., Zalyatdinov A.A., Sadreeva R.Kh., Burlutskiy E.A., Mingazutdinov A.N., Remeev M.M., Kashapov I.Kh. (2024). Experimental assessment of oil displacement efficiency by flue gases for a developed reservoir in carbonate formation of Urals-Volga region. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 127–135. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.11>
- Istomin V.A., Yakushev V.S. (1992). Gas hydrates in nature. Moscow: Nedra, 235 p. (In Russ.)
- Khasanov M.K., Musakaev N.G., Stolpovsky M.V., Kildibaeva S.R. (2020). Mathematical Model of Decomposition of Methane Hydrate during the Injection of Liquid Carbon Dioxide into a Reservoir Saturated with Methane and Its Hydrate. *Mathematics*, 8(9), 1482. <https://doi.org/10.3390/math8091482>
- Khasanov M.K., Stolpovsky M.V., Gimaltdinov I.K. (2019). Mathematical model of injection of liquid carbon dioxide in a reservoir saturated with methane and its hydrate. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 132, pp. 529–538. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.033>
- Kim S., Santamarina J.C. (2014). Engineered CO_2 injection: The use of surfactants for enhanced sweep efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 20, pp. 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.018>
- Korzun A.V., Stoupakova A.V., Kharitonova N.A., Pronina N.V., Makarova E.Yu., Vaytekovich A.P., Osipov K.O., Lopatin A.Yu., Aseeva A.V., Karpushin M.Yu., Sautkin R.S., Peregodov Yu.D., Bolshakova M.A., Sitar K.A., Redkin A.S. (2023). Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review). *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 22–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>
- Lu P., Hao Y., Bai Y., Liu W., Chen X., Zheng H., Liu J., Chen Y., Gao J. (2021). Optimal selection of favorable areas for CO_2 geological storage in the Majiagou Formation in the Ordos Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103360. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103360>
- Mac Dowell N., Fennell P.S., Shah N., Maitland G.C. (2017). The role of CO_2 capture and utilization in mitigating climate change. *Nature Climate Change*, 7, pp. 243–249. <https://doi.org/10.1038/nclimate3231>
- Makogon Y.F. (2010). Natural gas hydrates - A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2, pp. 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2009.12.004>
- Misyura S., Strizhak P., Meleshkin A., Morozov V., Gaidukova O., Shlegel N., Shkola M. (2023). A Review of Gas Capture and Liquid Separation Technologies by CO_2 Gas Hydrate. *Energies*, 16 (8), 3318. <https://doi.org/10.3390/en16083318>

Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A. (2020). Methodology for the Numerical Study of the Methane Hydrate Formation During Gas Injection into a Porous Medium. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 41(7), pp. 1272–1277. <https://doi.org/10.1134/S199508022007032X>

Musakaev N.G., Borodin S.L. (2023). Numerical Study of the Process of Gas Extraction from a Gas Hydrate Reservoir with Inhomogeneous Permeability. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 44(5), pp. 1765–1770. <https://doi.org/10.1134/S199508022305044X>

Nigmatulin R.I. (1991). Dynamics of Multiphase Media. New York: Hemisphere Publ. Corp.

Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. (2012). Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*, 48 (9), pp. 1589–1600. <https://doi.org/10.1007/s00231-012-1000-3>

Tsyarkin G.G. (2014). A mathematical model of carbon dioxide flooding with hydrate formation. *Doklady Physics*, 59, pp. 463–466. <https://doi.org/10.1134/S1028335814080035>

Voronov V.P., Gorodetskiy Ye.Ye., Grigor'yev V.A., Muratov A.R. (2011). Experimental study of the process of methane substitution in gas hydrate with carbon dioxide. *Vesti gazovoy nauki*, 2(7), pp. 235–248. (In Russ.)

Xu G., Schwarz P., Yang H. (2020). Adjusting energy consumption structure to achieve China's CO₂ emissions peak. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109737. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109737>

Zhang P., Liu B., Hu L., Meegoda J.N. (2022). Coupled multiphase flow and pore compression computational model for extraction of offshore gas hydrates. *Computers and Geotechnics*, 145, 104671. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.104671>

Zhou X., Xu Ch., Wen H., Huang Zh., Chuvin E., Liang D. (2024) Thermal stabilities of CH₄ and CO₂ hydrates in quartz sands and modeling. *Fluid Phase Equilibria*, 583, 114120. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2024.114120>

About the Authors

Nail G. Musakaev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
74 Taymyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: musakaev68@yandex.ru

Stanislav L. Borodin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
74 Taymyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: S.L.Borodin@yandex.ru

Manuscript received 1 November 2024;

Accepted 29 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)